

Programa de Trabajo con especialista del International Finance Corporation (IFC) del Banco Mundial, 22 y 23 de Octubre de 2009
- Elaboración de la Norma de Emisión para Termoeléctricas en Chile -

1. Introducción

En el contexto de la elaboración de la norma de emisión para termoeléctricas en Chile, se ha analizado con interés las guías del Banco Mundial para termoeléctricas (Guía de 1989, Guía de 2008), las cuales entregan una recomendación de buenas prácticas ambientales para aquellas empresas de generación eléctrica que se localizarán en países que no cuentan con regulación y que solicitan financiamiento en la banca privada.

Se ha contactado al Sr. Alexander W. Indorf, especialista del International Finance Corporation (IFC) del Banco Mundial, quien coordinó el proceso de elaboración de la Guía 2009. CONAMA D.E. ha contactado al IFC evaluando de interés su colaboración en el proceso que se lleva a cabo.

2. Objetivo

Dar a conocer la experiencia sobre el diseño de la Guía, objetivo, proceso de elaboración, consideraciones técnicas y económicas, tecnologías de control y complejidades surgidas en su implementación, comentarios que se recibieron del sector privado y de grupos de interés.

3. Datos del especialista

Alexander W. Indorf . Senior Environmental Specialist . International Finance Corporation (IFC), Environmental and Social Development. 2121 Pennsylvania Ave., NW. Washington, DC. 20433. Email: aindorf@ifc.org Web: <http://www.ifc.org/sustainability>

4. Programa

Jueves 22 de octubre

10:30 a 13:00 hrs. Sala 1. Piso 7. Teatinos 258, Santiago. Reunión interna de trabajo. Participantes: profesionales del área de control atmosférico de CONAMA oficinas regionales y D.E.

Objetivos:

- Dar a conocer al especialista del IFC sobre la situación actual en el diseño de la norma de emisión, según D.S. N° 93/95 Reglamento para la elaboración de Normas de Calidad y de Emisión y la descripción del mercado eléctrico en Chile.
- Conocer aspectos relacionados con la experiencia en la elaboración de la Guía del Banco Mundial, sus aspectos económicos y evaluación de las tecnologías de control, temas críticos y otros.

15:00 a 17:30 hrs. sala de capacitación, PPEE Miraflores 222. Piso 10, Santiago.

Reunión Comité Operativo más consultores.

Objetivo discusión por parte de los asistentes

Viernes 23 de octubre

10:30 – 13.00 hrs. Hotel San Francisco

Comité Ampliado (integrantes del sector privado, empresas generadoras y ONG's)

Objetivo: Conocer aspectos relacionados con la experiencia en la elaboración de la Guía del Banco Mundial, sus aspectos económicos y evaluación de las tecnologías de control, temas críticos y otros.

Cierre y Conclusiones con el equipo que coordina la norma en CONAMA D.E.

Contacto en CONAMA D.E.:

Carmen Gloria Contreras Fierro. cgcontreras@conama.cl. Fono: 240 5772



IFC

**International
Finance Corporation**
World Bank Group

Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica

Alexander W. Indorf

Senior Environmental Specialist
Environmental and Social
Department

International Finance Corporation,
Washington DC



601872

Grupo del Banco Mundial



**International Bank for
Reconstruction and
Development, 1945**



**International Finance
Corporation, 1956**



**International Development
Association, 1960**



**International Centre for
Settlement of Investment
Disputes, 1966**



**Multilateral Investment
Guarantee Agency, 1988**

Normas de Desempeño del CFI

- 1: Sistema de Gestión y Evaluación Social y Ambiental
- 2: Trabajo y Condiciones Laborales
- 3: Prevención y Disminución de la Contaminación
- 4: Salud y Seguridad de la Comunidad
- 5: Adquisición de Tierras y Reasentamiento Involuntario
- 6: Conservación de la Biodiversidad y Gestión Sostenible de los Recursos Naturales
- 7: Pueblos Indígenas
- 8: Patrimonio Cultural

Aplicabilidad de las políticas y guías ambientales del CFI

- Grupo del Banco Mundial
- Instituciones Financieras de los Principios del Ecuador
 - Mas de 60 instituciones financieras publicas y privadas
- Agencias de Creditos para la Exportacion
 - 32 instituciones
- Bancos bilaterales y multilaterales

Norma de Desempeño 3 – Requisitos generales (a)

- “Durante el diseño, construcción, operación y conclusión del proyecto (el “ciclo de vida del proyecto”), el cliente tomará en consideración las condiciones ambientales y aplicará las tecnologías y prácticas de prevención y control de la contaminación más adecuadas para evitar o cuando ello no sea posible, minimizar o reducir los impactos adversos sobre la salud humana y el medio ambiente....”

Norma de Desempeño 3 – Requisitos generales (b)

- “Las técnicas de prevención y control de la contaminación específicas.....se ajustarán a las buenas prácticas internacionales de la industria como se refleja en.....las Guías de Ambiente, Salud y Seguridad de la CFI.”

Norma de Desempeño 3 – Consideraciones del ambiente

- ...[el proyecto] considerará una serie de factores, incluyendo la capacidad asimilativa finita del medio ambiente.....posibles impactos acumulativos....
-estrategias que contribuyan al mejoramiento de las condiciones ambientales cuando el proyecto tenga el potencial para constituir una fuente significativa de emisiones en una zona ya deteriorada.”

Guías de Ambiente Salud y Seguridad - Proceso de Actualización (2005 – 2008)

- Investigación técnica - consultores especialistas
- Experiencia en proyectos del Banco Mundial
- Consultas focalizadas con sectores industriales
- Consultas con gobiernos, ONGs
- Proceso de consulta pública

Actualización de Guías Ambientales – Criterios Principales

- Prevalencia del uso de tecnologías y prácticas comprobadas de prevención y control de emisiones
- Disponibilidad de tecnologías en el mercado
- Factibilidad técnica de instalación, operación, y mantenimiento
- Aumento del costo del capital de inversión
- Aumento del costo de operación / mantenimiento
- **Tendencias en legislación ambiental de países desarrollados y en vías de desarrollo**

Consultas con sector industrial - ejemplos

- Motores: Euromot (UE/EEUU)
 - Wartsila, Man B&W, Caterpillar
- Turbinas: Gas Turbine Mfgt Association (EEUU)
 - GE, Solar Turbines
- Calderas: German Engineering Fed. – VDMA (UE)
 - Siemens



International
Finance Corporation
World Bank Group

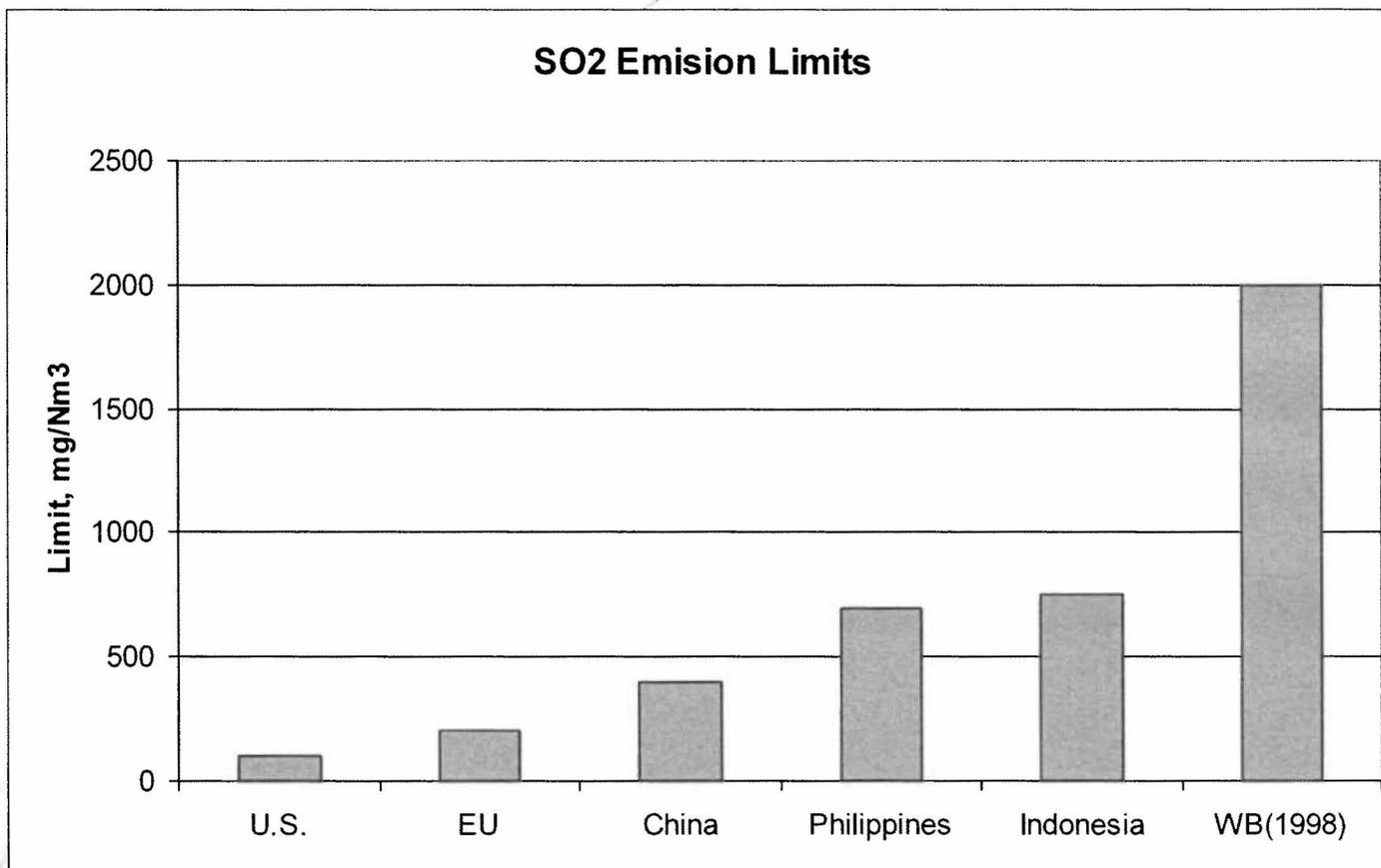
Definicion de buenas practicas en plantas termicas

- Principales parametros: PM, NO_x, and SO₂, metales pesados
 - CO₂
- Tecnologias: Motores, calderas, turbinas
- Tipos de combustible: liquidos (FO), solidos, gaseosos
- Metodos de Prevencion =
 - Uso de combustibles limpios (i.e. bajo azufre/cenizas)
 - Uso de controles primarios (i.e. low NO_x burners, inyeccion de agua, etc)
- Control =
 - Uso de controles secundarios tales como: PM (ESPs, filtros de manga); NO_x (catalizadores (SCR, SNCR)); SO₂ (desulfurizacion (wet/dry))

Aspectos mas complejos de la evaluacion

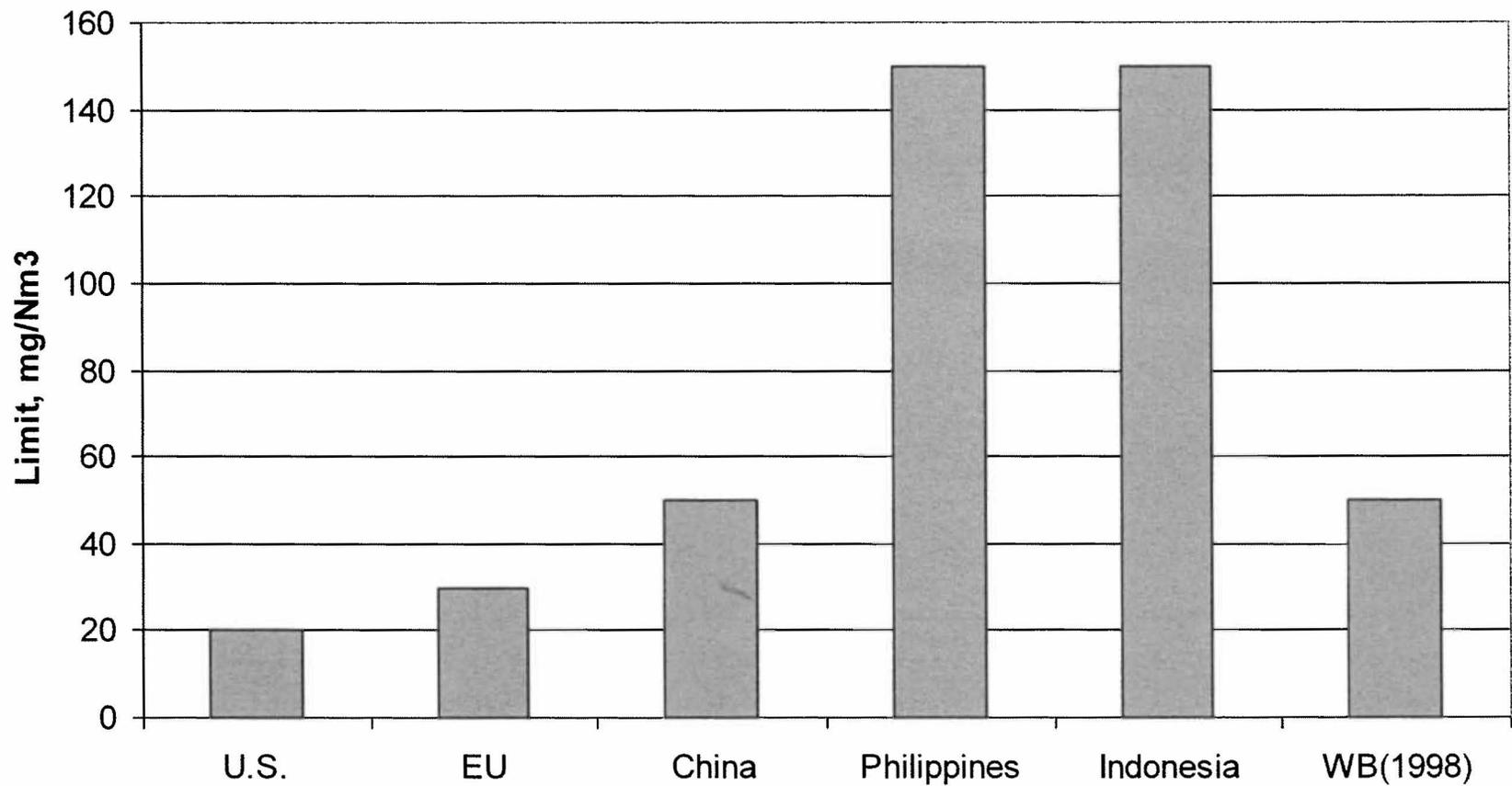
- Nivel de control de SO₂ aplicable a motores diesel
 - Calidad y disponibilidad del combustible en el mercado
- Nivel de control de SO₂ aplicable a plantas a carbon
 - Calidad y disponibilidad del carbon en el mercado

Limites de emisiones de SO2 (2008)

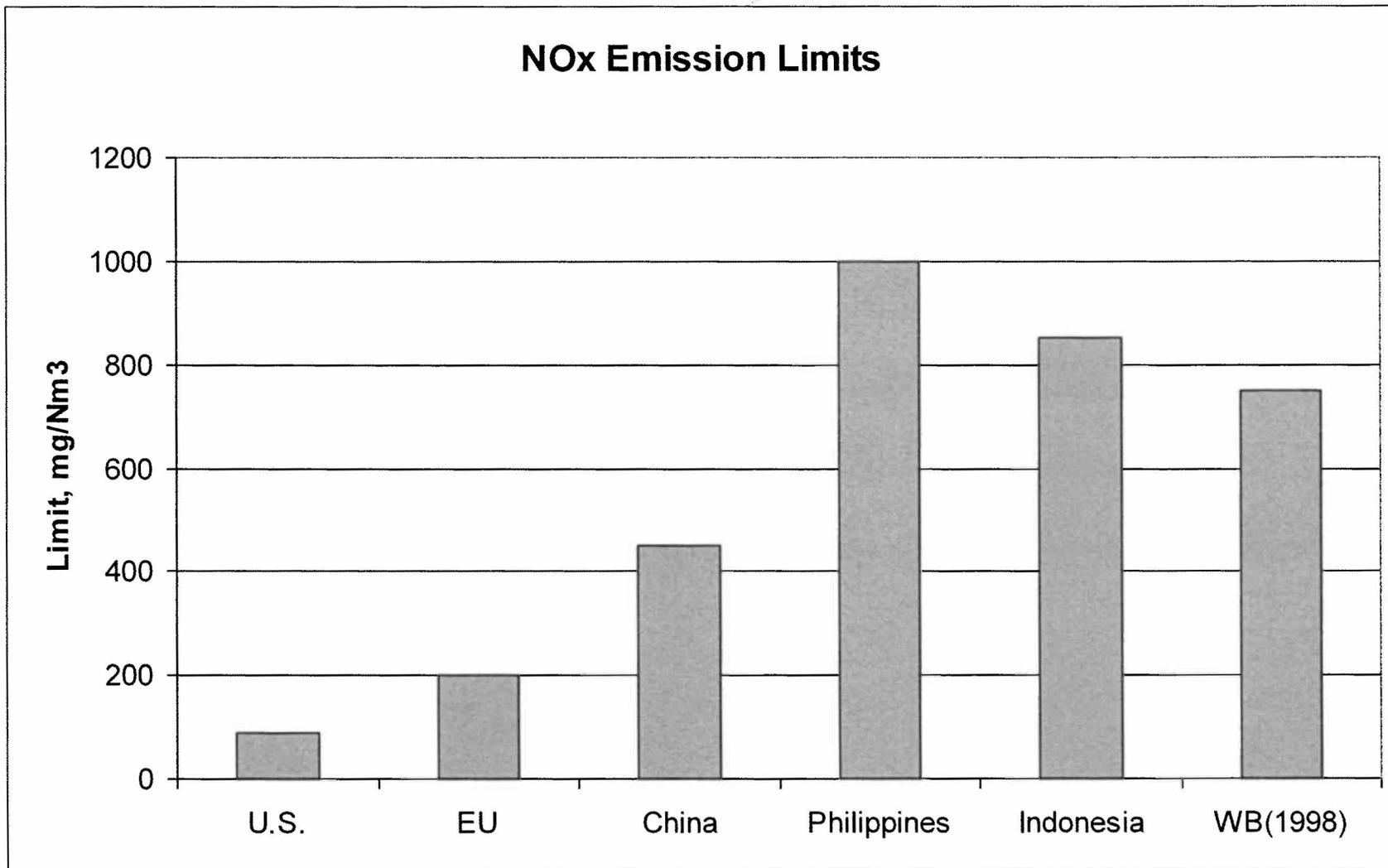


Limites de emisiones de MP (2008)

Particulate Emission Limits



Limites de emisiones de NOx (2008)



Ejemplos de cambios legislativos desde 1998 en mercados emergentes

- China (GB 13223-2003, Implementation date: January 1, 2004)
 - Solid fuel = 400 mg/Nm³ (800 mg/Nm³ if calorific value of coal is 12,550 kJ/kg or less, and 1,200 mg/Nm³ if mine-mouth coal plant)
- Indonesia (KEP-13/MENLH/3/1995, Effective as of 2000)
 - 818 mg/Nm³ (dry, 6%O₂, 0 Celsius)
- Vietnam (TCVN 6991-2001)
 - 150 mg/Nm³ (dry, 6%O₂)
- Philippines (Philippine Clean Air Act of 1999)
 - 764 mg/Nm³ (dry, 6%O₂, 0 Celsius)
- Jamaica (NRCA (Air Quality) Regulations, 2006)
 - 1,445 mg/Nm³ (6%O₂)

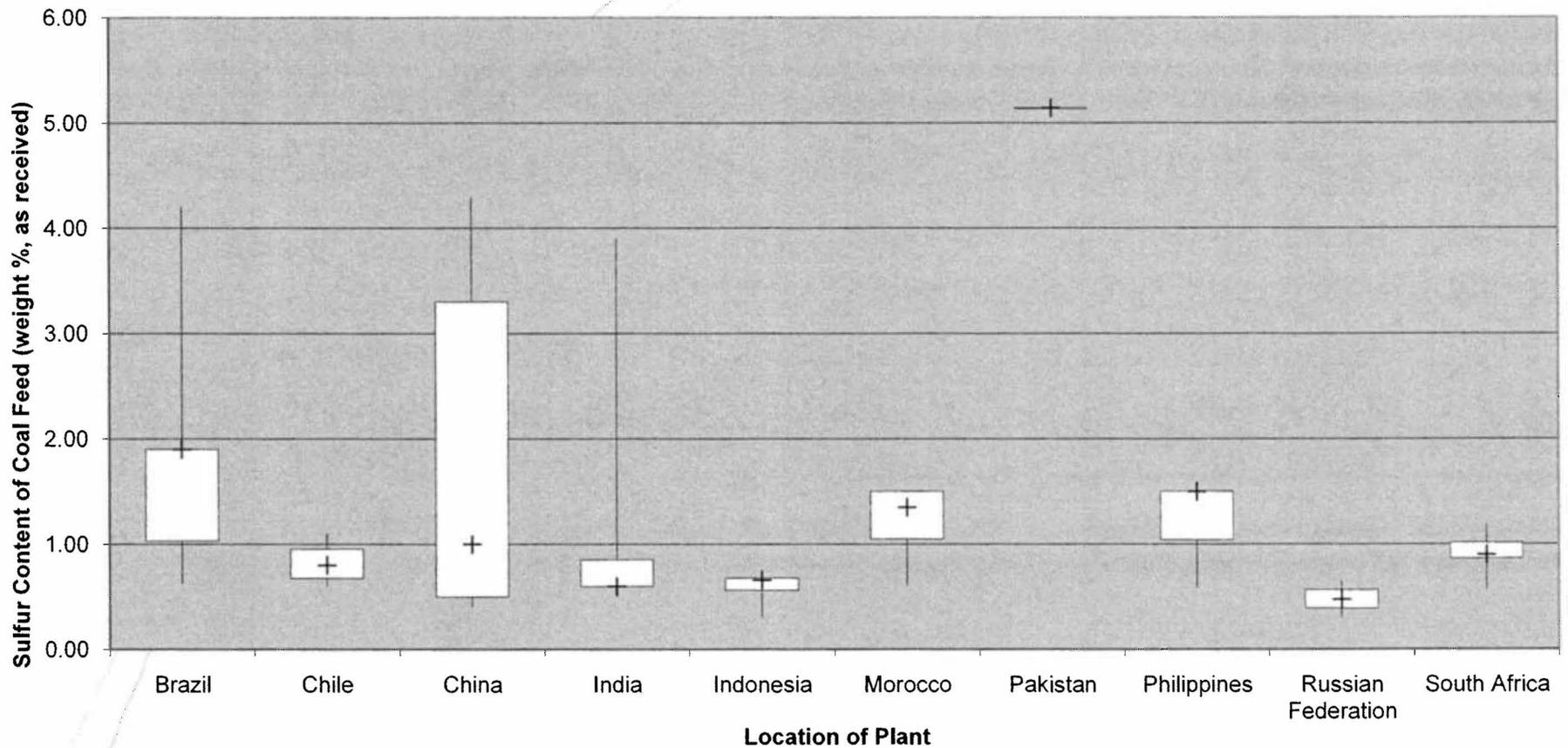
Control de emisiones de azufre en nuevas plantas a carbon (2008)

Country	Status: Operating or Under Construction						Status: Under Contract or Planned*					
	Number of Plants	Number of Plants with FGD	Percent of Total with FGD	Capacity (Mwe)	Capacity with FGD (Mwe)	Percent of Total Capacity with FGD	Number of Plants**	Number of Plants with FGD	Percent of Total with FGD	Capacity (Mwe)**	Capacity with FGD (Mwe)	Percent of Total Capacity with FGD
Brazil	8	0	0%	3,833	0	0%	5	4	80%	2,735	1,312	48%
China	436	61	14%	417,872	37,317	9%	33	33	100%	39,340	39,340	100%
India	99	1	1%	77,639	500	1%	25	2	8%	17,690	1,000	6%
Indonesia	10	2	20%	10,585	2,450	23%	4	0	0%	4,030	0	0%
Philippines	9	2	22%	5,182	1,668	32%	2	0	0%	282	0	0%
Russia	87	1	1%	48,588	300	1%	2	1	50%	347	210	61%
South Africa	17	0	0%	213,838	0	0%	9	0	0%	NA	0	NA

Source: IEA CoalPower database. The total number of plants and total plant capacity were derived from the "Plants" database; the number of plants with FGD and capacity of units with FGD were derived from the "Units" database.

Contenido de azufre (%wt) en carbon utilizado en distintos paises

Sulfur Content of Coal Used in Thermal Power Plants
(range, inter quartile range, and median values by country)



Costos de inversion inicial - FGD

Capital Costs (\$ per kW) for 300 MW and Larger Units

Abatement Technology	U.S.	China	India	Brazil	Africa
Wet FGD	200-250	140-180	105-140	135-175	135-175
Dry FGD	150-200	105-145	75-115	105-145	100-140
Seawater FGD	125-150	90-110	70-95	90-110	88-105

Capital Costs (\$ per kW) for 150 MW to 300 MW Units

Abatement Technology	U.S.	China	India	Brazil	Africa
Wet FGD	250-300	175-220	130-175	170-210	170-210
Dry FGD	200-250	140-180	100-140	140-180	135-175
Seawater FGD	150-200	110-150	85-125	110-150	110-150

Costos de inversion, operacion y mantenimiento

Capital Cost Increase

Abatement Technology	Plant Capital Cost Increase
Wet FGD	11-14%
Dry FGD	9-12%
Seawater FGD	7-10%

Fixed O&M Costs (\$/kW per yr)

Abatement Tech.	U.S.	China	India	Brazil	Africa
Wet FGD	4.8	4.0	3.5	4.0	3.9
Dry FGD	3.6	3.0	2.7	3.0	3.0
Seawater FGD	2.4	1.6	1.1	1.6	1.5

Non-Fuel Variable O&M Costs

Abatement Technology	Cost(\$/MWh)
Wet FGD	1.37
Dry FGD	1.40
Seawater FGD	0.90

Costos de inversión inicial (calderas) – resumen (US\$/kW)

Abatement Technology	U.S.	China	India	Brazil	Africa
<i>FGD</i>					
Wet FGD	200-250	140-180	105-140	135-175	135-175
Dry FGD	150-200	105-145	75-115	105-145	100-140
Seawater FGD	125-150	90-110	70-95	90-110	88-105
<i>NO_x Reduction</i>					
SCR (coal-fired boiler)	70-120	55-100	45-90	50-90	50-90
SCR (gas-fired combined cycle)	5-15	4-12	3-11	4-12	4-12
SNCR	15-30	10-25	8-23	10-25	10-25
<i>Particulate control</i>					
FF	40-60	27-50	20-40	25-45	25-45
ESP	40-60	27-50	20-40	25-45	25-45

Conclusiones generales de la evaluación del CFI – SO₂

- Control secundario de emisiones de SO₂ (FGD) se considera buena practica en casos de uso de carbón con contenido mediano o alto de S
- Tecnologías para el control de emisiones de SO₂ están disponibles internacionalmente y su uso es comprobado
- Costos de inversión inicial y operación y mantenimiento de plantas con FGD son razonables en términos económicos

Conclusiones generales de la evaluación del CFI – NO_x

- Quemadores Low-NO_x en calderas
- Combustores Dry low-NO_x en turbinas a gas
- Inyección de agua turbinas con combustibles líquidos
- Optimización de motores utilizando gas
- Inyección de agua en motores utilizando combustibles líquidos

Conclusiones generales de la evaluación del CFI – MP

- ESP y FF considerados buena practica (desde antes de 1998).
 - Se mantiene el limite de 50 mg/m³N aunque se reconoce la habilidad de las tecnologías de llegar hasta niveles de 30 mg/m³N

Retos actuales

- Emisiones de CO2
 - Tratados internacionales que podrían limitar emisiones o incrementar el costo (impuestos)
 - Tecnologías de abatimiento aun en desarrollo
- Eficiencia energética
 - Algunas fuentes de financiación condicionadas a niveles mínimos de eficiencia

Thermal Power Combustion Technology Overview

Combustion Technology	Applicable Fuels	Common Applications and Approximate Sizes
Pulverized coal-fired (PC-fired) boilers	Coals (all ranks)	Subcritical boilers range from 600 to 2500 MWth; supercritical boilers range from 1100 to 2700 MWth
Fluidized-bed combustion (FBC) boilers	Coals, solid waste fuels	From 60 to 800 MWth
Stoker-fired boilers	Coals, biomass, solid waste fuels	Coal units range from <1 to 175 MWth; biomass units range up to 350 MWth
Gas- and oil-fired boilers	Gaseous fuels, fuel oils, liquid and gaseous waste fuels	From <1 to 1300 MWth
Packaged commercial boilers	All fuels, per design; generally limited ability to utilize waste fuels	From <1 to 30 MWth
Heavy-duty ("frame") combustion turbines	Gaseous fuels, fuel oils including crude oil	Simple cycle units range from 130 to 850 MWth (40 to 250 MWe); combined cycle units (1x1 or 2x1) range from 60 to 500 MWe.
Industrial ("aeroderivative") combustion turbines	Gaseous fuels, fuel oils excluding crude oil	Simple cycle units range from 1 to 200 MWth (1 to 50 MWe); combined cycle units (1x1 or 2x1) range from 50 to 150 MWe
Mini and micro turbines	Gaseous fuels	<1 MWe (The capacities of mini turbines range from 100 kW to 1000 kW and micro turbines range in capacities from 25 kW to 100 kW.)
Diesel engines, medium speed	Gaseous fuels, fuel oils	Product-line offered diesel engine generators range from <1 to nearly 50 MWth (<1 to nearly 20 MWe); diesel engine power plants can range up to +250 MWe.
Diesel engines, low speed	Fuel oils	Field erected, low speed diesel engines range from 12 to 200 MWth in size.
Spark-ignition engines	Gaseous fuels, fuel oils	From <1 to 25 MWth

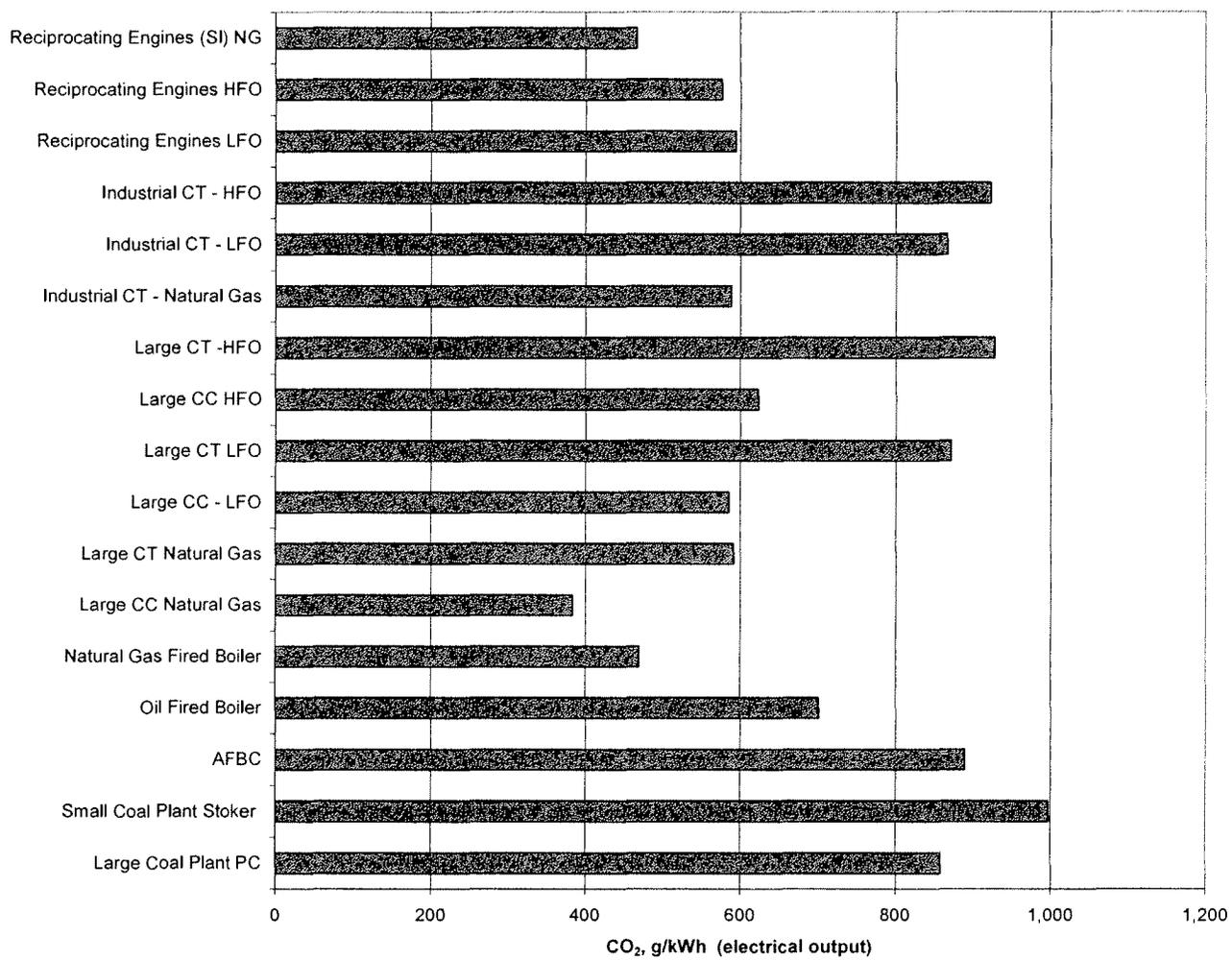
Thermal Power Fuel Overview

Fuel	Characterization (Approximate)	Examples
<i>Gaseous Fuels</i>		
Natural gas (NG)	Primarily methane (70-90%); ethane, propane, butane and pentane (0-20%) and other gases (0-10%).	Most pipeline quality natural gas
Sour gas (SG)	H ₂ S > 5.7 mg per m ³	Raw (wellhead) natural gas
Coal bed methane (CBM)	Methane (CH ₄) found in coal seams, is dissolved in subsurface water in the seam	Methane liberated by coal mining (surface and underground)
Associated gas (AG)	Natural gas that occurs in crude oil reservoirs either as free gas (associated) or as gas in solution with crude oil (dissolved gas).	A blend of hydrocarbons released when crude oil is brought to the surface
<i>Fuel Oils</i>		
Low-sulfur fuel oil (LSFO)	LFO with < 0.5 wt% sulfur	Low sulfur diesel fuel
Light fuel oil (LFO)	Lighter fuel oils distilled off during the refining process	Distillate fuel oils, including ASTM Nos. 1, 2 and 4
Heavy fuel oil (HFO)	The fuel oils remaining after the lighter oils have been distilled off during the refining process.	Residual fuel oils, such as Bunker C fuel oil, ASTM No. 5 and No. 6 fuel oil
Crude oil (CRO)	The mixture of hydrocarbons that remains liquid after removal from the underground reservoir.	Includes petroleum oil, and liquid hydrocarbons produced from tar sands, gilsonite and oil shale.
<i>Coals</i>		
Coal, clean (CC)	25 MJ/kg; 1% ash; 0.1% S	Indonesian "enviro-coal"
Coal, base (BC)	28 MJ/kg; 10% to 15% ash; ~1% sulfur	Good quality internationally traded coals
Coal, medium ash, medium sulfur (MC)	23 MJ/kg; 15% to 35% ash; 1% - 2% sulfur	Domestically used Chinese coal
Coal, high ash, low sulfur (IC)	9 MJ/kg; 45% ash; <1% sulfur	A low-calorific-value Indian coal
Coal, high ash, high sulfur (WC)	21 MJ/kg; >35% ash; >2% sulfur	A low-quality Chinese coal
Waste coals	Varying	Generally low-quality, low heating value. Mining reject streams
<i>Biomass Fuels</i>		
Biomass, solid (BIO)	~20 MJ/kg, 50% C, very low ash and sulfur	Good quality biomass, such as wood residue and bark

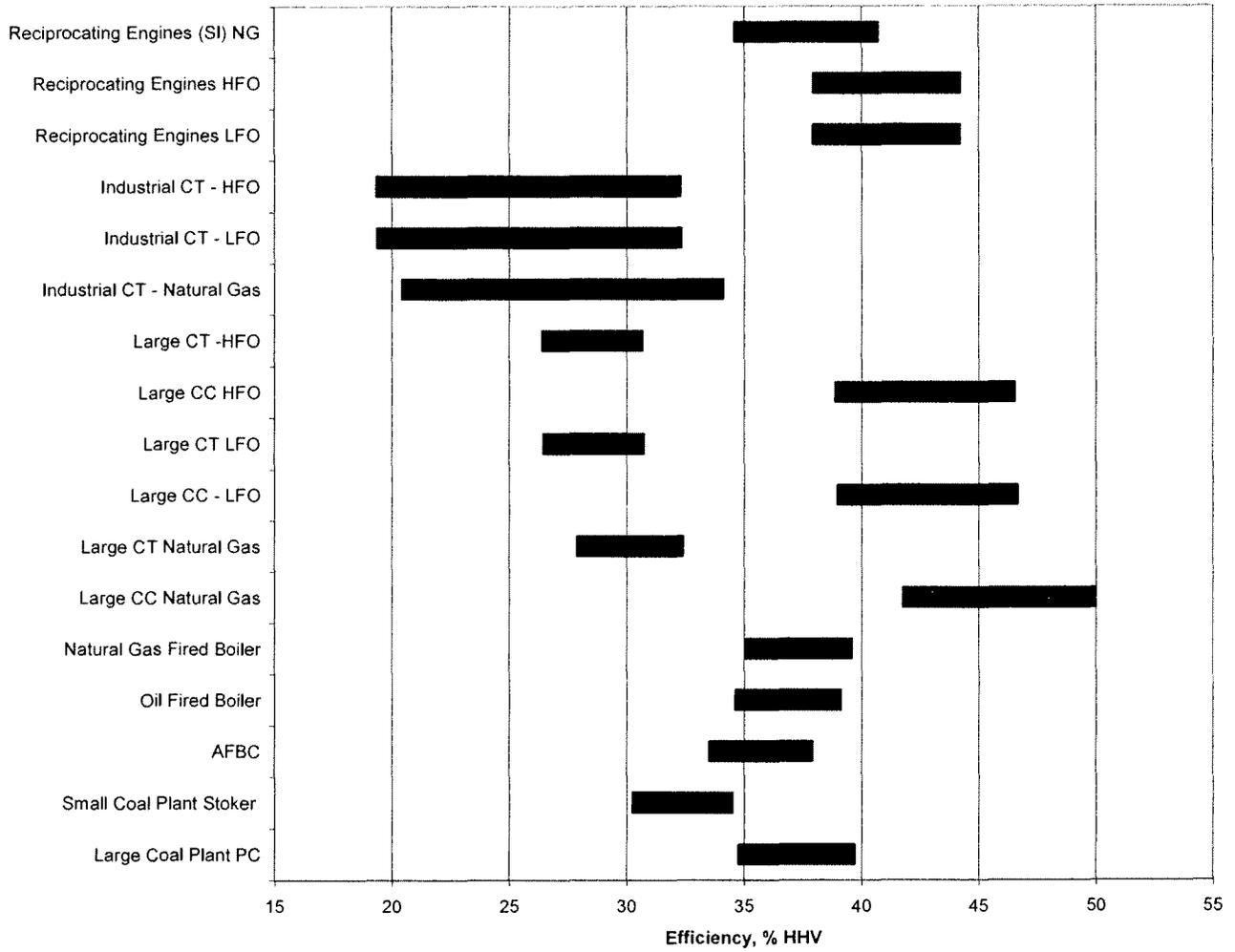
Fuel	Characterization (Approximate)	Examples
<i>Waste-Derived and Byproduct Fuels (Waste Fuels)</i>		
Landfill gas (LFG)	Methane (~50%), carbon dioxide (~50%), small quantities of other gases	Methane released by municipal solid waste (MSW) landfills
Digester gas (DG)	Principally composed of methane (CH ₄) and carbon dioxide (CO ₂)	Anthropogenic methane emissions from the treatment of wastewater or other biological waste streams; otherwise known as biogas
Industrial waste (IW)	Varying	A wide variety of industrial waste streams with varying characteristics, including petroleum coke, refinery bottoms and chemical wastes
Agricultural waste (AW)	Varying	A wide variety of byproducts of varying characteristics, including rice hulls, bagasse, palm oil, sugar cane, chicken litter, etc.
Municipal waste (MSW)	Varying	A wide variety of municipal waste streams with varying characteristics, including refuse and used tires

Potentially Applicable Air Pollution Control Technologies

Control Technology	Description
ACI	Activated carbon injection
CC	Combustion controls (suite of controls, including LNB)
CC/SCR	Combustion controls/selective catalytic reduction
CC/SNCR	Combustion controls/selective non-catalytic reduction
CNV	Conventional combustion systems
CYC	Cyclone separator
DLN	Dry low NO _x combustion
DLN/WI	Dry low NO _x combustion/water injection
DLN/WI/SCR	Dry low NO _x combustion/water injection/selective catalytic reduction
Dry FGD	Dry flue gas desulfurization
ESP	Electrostatic precipitator
FF	Fabric filter collector (also known as a baghouse)
LNB	Low-NO _x burner
LNB/SCR	Low-NO _x burner/selective catalytic reduction
LNB/WI	Low-NO _x burner/water injection
LNB/WI/SCR	Low-NO _x burner/water injection/selective catalytic reduction
Low-A fuel	Switching to a fuel with a lower ash content
Low-A fuel/cyclone	Switching to a fuel with a lower ash content/cyclone separator
Low-A fuel/ESP	Switching to a fuel with a lower ash content/electrostatic precipitator
Low-S fuel	Switching to a fuel with a lower sulfur content
Low-S fuel	Switching to sweet natural gas, rather than a sour gas
None	No control technology applied
Seawater FGD	Seawater flue gas desulfurization (a wet scrubber which uses seawater as the reagent)
SI	Sorbent injection (e.g. limestone or dolomite in an FBC boiler)
SI/dry FGD	Sorbent injection/dry flue gas desulfurization
SI/wet FGD	Sorbent injection/wet flue gas desulfurization
Wet ESP	Wet electrostatic precipitator
Wet FGD	Wet flue gas desulfurization (a wet scrubber with alkaline reagent injection)
Wet scrubber	Wet scrubber

CO₂ Emissions

Efficiency of Power Generating Technologies



Capital Cost Breakdown (% of total capital cost)

Abatement Technology	U.S.		China		India		Brazil		Africa	
	Equip-ment	Erec-tion								
<i>FGD</i>										
Wet FGD	45	55	65	35	86	14	66	34	67	33
Dry FGD	45	55	65	35	86	14	66	34	67	33
Seawater FGD	50	50	69	31	88	12	70	30	71	29
<i>NO_x Reduction</i>										
SCR (coal-fired boiler)	55	45	73	27	90	10	74	26	75	25
SCR (gas-fired combined cycle)	55	45	73	27	90	10	74	26	75	25
SNCR	50	50	69	31	88	12	70	30	71	29
<i>Particulate control</i>										
FF	40	60	60	40	84	16	61	39	62	38
ESP	40	60	60	40	84	16	61	39	62	38

Abatement Technology Capital Costs (\$ per kW) for 300 MW and Larger Units

Abatement Technology	U.S.	China	India	Brazil	Africa
<i>FGD</i>					
Wet FGD	200-250	140-180	105-140	135-175	135-175
Dry FGD	150-200	105-145	75-115	105-145	100-140
Seawater FGD	125-150	90-110	70-95	90-110	88-105
<i>NO_x Reduction</i>					
SCR (coal-fired boiler)	70-120	55-100	45-90	50-90	50-90

SCR (gas-fired combined cycle)	5-15	4-12	3-11	4-12	4-12
SNCR	15-30	10-25	8-23	10-25	10-25
<i>Particulate control</i>					
FF	40-60	27-50	20-40	25-45	25-45
ESP	40-60	27-50	20-40	25-45	25-45

Abatement Technology Capital Costs (\$ per kW) for 150 MW to 300 MW Units

Abatement Technology	U.S.	China	India	Brazil	Africa
<i>FGD</i>					
Wet FGD	250-300	175-220	130-175	170-210	170-210
Dry FGD	200-250	140-180	100-140	140-180	135-175
Seawater FGD	150-200	110-150	85-125	110-150	110-150
<i>NO_x Reduction</i>					
SCR (coal fired boiler)	100-150	75-120	60-100	75-120	75-120
SCR (gas fired combined cycle)	10-25	7-20	6-18	7-20	7-20
SNCR	20-40	15-35	12-30	15-35	15-35
<i>Particulate control</i>					
FF	50-80	35-60	25-50	35-60	35-60
ESP	50-80	35-60	25-50	35-60	35-60

Abatement Technology Capital Costs (\$ per kW) for Reciprocating Engines

Abatement Technology	U.S.	China	India	Brazil	Africa
SCR	50-70	40-60	30-50	40-60	40-60
FGD	320-370	225-260	170-210	220-255	220-255

Operating and Maintenance Costs

Fixed O&M Costs (\$/kW per yr) for Abatement Strategies

Abatement Technology	U.S.	China	India	Brazil	Africa
<i>FGD</i>					
Wet FGD	4.8	4.0	3.5	4.0	3.9
Dry FGD	3.6	3.0	2.7	3.0	3.0
Seawater FGD	2.4	1.6	1.1	1.6	1.5

<i>NO_x Reduction</i>					
SCR (coal fired boiler)	0.1	0.07	0.05	0.07	0.07
SCR (gas fired combined cycle)	0.1	0.07	0.05	0.07	0.07
SNCR	0.1	0.07	0.05	0.07	0.07
<i>Particulate control</i>					
FF	0.1	0.07	0.05	0.07	0.07
ESP	0.1	0.07	0.05	0.07	0.07

The variable O&M costs are based on the following unit costs:

Limestone:	\$32 per tonne
Lime:	\$100 per tonne
Makeup water cost:	\$0.54 per tonne
Waste disposal:	\$18 per tonne
Auxiliary power cost:	\$30/MWh

The costs below are based on a coal with a sulfur content of 0.7% and a higher heating value of 4,700 kcal/kg.

The costs below are based on a base non-fuel variable O&M rate of \$1.5/MWh which corresponds to a medium to low ash content coal with a low disposal cost per ton.

Non-Fuel Variable O&M Costs for Abatement Strategies

Abatement Technology	Cost(\$/MWh)
<i>FGD</i>	
Wet FGD	1.37
Dry FGD	1.40
Seawater FGD	0.90
<i>NO_x Reduction</i>	
SCR (coal fired boiler)	0.42
SCR (gas fired combined cycle)	0.15
SNCR	0.05
<i>Particulate control</i>	
FF	0.16
ESP	0.08

The O&M costs for reciprocating engines are provided below.

**O&M Costs of Abatement Strategies
for Reciprocating Engines**

Abatement Technology	Cost (\$/MWh)
SCR	4.4 – 9.5
FGD	1.9 – 5.0

Plant Capital and O&M Cost Increases

The capital costs of the various abatement technologies as a percent of the total plant cost (i.e. total excluding the abatement technology) for boilers and combustion turbines are shown below. For example, adding a wet FGD system will increase the capital cost of a plant by 11% to 14%. Since the capital cost breakdown (equipment and erection) of the abatement system is approximately the same as the overall plant, the ratio of the abatement system cost to the total plant cost is about the same in all countries and regions. The cost of the abatement technologies as a percent of the total plant cost will also be approximately the same for the 150 MW to 300 MW units, as the 300 MW and larger units.

Capital Cost Increase

Abatement Technology	Plant Capital Cost Increase
<i>FGD</i>	
Wet FGD	11-14%
Dry FGD	9-12%
Seawater FGD	7-10%
<i>NO_x Reduction</i>	
SCR (coal fired boiler)	4-9%
SCR (gas fired combined cycle)	1-2%
SNCR	1-2%
<i>Particulate control</i>	
FF	2-4%
ESP	2-4%

The cost of SCR and FGD for reciprocating engine plants, as a percent increase of the total plant cost is shown in below.

Capital Cost Increase for Reciprocating Engines

Abatement Technology	Plant Capital Cost Increase
SCR	20-30%
FGD	3-7%

The fixed O&M costs below are based on larger coal fired plants (300 MW and larger). Due to economies of scale, the costs for smaller plants will be greater. However, the percent increase in total plant fixed O&M costs shown below apply to larges and small plants.

Increase in Total Plant Fixed O&M Costs

Abatement Technology	Fixed O&M Cost Increase
<i>FGD</i>	
Wet FGD	28%
Dry FGD	21%
Seawater FGD	14%
<i>NO_x Reduction</i>	
SCR (coal fired boiler)	1%
SCR (gas fired combined cycle)	1%
SNCR	1%
<i>Particulate control</i>	
FF	1%
ESP	1%

Increase in Non-fuel Variable O&M Costs

Abatement Technology	Variable O&M Cost Increase
<i>FGD</i>	
Wet FGD	90%
Dry FGD	93%

Seawater FGD	60%
<i>NO_x Reduction</i>	
SCR (coal fired boiler)	28%
SCR (gas fired combined cycle)	5%
SNCR	3%
<i>Particulate control</i>	
FF	11%
ESP	5%

O&M Costs (\$/MWh) for Abatement Strategies for Reciprocating Engines

Abatement Technology	O&M Cost Increase
SCR	35-75%
FGD	15-40%

Capital and O&M Costs for CFB Technology

A circulating fluidized bed boiler (CFB) is an option for SO₂ removal. CFB boilers are well suited for low-quality coal and a single boiler can be used up to approximately 300 MW. A CFB can achieve approximately 95% SO₂ removal for medium or high sulfur coals, thus a CFB boiler could meet an emission limit of 400 mg/Nm³, with almost any coal. The cost of a CFB boiler is approximately \$200/kW more than a pulverized coal boiler without SO₂ removal. For units less than 300 MW (i.e. where a single CFB boiler can be used), the relative capital costs of a CFB boiler versus a PC boiler and a wet or dry FGD system are shown in the following table.

Incremental Capital Costs (\$/kW) for CFB and FGD

Boiler Type	FGD Type	U.S.	China	India	Brazil	Africa
PC	None	Base	Base	Base	Base	Base
CFB	CFB	200	145	115	145	140
PC	Dry	200	145	115	145	140
PC	Wet	250	180	140	175	170

The O&M cost for a CFB boiler would be lower than a PC boiler with a dry FGD system because the CFB boiler uses limestone which costs less than the lime used in the dry FGD. The O&M cost would be lower than a

PC boiler with a wet FGD system because the CFB has less equipment to maintain than a PC with a wet FGD. The solid waste disposal of a CFB would be similar in quality and quantity to a PC with a dry FGD.

Waste Disposal Costs

The cost of waste disposal is a significant operating cost for a wet or a dry FGD system. Most wet FGD systems use limestone with forced oxidation and produce gypsum as the waste product. Gypsum can be sold for the making of wall board. However, gypsum from a power plant FGD competes against natural gypsum and unless the gypsum user is relatively close to the power plant, the transportation cost may exceed the market price of gypsum. For most projects, income from gypsum sales is insignificant except that it eliminates the cost of a landfill.

The cost of waste disposal is very site specific. Typical costs are \$14 to \$18 per tonne. Costs can be as low as \$2 per tonne if a landfill is available and close to the plant, such as a closed surface coal mine. Costs can also be as high as \$30 per tonne if a new landfill is required and the transportation distance is long.

A wet limestone FGD system with forced oxidation will produce approximately 5.4 tonnes of gypsum for every tonne of sulfur removed from the flue gas. At \$18 per tonne for gypsum disposal (assuming it cannot be sold), and a 0.7% sulfur coal and 80% SO₂ removal, the disposal cost is approximately \$0.54 per tonne of coal.

The fly is collected upstream of a wet FGD system and the fly ash may be saleable to concrete plants. It is theoretically possible for a coal plant with a wet FGD system to sell all of the solid waste.

A dry FGD system produces approximately 4.3 tonnes of additional waste per tonne of sulfur removed. In a dry FGD system the waste is collected with the fly ash and unlikely to be saleable. At \$18 per tonne of waste disposal and 0.7% sulfur in the coal and 80% removal, the waste disposal cost will be approximately \$0.43 per tonne of coal. This is the incremental waste disposal cost above the cost of disposal of the ash in the coal. For example, a coal with 25% ash and 0.7% sulfur would produce 0.293 tonnes of waste per tonne of coal. The disposal cost would be \$5.27 per ton of coal. If a plant is able to sell the fly ash, and installs a dry FGD, the ash would no longer be saleable and the total increase in solid waste disposal cost would be \$5.27 per tonne of coal for this example.

ABATEMENT TECHNOLOGY SUPPLIERS

Major international suppliers of abatement technologies are listed below:

Flue Gas Desulfurization

- Dry Lime FGD Systems
 - Alstom Power Inc. (Environmental Controls Sys.) (France)
 - Babcock Power (U.S.)
 - Hamon Research-Cottrell (U.S.)
 - The Babcock & Wilcox Company (U.S.)
 - Wheelabrator Air Pollution Control, Inc. (U.S.)
- Wet Lime or Limestone Systems
 - Advatech (MHI/URS) (Japan/U.S.)
 - Alstom Power Inc. (Environmental Controls Sys.) (France)
 - Babcock Power (U.S.)
 - Chiyoda (Japan)
 - Hitachi (Japan)
 - Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co., Ltd. (IHI), (Japan)
 - Lurgi Lentjes North America, Inc. (Germany)
 - Marsulex (Canada)
 - The Babcock & Wilcox Company (U.S.)
 - Wheelabrator Air Pollution Control, Inc. (U.S.)
- Seawater FGD Systems
 - Alstom Power, Inc. (Norway)
 - Fisia-Babcock Environment GmbH (Germany)
 - Fujikasui Engineering Co., Ltd., (Japan)
 - Lentjes Bishoff, (Germany)

Selective Catalytic Reduction

- SCR Catalysts
 - Argillon LLC (Germany)
 - Ceram Environmental, Inc. (Austria)
 - Cormetech, Inc. (U.S./Japan)
 - Haldor Topsoe, Inc. (Denmark)
 - Hitachi America, Ltd. (SCR Catalyst Div.) (Japan)
 - Ishikawajima-Harima Heavy Industries Co., Ltd., IHI (Japan)
 - KWH Catalysts, Inc. (Germany)
- SCR Systems
 - Sargent & Lundy (multiple lump sum contracting basis)
 - Alstom Power Inc. (Environmental Controls Sys.) (France)
 - Babcock Power (U.S.)
 - Black & Veatch

- Foster Wheeler Power Group Inc. (U.S.)
- Hitachi America, Ltd. (SCR Catalyst Div.) (U.S.)
- Lurgi Lentjes North America, Inc.
- Mitsubishi Power Systems, Inc. (Japan)
- The Babcock & Wilcox Company (Power Operations) (U.S.)

Particulate Matter

- Electrostatic Precipitators
 - Alstom Power Inc. (Environmental Controls Sys.) (France)
 - Hamon Research-Cottrell (U.S.)
 - Wheelabrator Air Pollution Control, Inc. (U.S.)
- Fabric Filters
 - Alstom (France)
 - Babcock & Wilcox (USA)
 - GE – BHA Group
 - Hamon Research-Cottrell (U.S.) Lurgi
 - Marsurlex
 - Southern Environmental
 - Wheelabrator Air Pollution Control, Inc. (U.S.)



GOBIERNO DE CHILE
CONAMA

"COMITÉ OPERATIVO DE NORMA DE EMISION PARA TERMoeLECTRICAS"

FECHA : 22/10/2009

HORA INICIO : 10:00 hrs.

HORA TÉRMINO: _____

LUGAR : Sala de Reuniones del 7° piso - Sala 1

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	E-MAIL
1.	Manuela Arevalo	Conama	Teatin 258		manuela@conama.cl
2.	Ingrid Henríquez	CONAMA	U		ihenriquez@conama.cl
3.	Diviana Uvilla	CONAMA	✓		vuvilla@conama.cl
4.	Cristian Ibarra	CONAMA	✓		cibarra@conama.cl
5.	Simon Kleinkecht	CONAMA	✓		skleinkecht@conama.cl
6.	C. Bonacic	CONEME	✓	2411880	cbonacic@coneme.cl
7.	VANESA MUÑOZ LUERO	CONAMA ATACAMA			VMUNOZ.3@CONAMA.CL

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	E-MAIL
8.	Alberto Gil Lopez	Conama			agil@conama.cl
9.	German Oyola Fuentes	CONAMA Biobío		41-2791750	goyola.8@conama.cl
10.	Pedro Sanhueza	Geo Ais		2093838	Geoais@gmail.com
11.	Alex Indorf	IFC / BANCO MUNDIAL		202-478-1492	AINDORF@IFC.COM
12.	Samuel Jerardino	WAS Ing.			samuel.jerardino@wasing.cl
13.	Carlos Bover	WAS Ing			carlos.bover@wasing.cl
14.	Priscilla Ulloa	CONAMA		2405787	pulloa@conama.cl
15.	Maria de los Angeles Hanne	CONAMA VI		72-224549	mahanne.6@conama.cl
16.	Mauricio Grae A.	CONAMA V		³² 2219928	migrae-5@conama.cl
17.					
18.					
19.					
20.					



GOBIERNO DE CHILE
CONAMA

"COMITÉ OPERATIVO DE NORMA DE EMISION PARA TERMoeLECTRICAS"

FECHA : 22/10/2009
HORA INICIO : 15:00 hrs.
HORA TÉRMINO: _____
LUGAR : Miraflores 222 - Piso 10 - Stgo.

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	E-MAIL
1.	Ingrid Henríquez	CONAMA	Beaumont 258	2405698	ihenriquez@conama.cl
2.	Lorna Puschiel	CONAMA	Teatinos 258,6	2405714	lornapuschiel@conama.cl
3.	Caudino Gómez A	CNE	Alameda 1449 piso 14	3656876	cgomez@cne.cl
4.	Mauro Gómez A	CONAMA Valpo		2219928	mgomez.5@conama.cl
5.	Valaska Muñoz Lucero	CONAMA ATACAMA		211144	VMUNOZ.3@CONAMA.CL
6.	Narcia de los Angeles Hanne	CONAMA VI	Hermano Claudio 364	72-224549	nahanne.6@conama.cl
7.	Jimena Silva	CONAMA D.E.	Teatinos 258	2411849	jsilva@conama.cl

001914

Nº	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	E-MAIL
8.	Uiviana Ubilla G	CONAMA	Teatinos 258	2411882	uubilla@conama.cl
9.	Simon Kleinknecht	CONAMA	"	-	skleinknecht@web.de
10.	Cristián Ibarra	CONAMA	"	-	cibarrad@conama.cl
11.	ENZO SAUTIA	P. U. C. - KAS	Ave. Vicuña Macken 4860	3544272	esautia@ing.puc.cl
12.	CARLOS BARRA	KAS INGENIERIA	BROWN NORTE 694, NUBION	2232346	carlos.barrad@kasing.cl
13.	Olga Espinoza M.	SAG	AVDA. BULNES 140	345-1535	olga.espinosa@sag.gob.cl
14.	MARIA PIA BRAVO	KAS	BROWN NORTE 694	2232346	M.P.BRAVO@KASING.CL
15.	MARCEO MENA	KAS / UNAB	REPUBLICA 440 SANTIAGO	6618230	mmena@unab.cl
16.	Priscilla Ulloa	CONAMA	Teatinos 258	2405787	puilloa@conama.cl
17.	Camilo Rojas P.	CONAMA	Teatinos 258	2405642	cmarques@conama.cl
18.	Carmen G. Contreras	"	"	2405772	cgcontreras@conama.cl
19.	Jenny Topie	CONAMA REGION AFTA	Pta. 461 d 1407	268200	jtopie.2@conama.cl
20.	Pedro Santibezza	Geocaire		2093838	geocaire@gmail.com

01915



GOBIERNO DE CHILE
CONAMA

"COMITÉ AMPLIADO NORMA DE EMISION PARA TERMoeLECTRICAS"

FECHA : 23/10/2009
HORA INICIO : 10:00 hrs.
HORA TÉRMINO: 13:00 hrs.
LUGAR : Salón Arrau - Hotel San Francisco - Stgo.

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	E-MAIL
1.	Pablo Rubio S.	SWC	Pres. JERE Q ESCO 3316	5899900	PRUBO@SWC.CL
2.	Juan Carlos Olmedo	Norygen SA	Sandy Fontecilla 3101 Puro 3	6868844	JCOLMEDO@AES.COM
3.	Clemente Martínez	Central Patoche	Rocario Norte 616 Of. 1601	3701688	clemente.martinez@centralpatoche.cl
4.	Pablo Norambuena	SGA	Irudon Goyenechea 3627 Puro 20	4097054	PABLO.NORAMBUENA@SAESA.CL
5.	Mauricio Gaze	CONAMA IV	Rubio Mont 1992	32 2219928	magaz, T@conama.cl
6.	Brisalle Ulloa	CONAMA DE	Teatinos 258	2405787	pulloa@conama.cl
7.	Viviana Ullola	CONAMA DE	Teatinos 258	2411882	vubilla@conama.cl

001916

Nº	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	E-MAIL
8.	CRISTIAN IBARRA	CONAMA	FEATENOS 239	2405760	cibarra@conama.cl
9.	Simon Kleinwacht	CONAMA	U	2405772	skleinwacht@conama.cl
10.	Patricia Fresnoyeto	Genes	BIRNMANN	6868800	PPRINA@PTIA@ATS.COM
11.	Alejandra Precht	INFERRADO NEHME		8	aprecht@fn.cl
12.	German Oyola	CONAMA		412791750	goyola.8@conama.cl
13.	PAUL NADOR	REFIN LTDA	LO BARNECANA SANTIAGO	2423689	nador@mie2
14.	Alfredo Jil	CONAMA	Tedico 253		ajil@conama.cl
15.	Sonia Jorjano	WATS			
16.					
17.					
18.					
19.					
20.					

ASISTENCIA COMITÉ AMPLIADO NORMA TERMOELECTRICAS

Dia: 23/10/009

Lugar: Hotel Plaza San Francisco - Salon Arrau

N°	NOMBRE	APELLIDO	INSTITUCION	TELEFONO	E-MAIL	FIRMA
1	ALEJANDRO	LARENAS	ELEKTRA GENERACION S.A.	2336819 7510068	alarenas@elektragen.cl	X
2	ALEJANDRO	LORENZINI	EDELNOR-ELECTROANDINA	3533200	Alejandro.Lorenzini@edelnor.cl	X
3	ALVARO	BERNAL	POWER - ALSTOM	2908505	alvaro.bernal@power.alstom.com	X
4	ANDRES	CABELLO	AES GENER S.A.	5979300- 5979355	andres.cabello@aes.com	X
5	ANGELA	SORIANO	MINVU		asoriano@minvu.cl	X
6	CARLOS	BARRIA	KAS INGENIERIA S.A	223 23 46 - Anexo 305	carlos.barria@kasing.cl	X
7	CARLOS	LOBOS	WARTSILA	09/7151748	carlos.lobos@wartsila.com	X
8	CARLOS	RAULD	ARAUCO GENERACION S.A.	462370	crauld@arauco.cl	X
9	CARLOS	RAULD	ARAUCO GENERACION S.A.			X
10	CECILIA	FERNALDT	AMBIOSIS	8/479715	ceciliafernaldt@gmail.com	X
11	CECILIA	SUAREZ	CORPORACION PARA EL DESARROLLO SUSTENTABLE			X
12	CLAUDIO	ULLOA	SOUTH WORLD CONSULTING	5891900 - 5891932	culloa@swc.cl	X
13	CRISTOBAL	DE LA MAZA	DICTUC S.A.			X
14	DANIEL	GORDON	COLBUN S.A.	460 4156		X
15	DANIELA	BUSTOS	EELAW MEDIO AMBIENTE Y ENERGIA ASESORIAS LEGALES	229-9567 - 202-1194	dbustos@eelaw.cl	X
16	EDUARDO	CALDERON	COLBUN S.A.	460 4156		X
17	EUGENIO	PARRA	EMPRESA ELECTRICA GUACOLDA	3624105	eparra@guacolda.cl	X
18	FRANCISCO	DONOSO	DICTUC S.A.	8-182474	fjdonoso1@gmail.com	X
19	FRANCISCO	MARTINEZ	TINGUIRIRICA ENERGIA	5194 300	fmartinez@tenergia.cl	X
20	FRANCISCO	YEVENES	GASATACAMA CHILE S.A.	366 3800	fvevenes@gasatacama.cl	X
21	GABRIEL	SILVA	CONAMA REGION METROPOLITANA			X
22	GASTON	ZEPEDA	COLBUN S.A.			X
23	GONZALO	JIMENEZ	CARIOLA DIEZ PEREZ COSTADOS	3683558	gjimenez@cariola.cl	X
24	GUSTAVO	VENEGAS	GASATACAMA CHILE S.A.			X
25	HERNAN	FUJII	ELECTRICA GUACOLDA S.A.	3614105	hfujii@guacolda.cl	X
26	ITALO	CUNEO	AES GENER S.A.		italo.cuneo@aes.com	X
27	JOAQUIN	CORNEJO	CENTRAL PATACHE S.A.	3701688	joaquin.cornejo@centralpatache.cl	X
28	JORGE	MOYANO	EMPRESA ELECTRICA GUACOLDA	3614105	Jmoyano@guacolda.cl	X
29	JUAN	CERDA	PETROPOWER ENERGIA LTDA.	41-2500600	carolina.canete@fwl.cl / Petropower@fwl.cl	X
30	JUAN ANDRES	MOREL	COLBUN S.A.	460 4156	Jmorel@colbun.cl	X
31	LEONARDO	BASTIDAS	COLBUN S.A.	4604260	L.Bastias@colbun.cl	X
32	MANUEL	PASSALACQUA	CONAMA REGION METROPOLITANA			X

601918

33	MARCELA	ALDAY			m_alday@jaimeillanes.cl	
34	MARCELA	JERARDINO	KAS INGENIERIA S.A			
35	MARCELO	CORRAL	CONAMA REGION METROPOLITANA			
36	MARIA PIA	BRAVO	KAS INGENIERIA S.A			
37	MARIO	GUEVARA	GASATACAMA CHILE S.A.		mguevara@gastacama.cl	
38	NURY	VASQUEZ	CORPORACION PARA EL DESARROLLO SUSTENTABLE	6386753	contacto@cdschile.cl	
39	OSCAR	ROJAS	ENDESA CHILE	6309262	orj@endesa.cl	
40	OSVALDO	ACOSTA	CORPORACION PARA EL DESARROLLO SUSTENTABLE	6386753	oacosta@cdschile.cl	
41	PABLO	ASTUDILLO	POWER - ALSTOM	9/309048	pablo.astudillo@power.alstom.com	
42	PABLO	ESPINOZA	EDELNOR-ELECTROANDINA	SS-658100	pablo.Espinoza@edelnor.cl	
43	PAULA	MEDINA	EELAW MEDIO AMBIENTE Y ENERGIA ASESORIAS LEGALES	229-9567 - 202-1194	nsaldias@eelaw.cl	
44	PEDRO	BARDESSI	AES GENER S.A.	5979319	pedro.bardessi@aes.com	
45	RICHARD	TORRES	PETROPOWER ENERGIA LTDA.	2500607	richard.torres@fwt.cl	
46	ROBERTO	MARTINEZ	CONAMA REGION METROPOLITANA			
47	ROSITA	GOMEZ	CGE GENERACION	6807552 - 81376400	rgomez@cgegeneracion.cl	
48	SAMUEL	CUETO	TINGUIRIRICA ENERGIA	5194 319	scueto@tenergia.cl	
49	SAMUEL	JERARDINO	KAS INGENIERIA S.A			
50	TEODOSIO	SAAVEDRA	MINVU			
51	VALERIA	MENESES	ARAUCO GENERACION S.A.	3816066	fidonoso1@gmail.com	
52	VALESKA	MUÑOZ	CONAMA REGION DE ATACAMA	52-214511	vmunoz.3@conama.cl	
53	VERONICA	DIAZ	COLBUN S.A.	460 4156	vdiaz@colbun.cl	
54	VIVIANA	FLORES	EMG AMBIENTAL S.A.	264-0554 - 9/4195803	vflores@emga.cl	
55						
56						
57						
58						
59						
60						

Handwritten signatures and initials are present in the rightmost column of the table, corresponding to rows 36 through 54. Some include 'X' marks next to the signature.

Acta reunión Comité Operativo Norma de Emisión para Termoeléctricas
6 de noviembre 2009 Inicio: 9:30 hrs. - Término: 12:30 hrs.

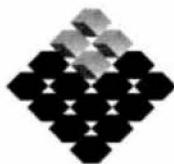
Temas:

El consultor presenta un avance del estudio Análisis General del Impacto económico y Social de la Norma Termoeléctricas. Expositores: Carlos Barria – Pedro Sanhueza.

Principales observaciones:

1. Actualizar el valor de la vida humana.
2. Utilizar tasa de descuento social 6%.
3. Detallar los costos por equipo de control y desagregar costos: inversión, operación y mantención.
4. Descomprimir los 20 años de vida útil evaluados para los equipos de control. Para esto considerar la vida útil de los equipos de acuerdo a las horas de funcionamiento de las centrales (se recomienda aumentar años, por ejemplo a 30) y con esto el periodo de depreciación.
5. Agregar información y costos sobre monitoreo continuo de gases y MP.
6. Describir brevemente qué factores o cómo se elabora el Plan de Obras de la CNE (ejemplo: por que no está Los Robles).
7. Considerar la política energética de la CNE, en los alcances del marco que justifica la norma.
8. Aclarar variaciones en los costos de equipo de control entre fuentes existentes y nuevas (análisis de variables críticas: espacio físico, modificaciones en layout). Evaluar si es posible contar con un costo que internalice las variables críticas, en particular espacio físico, y en caso que no se a posible fundamentar (el análisis es para todo el parque de térmicas y no es caso a caso). O se podría analizar casos como Guacolda, Ventanas o Bocamina que han implementado tecnologías de control y solucionaron el tema de disponibilidad de espacio.
9. Fundamentar los cortes temporales evaluados: 2014-2020.
10. Se recomienda para próximas presentaciones aclarar que sólo se cuantifican algunos beneficios, por lo tanto, están subestimados. Además, el periodo de análisis considerando es hasta el 2020.
11. Se pide dar mayor énfasis a restricciones de transmisión o técnicas actuales que no permiten construir unidades de mayor tamaño (hasta 350MW), entonces en el parque de térmicas con eficiencias hasta de un 30-35%. (por ejemplo laguna verde tiene un 20%).
12. Indicar disponibilidad (importaciones) y calidad de carbón (información entregada por la CNE y en ppt entregadas por CONAMA al consultor, revisar RCA en el SEIA)
13. Mejorar en un 200% los mapas temáticos mostrados, los gráficos de antigüedad del parque están excelente.
14. Observación de forma: hay láminas que contienen demasiada información (graficas y palabras) que se recomienda separar para que se aprecien mejor.

Contacto en CONAMA D.E.:
Carmen Gloria Contreras Fierro
cgcontreras@conama.cl
fono: 240 5772
..//



GOBIERNO DE CHILE
CONAMA

"COMITÉ OPERATIVO NORMA DE EMISION PARA TERMoeLECTRICAS"

FECHA : 06/11/2009
HORA INICIO : 09:30 hrs.
HORA TÉRMINO: 12:30 hrs.
LUGAR : CONAMA - Sala 7° piso - Sala 1

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	E-MAIL
1.	Carlos Bami Q.	KAS INGENIERIA	BROWN NORTE 694	2232346	carlos.bami@kasing.cl
2.	Priscilla Ulloa	CONAMA	Tortino 258	2405787	puilloa@conama.cl
3.	MARIA PIA BRAVO	KAS INGENIERIA	BROWN NORTE 694	223246	Pia.Bravo@kasing.cl
4.	maria Teresa Palma	KAS INGENIERIA	BROWN NORTE 694	2232346	teresa.palma@kasing.cl
5.	WALTER FOLCH	MINSAJ	Muse Ival 458	5740787	wfolch@minsal.cl
6.	PAULINO GONZALEZ	KAS Ing.	BROWN NORTE 694	2634090	paulinagonzalez@kf-ingefor.cl
7.	JAI ME ORDENES	KAS INGENIERIA	BROWN NORTE 694	2232346	jaine.ordenes@kasing.cl

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	E-MAIL
8.	Imanol Henríquez	CONAMA	Escalinos 258	2405698	ihenriquez@conama.cl
9.	Evelyn Sabazar M.	Geo Aire		2093838	geoaire2@gmail.com
10.	Pedro Santibañez	Geo Aire		2093838	geoaire@gmail.com
11.	Alberto Gil	CONAMA	Escalinos 258		agil@conama.cl
12.	HERNAN CONTRERAS C.	CNE	Alameda 1449 ED. SAN. DOWN TOWN II P.14	3656876	hcontreras@cne.cl
13.	Carolina Gómez A	CNE	Alameda 1449 piso 14	3656876	cgomez@cne.cl
14.	TEO SAAVEDRA	MINUJ.	ALAMEDA 924, PISO 6	351.3633	tsaaavedra@minuj.cl
15.	Carmen G. Contreras	CONAMA			cgcontreras@conama.cl
16.					
17.					
18.					
19.					
20.					



Seminario: Antecedentes para formular una Norma de Emisión para Termoeléctricas en Chile

Miércoles 18 de Noviembre de 2009 de 8:30 a 13:00 hrs
Hotel Plaza San Francisco. Alameda 816, Santiago, Chile

Organiza: Comisión Nacional del Medio Ambiente CONAMA D.E., Geoaire y KAS Ingeniería.

Objetivo del seminario: Dar a conocer un primer avance sobre los fundamentos y criterios utilizados en distintos escenarios de regulación de emisiones para las termoeléctricas en Chile y su respectiva evaluación social.

A quien está dirigido: Integrantes del Comité Operativo y Ampliado, sector a regular, organizaciones de base no gubernamentales, académicos y otros grupos de interés.

Programa:

Hora	Tema/Expositor
8:30 -9:00	Acreditación
9:00-9:15	Apertura: Bienvenida y objetivos del seminario Hans Willumsen. Jefe Departamento Prevención y Control de la Contaminación CONAMA D.E.
9:15 – 9:45	La Norma de emisión en la Política Ambiental Carmen Gloria Contreras F. Coordinación Técnica elaboración norma de emisión. CONAMA D.E.
9:45 – 10:30	Análisis del Sector Regulado – Mercado Eléctrico Antecedentes Generales, estructura de tarifa de electricidad, comportamiento del mercado y generadores térmicos: antigüedad, eficiencia, tecnología. Carlos Barria. KAS Ingeniería
10:30 – 11:00	Fundamentos para el diseño de los Escenarios de regulación Criterios para definir los escenarios, regulación internacional y tendencias, disponibilidad y calidad de combustibles, análisis de las emisiones del parque actual, potencial de reducción de emisiones, definición de escenarios. Pedro Sanhueza. GeoAire.
11:00 – 11:30	Evaluación de beneficios Metodologías de evaluación, beneficios directos e indirectos. Pedro Sanhueza. GeoAire

11:30 – 11:45 Pausa Café

Análisis de Costos para el sector a regular e impacto en el sistema eléctrico

11:45 – 12:30 Simulación de la operación económica de los sistemas eléctricos, costos del sistema eléctrico, costos de tecnologías de abatimiento, costos de inversión, de operación y mantenimiento, análisis económico privado y análisis económico social.
Samuel Jerardino. KAS Ingeniería

12:30 - 13:15 **Preguntas y Respuestas**

Cierre

CURRÍCULUM DE LOS EXPOSITORES

Carlos Barría Quezada

Candidato a Doctor en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Ingeniero Civil Industrial mención Electricidad, Pontificia Universidad Católica de Chile.

Experiencia Profesional

Jefe de estudios de mercados y regulación de KAS Ingeniería, ha sido jefe y coordinador en el desarrollo de estudios de análisis económico de mercados eléctricos, planificación y operación de sistemas eléctricos, regulación y normativa del sector energético para entidades públicas y privadas, nacionales y extranjeras. Además, es miembro del equipo de investigación del área de energía del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Samuel Jerardino Etcheverry

Magíster en Administración de Empresas (M.B.A.). Universidad Adolfo Ibañez Santiago. Diplomado en Administración de Empresas (DPA). Universidad Adolfo Ibañez, Santiago. Ingeniero Civil Electricista. Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso. Ingeniero Ejecución Electricista. Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso.

Experiencia Profesional

Con más de 21 años de experiencia profesional en el sector eléctrico chileno en la Operación Económica de Sistemas de Potencia; Sistemas de Control de Tiempo Real (SCADA); Desarrollo de Modelos de Optimización de la Operación de Sistemas Eléctricos; Participación en temas de orden legal y normativo, relacionados con divergencias y recursos legales en el SIC. Se ha desempeñado en cargos de diversas jefaturas en Colbún S.A. Director de Operaciones en representación de Colbún S.A. en el Centro Económico de Despacho de Carga de SIC (CDEC-SIC), representante de dicha empresa en el Directorio del (CDEC-SIC). Actualmente es Director de Kas Ingeniería, en donde ha realizado diversas asesorías a empresas generadoras del sector eléctrico y a la CNE y ha encabezado el desarrollo del modelo de operación económica Ose2000.

Pedro Sanhueza Herrera

Ph.D. en Ingeniería Ambiental, University of Tennessee, Civil and Environmental Engineering. Major: Air Quality Management. Magister en Ingeniería Industrial y de Sistemas. Pontificia Universidad Católica de Chile. Ingeniero Civil en Geografía. Universidad de Santiago de Chile. Licenciado en Ciencias de la Ingeniería. Universidad de Santiago de Chile. Auditor Ambiental. GTZ, Frankfurt – Alemania.

Experiencia Profesional

Profesional con 20 años de experiencia. Actualmente es Gerente de la empresa Consultora Asesorías en Ingeniería Ambiental Pedro Sanhueza E.I.R.L., empresa especializada en Gestión de la calidad del Aire, modelación a escala local, urbana, y regional, modelación meteorológica, estimación de emisiones, planes de descontaminación, gestión de calidad del aire, modelación del efecto sobre la salud debido a la contaminación del aire, estadística aplicada y capacitación.

36	ALEJANDRO	LARENAS	ELEKTRA GENERACION S.A.	7510068	alarenas@elektragen.cl	
37	SARA	LARRAIN	CHILE SUSTENTABLE		saralarrain@gmail.com	
38	ALEJANDRO	LORENZINI	EDELNOR-ELECTROANDINA		Alejandro.Lorenzini@edelnor.cl	
39	JERONIMO	LUND	ERRAZURIZ Y ASOCIADOS	2075000		
40	BRIAN	MACE	FOSTER WHEELER T.		b_mace@fwt.cl	
41	CLEMENTE	MARTINEZ	CENTRAL PATACHE		clemente.martinez@centralpatache.cl	
42	ZAIDA	MARTINEZ	INGENDESA		zlmr@ingendesa.cl	
43	VALERIA	MENESES	ARCADIS CHILE	3816066	valeria.meneses@arcadis.cl	
44	MARCIA	MONTERO	SOC. ELECTRICA SANTIAGO	680 4754	marcia.montero@aes.com	
45	CAMILO	MONTES	CONAMA D.E.	2405642	cmontes@conama.cl	
46	RODRIGO	MORA	ERRAZURIZ Y ASOCIADOS	2075000		
47	KEITH	MORRIS	DOOSAN BABCOCK	770 551 5750		
48	PEDRO	NAVARRETE	CMPC		pnavarrete@celulosa.cmpc.cl	
49	JUAN CARLOS	OLMEDO	NORGENER		juan.olmedo.h@aes.com	
50	CAROLINA	PACHECO	CONAMA D.E.		cpacheco@conama.cl	
51	HUGO	PEREZ	ENDESA CHILE	6309262 anexo 5252	hpg@endesa.cl	
52	CLAUDIA	POBLETE	INGENDESA	9/4691626		
53	CARLOS	RAULD	ARAUCO GENERACION S.A.		crauld@arauco.cl	
54	PAULINA	RIQUELME	EELAW			
55	KARL	ROYCE	EMPRESA BRITANICA	3704179	Karl.Royce@fco.gov.uk	
56	MARCELO	RUBIO	S.W. Consulting		mrubio@swc.cl	
57	CRISTIAN	SALAS	SW CONSULTING	56-2-589 1935	csalas@swc.cl	
58	JUAN	SALINAS	COLBUN	460 42 55	JSalinas@colbun.cl	
59	LEOPOLDO	SILVA	ALSTOM			
60	MACARENA	TOLEDO	INGENDESA		mata@ingendesa.cl	
61	SANDRA	TORO	ARAUCO GENERACION S.A.			
62	RICHARD	TORRES	FOSTER WHEELER T.		richard_torres@fwt.cl	
63	VIVIANA	UBILLA	CONAMA D.E.	2411882	vubilla@conama.cl	
64	PRISCILLA	ULLOA	CONAMA D.E.	2405787	pulloa@conama.cl	
65	MARCELO	VILA	ALSTOM	2908593	marcelo.vila@power.alstom.com	
66	ALEJANDRO	VILLA	CONAMA REGION DE VALPARAISO	32-2219928 anexo 114	avilla.5@conama.cl	
67	CRISTIAN	VILLARROEL	CHILE SUSTENTABLE	209 70 28 89225902		

Villarroel Chile Sustentable
 E-mail: villarroel@chilesustentable.cl
 E-mail: villarroel@notrusil.com

Seminario Norma de Emisión Termoelectricas

Dia: 18/11/009

Lugar: Hotel Plaza San Francisco - Salon Arrau

N°	NOMBRE	APELLIDO	INSTITUCION	TELEFONO	CORREO ELECTRONICO	
1	MARCELA	ALDAY	EDELNOR-ELECTROANDINA		m_alday@jaimellanes.cl	✓
2	MIGUEL	AMESTICA	CENTRAL BOCAMINA		maal@endesa.cl	✓
3	PIETRO	ARANCIBIA	ARAUCO GENERACION S.A.	95131952	pietro.arancibia@arauco.cl	✓
4	ASTRID	ARAYA	FOSTER WHEELER T.	41-2500606	astrid_araya@fwt.cl	✓
5	PABLO	ASTUDILLO	ALSTOM		pablo.astudillo@power.alstom.com	✓
6	PEDRO	BARDESSI	AES GENER S.A.		pedro.bardessi@aes.com	✓
7	MARIO	BASUALTO	CMPC			✓
8	ALVARO	BERNAL	POWER - ALSTOM		alvaro.bernal@power.alstom.com	✓
9	RODRIGO	BORQUEZ	FUNDACION TERRAM	2694499		✓
10	SANDRA	BRICEÑO	CONAMA D.E.	2411878	sbriceno@conama.cl	✓
11	DANIELA	BUSTOS	EELAW	2299567	dbustos@eelaw.cl	✓
12	ROBERTO	BUZETA	FUNDACION TERRAM	2694499	R BUZETA GONZALEZ@GMAIL.COM	✓
13	HECTOR	CASTRO	ARAUCO GENERACION S.A.			✓
14	JUAN	CERDA	FOSTER WHEELER T.		juan_cerda@fwt.cl	✓
15	CRISTOBAL	DE LA MAZA	DICTUC S.A.			✓
16	FRANCISCO	DONOSO	DICTUC S.A.		fjdonoso1@gmail.com	✓
17	ARTURO	ERRAZURIZ	ERRAZURIZ Y ASOCIADOS		arturo@ecosecurities.com	✓
18	PABLO	ESPINOSA	EDELNOR-ELECTROANDINA			✓
19	CECILIA	FERNALDT			ceciliafernaldt@gmail.com	✓
20	MARCELA	FERNANDEZ	Kas S.A.		marcela.fernandez.rojas@gmail.com	✓
21	NATALIA	FERNANDEZ	ENDESA CHILE			✓
22	SIXTO	FRAILE	SOC. ELECTRICA SANTIAGO			✓
23	EDGARDO	FUCHS	CGE GENERACION			✓
24	HERNAN	FUJII	ELECTRICA GUACOLDA S.A.		hfujii@guacolda.cl	✓
25	BARBARA	GAJARDO	INGENDESA		bagk@ingendesa.cl	✓
26	ROSITA	GOMEZ	CGE GENERACION	6807552 - 81376400	rgomezi@cgegeneracion.cl	✓
27	JOSE	GONZALEZ	SANTA LIDIA		jmgw@netline.cl	✓
28	JOSE	GONZALEZ	SANTA LIDIA		jmgonzaa@vtr.net	✓
29	NICOLAS	GONZALEZ	TRANSELEC		ngonzalez@transelec.cl	✓
30	MAURICIO	GREZ	CONAMA REGION DE VALPARAISO	32-2219928	mgrez.5@conama.cl	✓
31	RODRIGO	GUERRERO	AES GENER S.A.		rguerrero@AES.com	✓
32	JORGE	HALABI	UNIVERSIDAD DE CONCEPCION	9 492 5256	jhalabi@udt.cl	✓
33	PAMELA	HARRIS	EMPRESAS COPEC		pamela.harris@empresascopec.cl	✓
34	GONZALO	JIMENEZ	CARIOLA DIEZ PEREZ COTAPOS	3683558	gjimenez@cariola.cl	✓
35	SIMON	KLEINKNECHT	CONAMA D.E.		simon kleinknecht@web.de	✓

01926

N°	NOMBRE	APELLIDO	INSTITUCION	TELEFONO	CORREO ELECTRONICO
1	VERONICA	DIROPPPELMANN	U ANDRES BELLO	6618370	VDIROPPPELMANN@
2	Germán	UENDEJO	PROYECTA EVOLU	5204903	UNAB.CL
3	Evelyn	Salazar	GeoAire	2093838	gwendjo@proyeda.c
4					geoaire2@gmail.com
5	Monica	Toullance	GeoAire	8181976	mtoullance@gmail.com
6	Rafael	Rodriguez	GeoAire	7-6041787	geoaire2002@gmail.com
7	Francisco	Aguiar	Geoline	9-5731582	idgeo@geoline.com
8	Andrés	Aguiar Vega	JHG	2744377	andrasaguiar@jhj.cl
9	JAI ME	ZUAZAGOITIA	Energía Verde	041-2401920	jzuzagoitia@aes.com
10	Roberto	Filmer C.	S.F.R. Energía	09-9644087	rfilmer@str-energia.cl
11	HUGO	BRIONES F.	S.F.R. Energía	9-4434493	HBFPOWER@YAHOO.BS
12	M ^a Inés	Zurrieta	Colbun	4604359	MIZURIETA@colbun.cl
13	Daniela Carrasco		CONAMA	2411289	dcarrasco@conama.cl
14	Andrés Cabello		AES GENER	5979300	andres.cabello@aes.com
15	WALTER FOLCH	FOLCH	MINSAL	5740787	wfolch@minsal.cl
16	Claudio Trancoso		VALGESTA S.A.	84093506	C.TRANCOSO@valgesta.cl
17	José Jiménez		Cerroló & Pérez Cofre	3604000	Jjimenez@cerrole.cl
18	Jimena	Silva Huerta	CONAMA	2411849	jsilva@conama.cl
19	Jzime	Lira	EcoSecurities	7842020	jzime.lira@ecosec.com.cl
20	CHRISTIAN DIAZ DUARTE		TECNST S.A.	84397082	CADIAZ@TECNST.CL
21	VERONICA	DIAZ	COLBUN S.A.	4604156	vdiaz@colbun.cl
22	Carolina	Soler	Ferrada Nehme	6529000	csoler@fn.cl
23	Carlos	Saul		2381604	✓
24	Enzo	Salma	Kas	3544272	✓
25	Francisco	Acdo	Electrica Guacolda		toledo@guacolda.cl
26	Viviana	Flores	EMG AMBIENTAL	6564055	vflores@emga.cl
27	Marcelo	Herrera	Kas S.A.		✓

001928

Carmen Gloria Contreras Fierro

De: Carmen Gloria Contreras Fierro
Enviado el: jueves, 26 de noviembre de 2009 11:41
Para: 'Carolina Gomez'; 'Jaime Bravo'; 'olga.espinoza@sag.gob.cl'; 'tsaavedra@minvu.cl'; 'Walter Folch'; Ingrid Henriquez Cortez
CC: Maritza Jadrijevic Girardi; Priscila Andrea Ulloa Menare; Gonzalo Leon Silva; Hans Willumsen
Asunto: Cita Reunión C.Operativo/Termoeléctricas 3 Nov/ piso6
Datos adjuntos: KAS-Geoaire Análisis Sector Regulado DEF.pdf; Geoaire-KAS Beneficios.pdf; Geoaire-KAS Fundamentos.pdf; KAS-Geoaire Análisis Costos DEF.pdf; Consultas_seminario termoelectricas 18Nov.doc; Obs_minvu.doc; Obs_minsal.doc; Obs_cne_2.doc; anteproyecto Termoelectricas v08_nov.doc

Estimados Integrantes Comité Operativo:

Se cita a reunión de comité el jueves 3 de noviembre de 9:30 a 12:30 hrs, sala de reuniones del piso 6. El objetivo de la reunión es revisión del anteproyecto, al cual se han integrado sus observaciones (se adjuntan obs. de cada sector), en esta ocasión se espera conocer su opinión técnica sectorial con respecto al anteproyecto (se adjunta versión).

Además se informa:

- 1) Seminario realizado 18 nov. entre el c.operativo y c.ampliado (asistencia 85 personas), se recogió las preguntas que realizó el sector (privado y ONG), el consultor en conjunto con CONAMA está procesando y preparando respuestas (se adjunta doc de preguntas y las ppt de los expositores).
- 2) Se realizó el 17 de nov., reunión específica con el SAG (con Olga Espinoza) para revisión de la metodología y resultados aplicados en la evaluación de beneficios.
- 3) Reunión del 6 de Junio, se envía e.mail pasado las ppt de la reunión.

atenta a sus consultas,

Carmen Gloria Contreras Fierro

Área Control de la Contaminación Atmosférica

Dpto. Control de la Contaminación

CONAMA Fono: 56 02 240 57 72

**Acta reunión Comité Operativo Norma de Emisión para Termoeléctricas
9 de diciembre 2010** Inicio: 15:00 hrs. - Término: 17:30 hrs.

Asistentes:

- Representante de CNE: Carolina Gómez, Andrea Varas, Hernán Contreras.
- Representante de SAG: Olga Espinoza.
- Representante de MINSAL: Walter Folch.
- Representante de CONAMA: Carmen Gloria Contreras, Maritza Jadrijevic, Priscilla Ulloa, German Oyola, Sandra Briceño, Gonzalo León.
- Representante de la Consultora KAS Ingeniería-Geo Aire: Marcela Fernández.

Temas:

1. Se entrega a cada integrante del comité copia de informe final para revisión, plazo 5 días hábiles (fecha recepción observaciones miércoles 16 de diciembre).
2. Se presentan últimos antecedentes evaluados en el estudio y la propuesta de regulación recomendada para el anteproyecto, la que ha sido visada por CONAMA Dirección Ejecutiva (se adjunta ppt).
3. Se reciben opiniones técnicas sectoriales con respecto al anteproyecto.
4. Se notifica sobre publicación del anteproyecto el 15 de diciembre de 2009.

Acuerdos:

1. Plazo revisión de estudio 5 días hábiles, fecha recepción observaciones: miércoles 16 de diciembre.
2. Se deja constancia de las opiniones técnicas sectoriales con respecto al anteproyecto:

Representante de MINSAL. Walter Folch: Opinión técnica sectorial favorable al anteproyecto, a los avances que se han registrado tanto de los fundamentos y los resultados del estudio. A pesar que hace notar que el análisis costo-beneficio es limitado dada la disponibilidad de metodologías, que no permitió evaluar monetariamente todos los beneficios, como pro ejemplo: el impacto de Hg (sólo se cuantifico la depositación sobre cuerpos de agua). Emite opinión técnica favorable en cuanto al escenario 3, la gradualidad y los valores escalonados que debe cumplir el parque existente.

Representante de SAG. Olga Espinoza: Presenta su opinión sectorial favorable al anteproyecto, a los avances que se han registrado tanto de los fundamentos y los resultados del estudio. En particular, al avance realizado por primera vez en un estudio, sobre la depositación de SO₂ sobre distintas coberturas vegetales y la depositación de Hg sobre cuerpos de agua. Da énfasis también a la reducción de MP2.5 debido al escenario 3. No presenta objeción a la gradualidad y los valores indicados. Solicita revisar redacción sobre la coordinación entre los servicios que serán fiscalizadores. Revisar donde indica MINAGRI – debería indicar SAG (precisar) Art. 11 revisar “el servicio” “los servicios” “los órganos competentes para revisar” cuando se fiscaliza en conjunto o no. Qué temas se fiscalizarán. Resolver aspectos de procedimiento (informes). Todo lo anterior contenido en los Art.6, 10 y 11.

Representante de la CNE: Carolina Gómez : Expone que hubo una reunión entre los Ministros y Jefes de la CNE y CONAMA, que a partir de esta surgen una serie de observaciones al anteproyecto, señalando cada una de estas y que posteriormente la CNE entregará sus fundamentos:

CONAMA y MINSAL, indican a representantes de la CNE que el objetivo de la norma es ambiental. Cabe destacar, que una vez que la CNE entregó sus observaciones los integrantes del comité MINSAL y SAG, se retiraron. CONAMA indica a CNE que el informe final entregará antecedentes que aclaren sus dudas y algunas observaciones. CONAMA les aclara sobre aspectos técnicos relacionados con metales y su propuesta de regulación. CONAMA solicita por favor entreguen fundamentos. Se acuerda con objeto de aclarar las observaciones de la CNE, coordinar reunión de trabajo para el próximo lunes 14.

3. Gonzalo León, jefe del subdepartamento de regulaciones, notifica sobre publicación de anteproyecto antes de que se cierre el año 2009.

Contacto en CONAMA D.E.:
Carmen Gloria Contreras Fierro
cgcontreras@conama.cl
fono: 240 5772

..//



GOBIERNO DE CHILE
CONAMA

"Reunión Comité Operativo Norma de Emisión de Termoeléctricas"

FECHA : 09/12/2009
HORA INICIO : 15:00 hrs.
HORA TÉRMINO: 17:30 hrs.
LUGAR : 7° piso - sala 3

N°	NOMBRE	INSTITUCION	DIRECCION	FONO	E-MAIL
1.	SANDRA BRICEÑO	CONAMA	_____	2411878	sbriceno@conama.cl.
2.	HERNAN CONTRERAS	C.N.E	ALAMEDA 1449 PISO 14	3656876	hcontreras@cne.cl
3.	Candina Gómez A	C.N.E	Alameda 1449 PISO 14	3656876	cgomez@cne.cl
4.	Andrea Uauin	C.N.E.	Alameda 1449, PISO 14	3656876	aruauin@cne.cl.
5.	German Oyola	CONAMA Biobío	Lincopu 145	2791750	goyola.8@conama.cl
6.	Carmen G. Contreras	CONAMA D.E.			
7.	Olgia	SAG			

8. Walter Folch MINSAL
9. Maritza Jadrijevic CONAMA
10. Priscilla Ulloa CONAMA



mitsui & co., ltd.
mitsui chile ltda.
company profile

2009 November

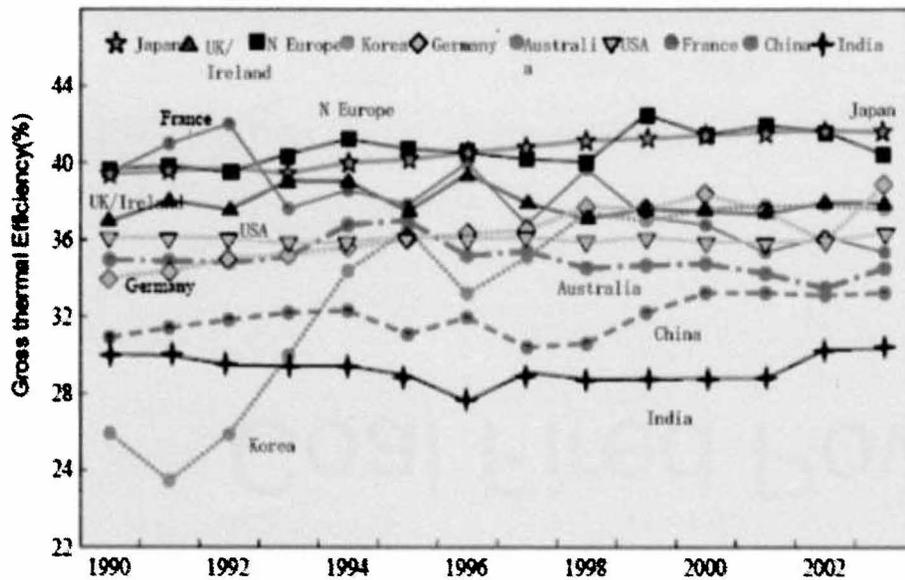
Environmental Technologies for Coal Fired Power Generation

Mitsui & Co. Ltd.
Infrastructure Project Business Unit

Advantage of Coal Fired Generation Plant in Japan

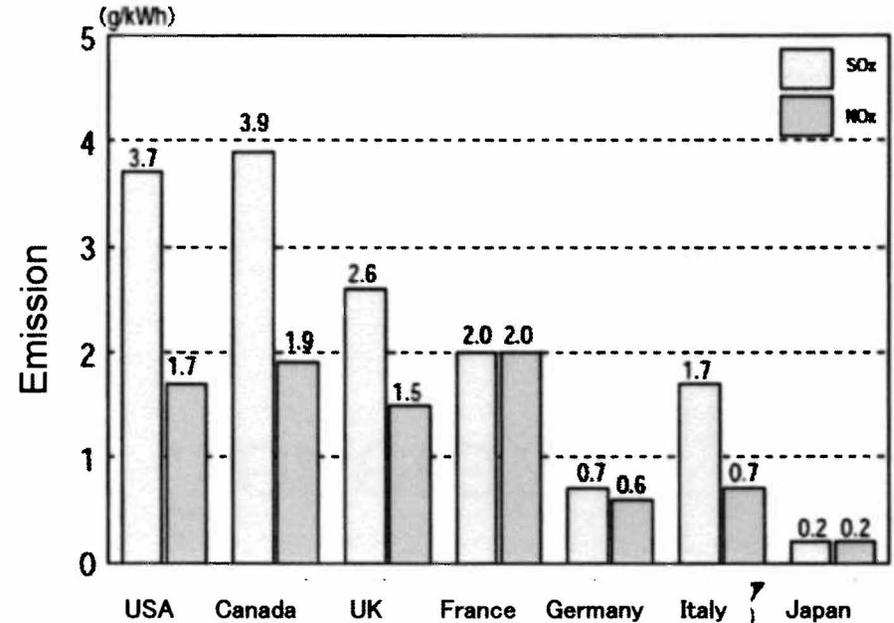
01932 VTA.

- Highest level of thermal efficiency in worldwide comparisons
- Lowest level of SO_x/NO_x emission in worldwide comparisons



* Thermal Efficiency: Gross thermal efficiency (LHV base)

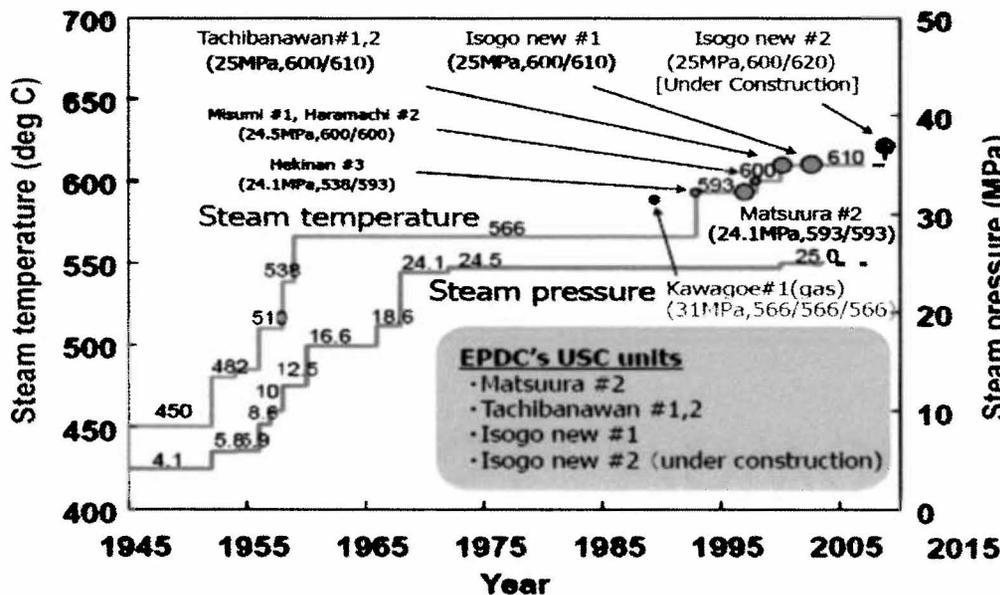
Source : UPDATED COMPARISON OF POWER EFFICIENCY ON GRID LEVEL



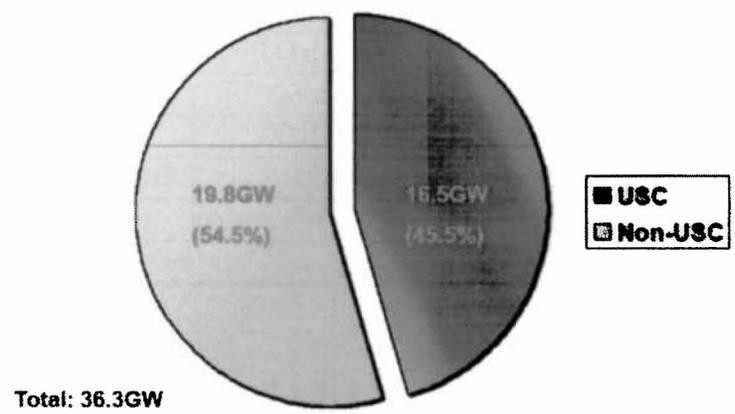
Source: [OECD Environmental Data compendium 2004] [ENERGY BALANCES OF OECD COUNTRIES 2002-2003]

Improvement of thermal efficiency

- Plant
 - Improvement of thermal efficiency by elevating the temperature and pressure of turbine inlet steam
- Boiler
 - Decrease of excess air ratio (⇒Decrease of Flue Gas Loss)
 - Adoption of vertical roll mills (⇒Decrease of grinding power)
 - Adoption of axial fan (⇒Decrease of Fan Power)
- Steam Turbine
 - Lengthening last-stage rotating blades of LP turbine (⇒Decrease of kinetic energy)
 - Design optimization by using Computation Fluid Dynamics (CFD) (⇒Improvement of thermal efficiency)



Installed Capacity of Coal-Fired Power Plants in Japan (2004)



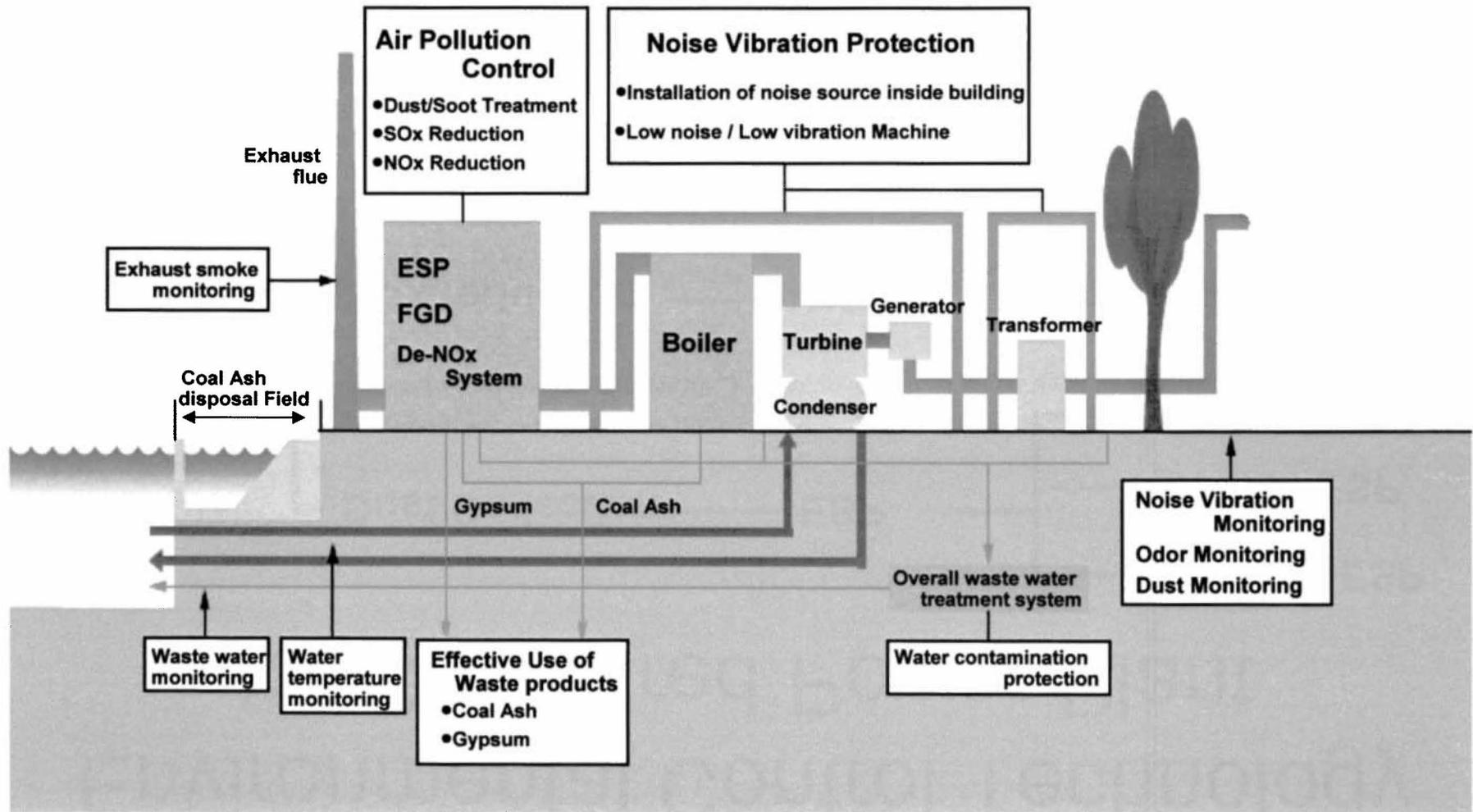
001933

Major USC Power Plant worldwide

01933 UTA

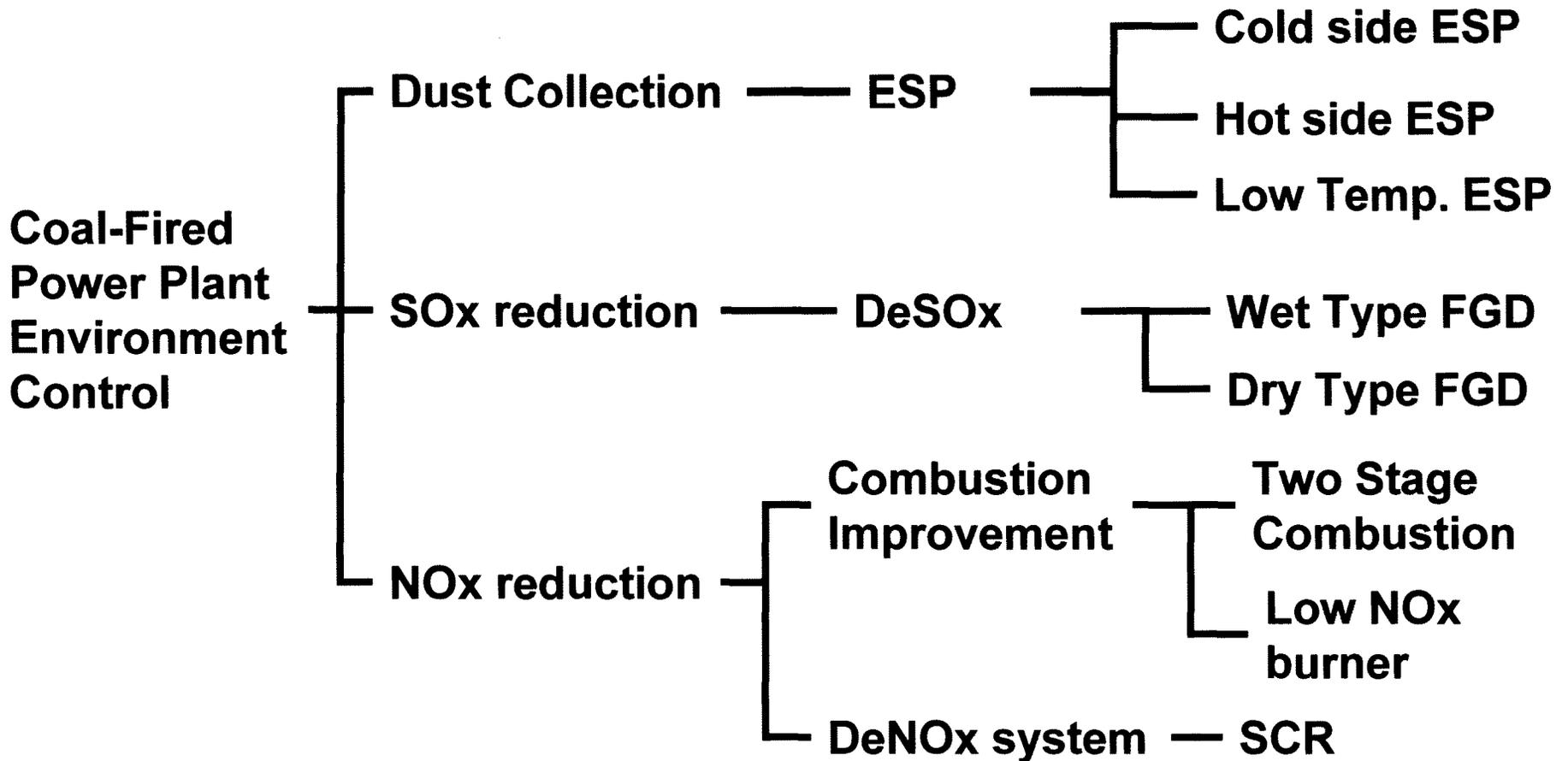
Name of Power Plant	Capacity (MW)	Steam Condition	Supplier		Start of Operation
			Boiler	Turbine	
MATSUURA #2	1000	593°C/593°C	BABCOCK-HITACHI	MHI	1997
HARAMACHI #1	1000	566°C/593°C	MHI	TOSHIBA	1997
MISUMI #1	1000	600°C/600°C	MHI	MHI	1998
NANAO OHTA #2	700	593°C/593°C	IHI	TOSHIBA	1998
HARAMACHI #2	1000	600°C/600°C	BABCOCK-HITACHI	HITACHI	1998
SHIKOKU #1	700	566°C/593°C	BABCOCK-HITACHI	TOSHIBA	2000
TACHIBANA WAN #1	1050	600°C/610°C	IHI	TOSHIBA/GE	2000
TSURUGA #2	700	593°C/593°C	MHI	TOSHIBA	2000
TACHIBANA WAN #2	1050	600°C/610°C	BABCOCK-HITACHI	MHI	2000
HEKINAN #4	1000	566°C/593°C	IHI	TOSHIBA	2001
ISOGO #1	600	600°C/610°C	IHI	FUJI SIEMENS	2002
TOMATO ATSUMA	700	600°C/600°C	IHI	HITACHI	2002
HEKINAN #5	1000	566°C/593°C	IHI	TOSHIBA	2002
REIHOKU #2	700	593°C/593°C	MHI	TOSHIBA	2003
HITACHINAKA #1	1000	600°C/600°C	BABCOCK-HITACHI	HITACHI	2003
HIRONO #5	600	600°C/600°C	MHI	MHI	2004
MAIZURU #1	900	595°C/595°C	MHI	MHI	2004
Nordjyl land 3 (Denmark)	400	580°C/580°C	BWE	Alstom	1998
Lippendorf (Germany)	934	554°C/583°C	Alstom	Siemens	1999
Boxberg (Germany)	915	555°C/578°C	Alstom	Alstom	2000
Niederaussen (Germany)	975	565°C/600°C	Alstom	Siemens	2002

Environmental Control Technology for Coal Fired Power Plant

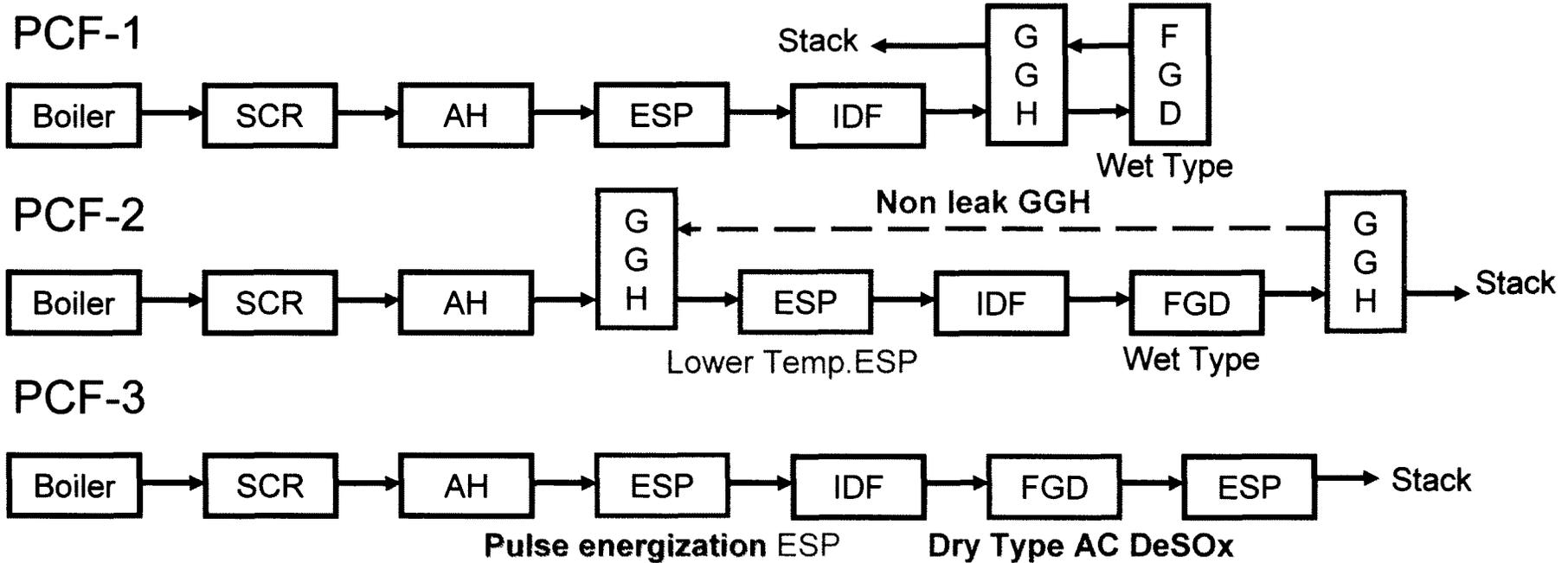


Environmental Control Technology for Coal Fired Power Plant

01934UTX



Flue Gas Treatment System



PCF-1	SOx : Wet Type Limestone – Gypsum Process FGD NOx : Combustion Improvement, SCR Dust : ESP, Wet FGD
PCF-2	SOx : Wet Type Limestone – Gypsum Process FGD NOx : Combustion Improvement, SCR Dust : Lower Temp. ESP, Wet FGD (with Non Leak GGH)
PCF-3	SOx : Dry Type Activated Coke (AC) FGD NOx : Combustion Improvement, SCR Dust : Pulse energization ESP, Dry FGD

Flue Gas Treatment System

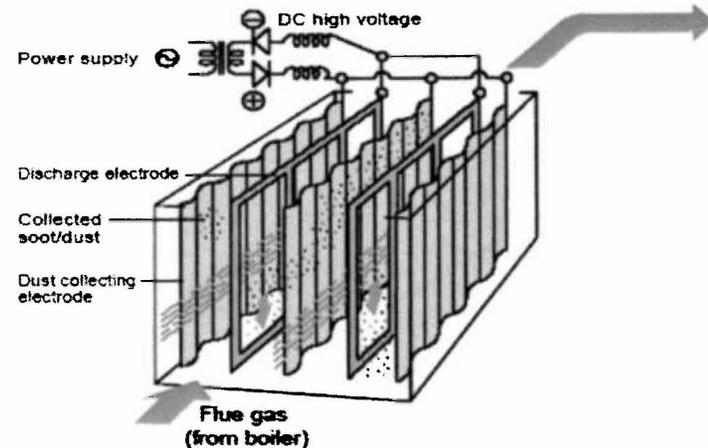
01935-UTA

	Emission			Commercially available
	Sox (ppm)	Nox (ppm)	Dust (mg/m ³ N)	
PCF-1	80	60	20~30	1985~
PCF-2	60~80	45~60	10	2000~
PCF-3	24	20	10	2002~

Dust Treatment Technology

- Electrostatic Precipitator (ESP) -

- ❑ The dust in the flue gas is charged negatively by the discharge electrode.
- ❑ The dust charged negatively adheres to the positive dust-collecting electrode.
- ❑ The adhering dust is removed by giving shock to the electrode with a hammering device.



【Issues】

- ✓ ESP method is suitable for removal of soot/dust with electrical resistance in the range of $10^4 - 10^{11} \Omega\text{-cm}$. In case of pulverized coal, electrical resistance of soot/dust is higher than such range.
- ✓ Back corona due to dust accumulation results in the decrease of dust collection performance.

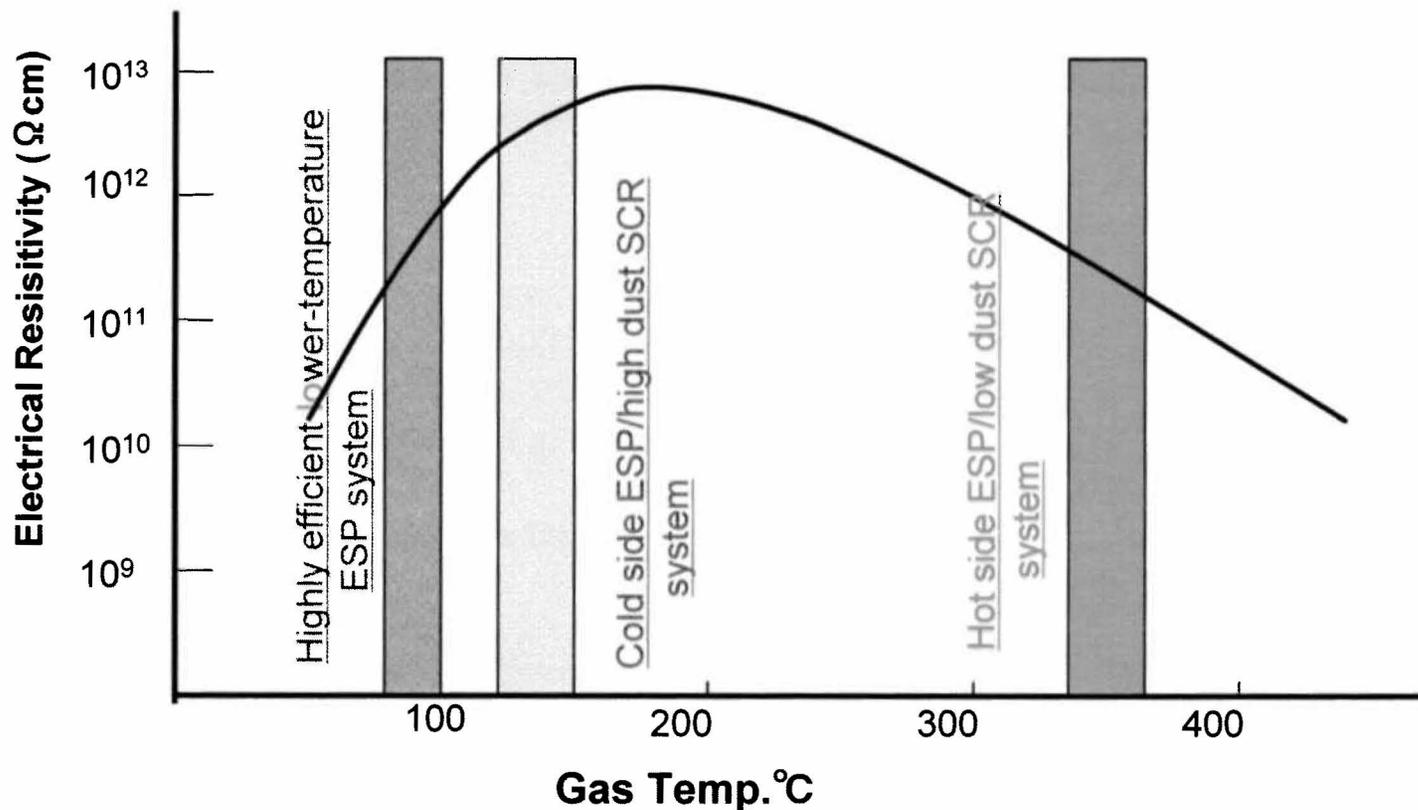


(1)	➤ Reduce electrical resistance	➤ Raise gas Temp. ➤ Lower gas Temp. ➤ Chemical injection	➤ Hot side ESP ➤ Lower Temp. ESP ➤ SO ₃ , Na injection
(2)	➤ Control of electric current in dust layer	➤ Energization control	➤ Intermittent energization ➤ Pulse energization

Electrostatic Precipitator (ESP)

- Lower temperature ESP -

Lower temperature ESP is using the characteristics that electrical resistance is changed with temperature, and optimizes the performance of dust collection.

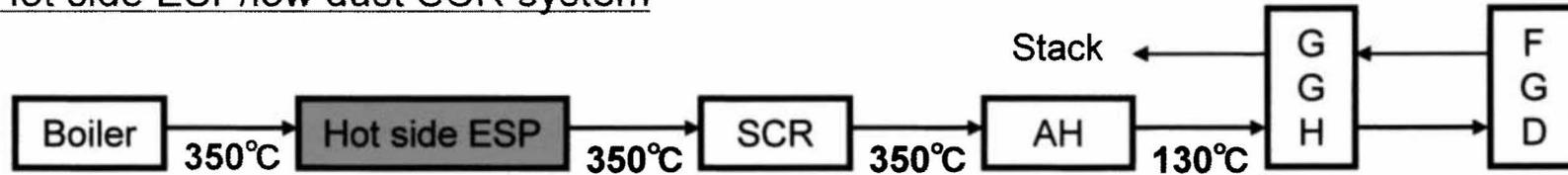


01836 JTA.

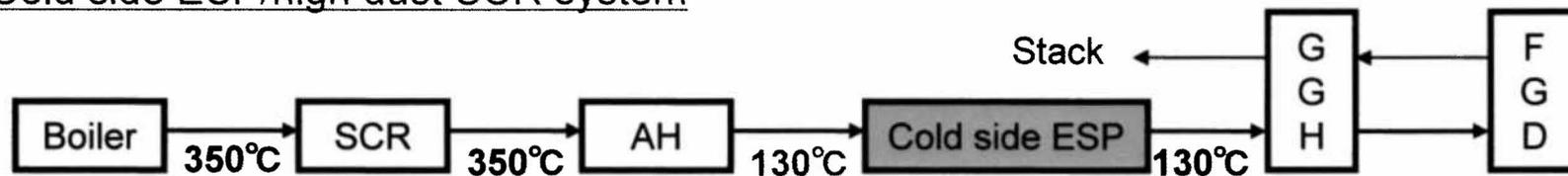
Electrostatic Precipitator (ESP)

- Reduce electrical resistance -

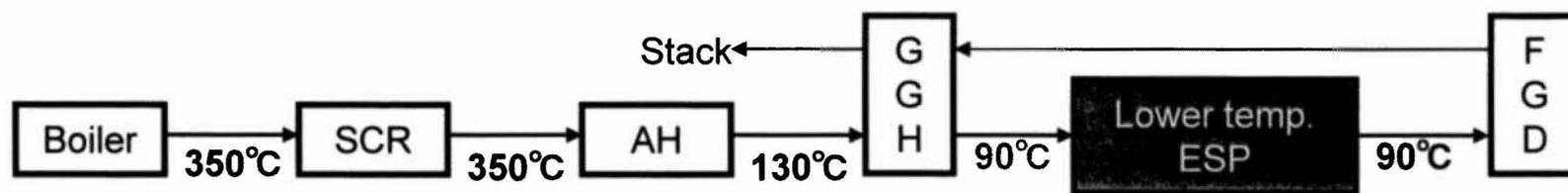
Hot side ESP/low dust SCR system



Cold side ESP/high dust SCR system



Highly efficient lower-temperature ESP system



*SCR : Selective Catalytic Reduction

*AH : Air Heater

*GGH : Gas Gas Heater

*FGD : Flue Gas De-sulphurization

Electrostatic Precipitator (ESP)

- Control of Energization in dust layer -

019337 UTA

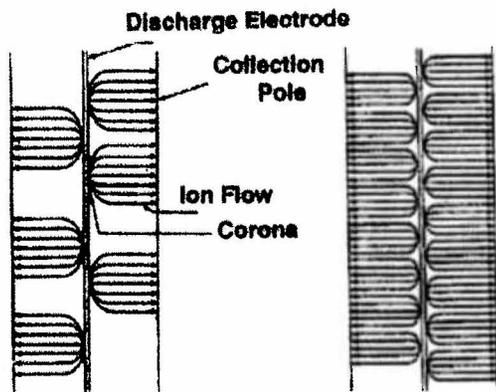
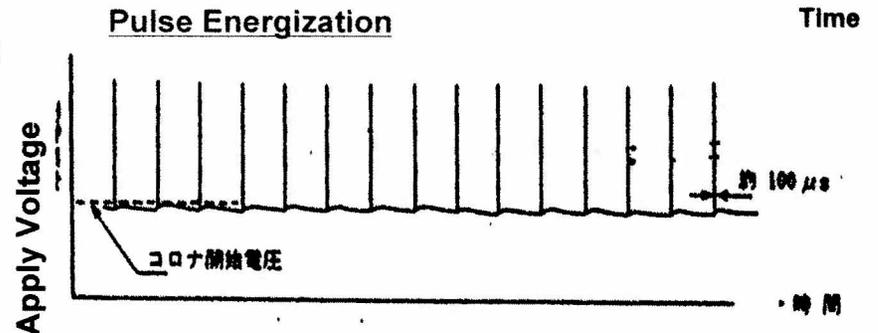
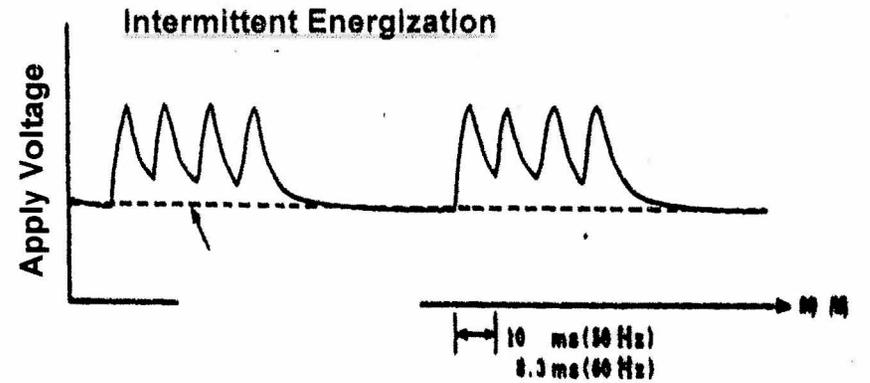
- Intermittent Energization

- De-energize before exceeding the starting voltage of back corona
- Re-energize when it returns to original level

↓ To get higher performance

- Pulse Energization

- Repeatedly apply an instantaneous and high step voltage to ESP
- Current density on the collecting electrodes can be uniformed
- High peak voltage can be energized



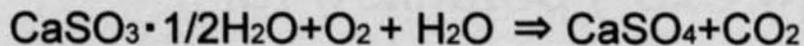
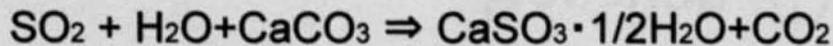
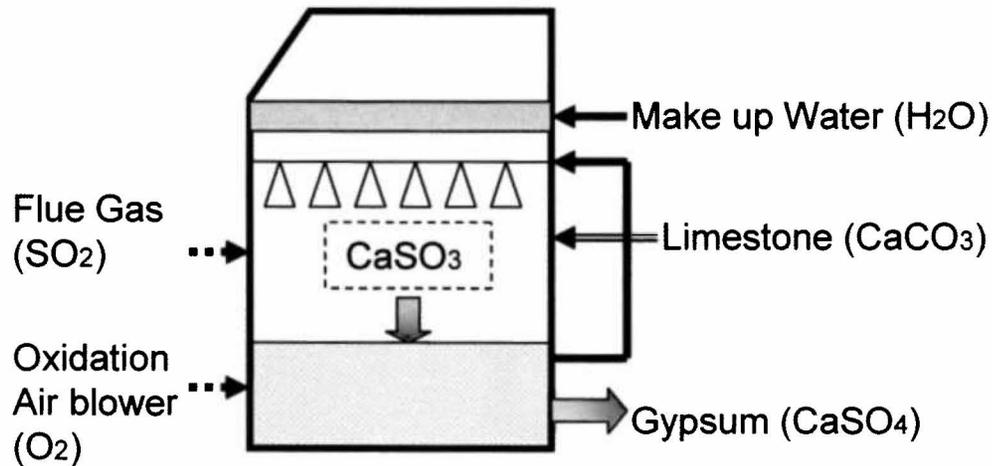
Intermittent Energization Puls Energization

Precipitator waveforms

Flue Gas De-sulphurization

- Wet Limestone – Gypsum Process (Wet type FGD) -

Limestone Gypsum Process is applied most widely and operational reliability has been proven around the world.

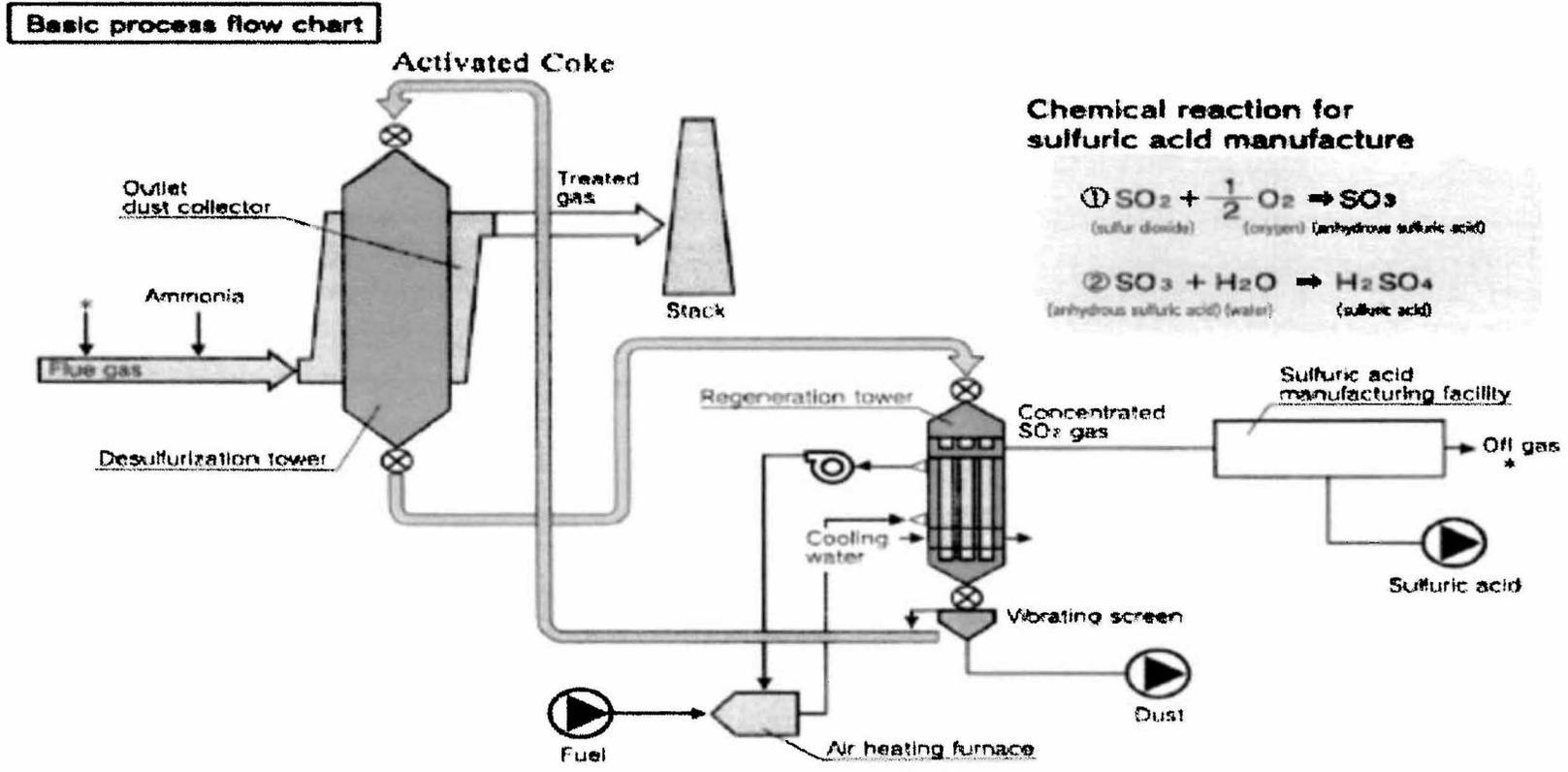


- **Limestone is;**
 - the cheapest absorbent
 - found in abundance
 - easily handled
- **Gypsum is;**
 - useful for cement additives
 - useful for wallboard materials
 - easily stored
 - easily handled
- **The system is;**
 - easy to operate
 - of high reliability
 - of high efficiency

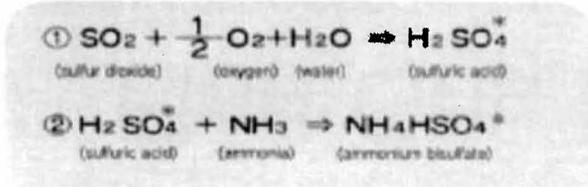
C/1938 VTA.

Flue Gas De-sulphurization

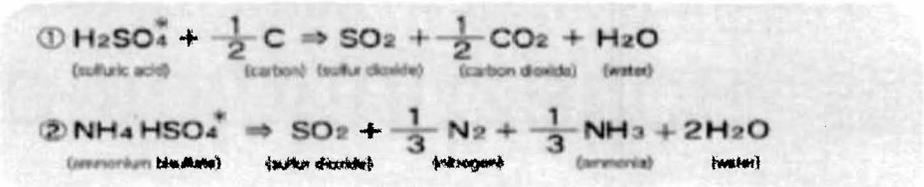
- Dry Activated Coke Absorption with Sulfuric Acid Recovery (Dry type FGD) -



Chemical reaction of adsorption stage for desulfurization tower



Chemical reaction of regeneration stage for regeneration tower



* Adsorption in Activated Carbon

C: AC chemical reaction loss

Flue Gas De-sulphurization

- Spray Dry Absorption -

It is a so-called semi-dry method.

- SO₂ in exhaust gas reacts, by heat of exhaust gas, with slurry (CaO/Ca(OH)₂) and Water (H₂O) from Spray Dryer.
- Water in absorbent slurry is vaporized by heat of exhaust gas
- Desulphurized Reacting product is removed by Particle collector.

【Features】

- Gas Gas Heater(GGH) is not necessary.
 - ⇒ In case of Wet type FGD, temperature of flue gas is dropped by a large volume of water. Semi-dry FGD does not lower the temperature than Wet type due to using less water.
- Waste water plant is not necessary.
 - ⇒ Water is vaporized in the absorber
- The area required for the facility is less.

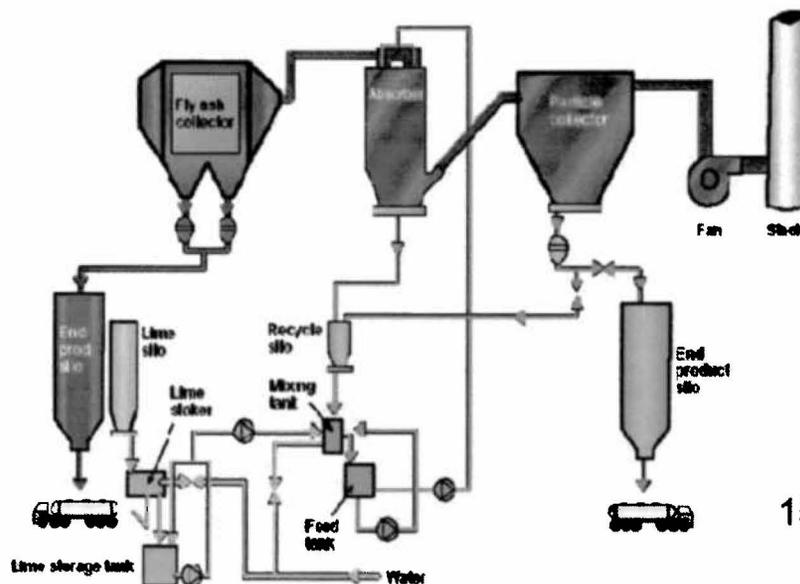
【Green Aid Plan】

A spray drier absorption is currently in operation, at Huangdao Power Plant No. 4 Unit (210MW) in Qingdao, China.

Gas treatment capacity : 300Km³N/h

Desulfurization rate : 70%

SO₂ concentration (Inlet) : 2,000ppm



01939 UTA

Flue Gas De-sulphurization

- Simplified Limestone Slurry Absorption Method -

【Features】

Horizontal Absorber

⇒ saving of construction cost.

Making gas flow speed faster

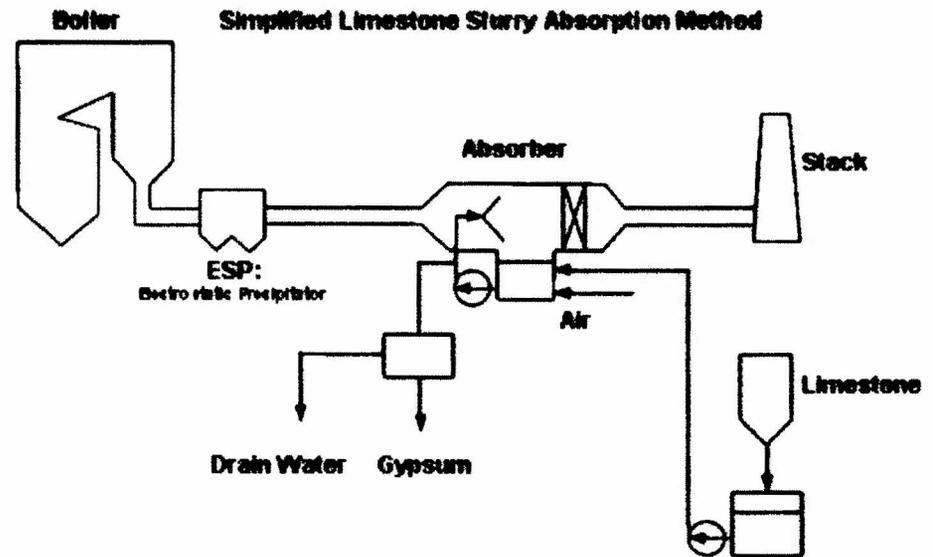
⇒ Compact size of Absorber

A practical machine has been in operation in China since 1999.

Exhaust Gas : 600Km³N/h

Desulfurization rate : 80%

SO₂ concentration (Inlet) : 2,000ppm

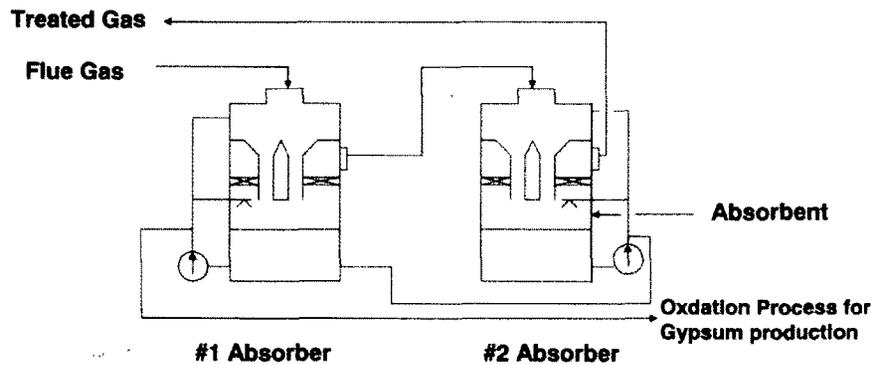


Evolution of Wet FGD Technology in Japan

Phase1 1967~

Soot mixing process with double towers for domestic coal (Venturi Type)

Unit capacity 250MW

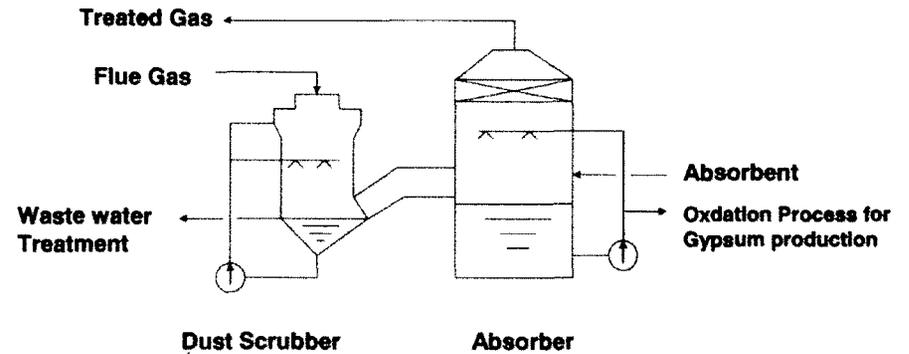


- For introducing FGD, a pilot test was carried out.
- Based on the test, soot mixing process with double towers, venturi type absorber technology introduced from U.S.A.

Phase 2 1981~

Soot separation process for imported coal

Unit capacity 500MW



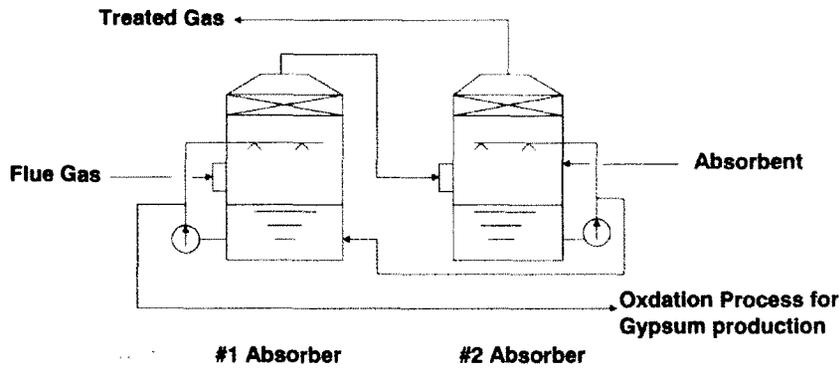
- For first imported coal fired plant, surveys and tests were carried out.
- Desulfurization efficiency of FGD would be deteriorated by fluorine and chlorine contained in imported coal. Fluorine and chlorine in flue gas are eliminated in the upstream dust scrubber.

01940 UTA

Evolution of Wet FGD Technology in Japan

Phase 3 1983~ Soot mixing process with double towers for imported coal (Spray Type)

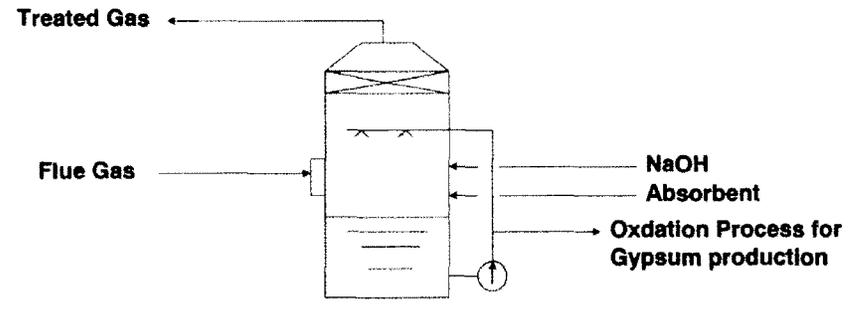
Unit capacity 700MW



- Reconsideration of the increased sludge encountered the WWT system in phase 2.
- The deterioration in desulfurization efficiency due to impurities contained in the flue gas can be prevented by caustic soda into the absorber.

Phase 4 1986~ Soot mixing single tower process for imported coal (EFO System)

Unit capacity 156MW



External Forced Oxidation (EFO) System

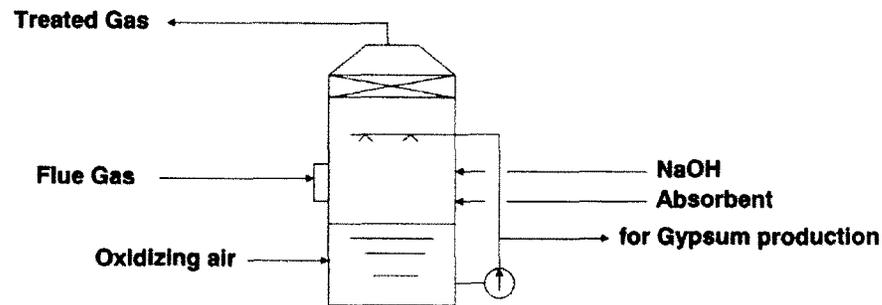
- Soot mixing single tower process was developed based on a pilot test in 1983.
- Simplified system allowing to reduce the construction cost.

Evolution of Wet FGD Technology in Japan

Phase 5 1990~

Soot mixing single tower process for imported coal (IFO System)

Unit capacity 1000MW

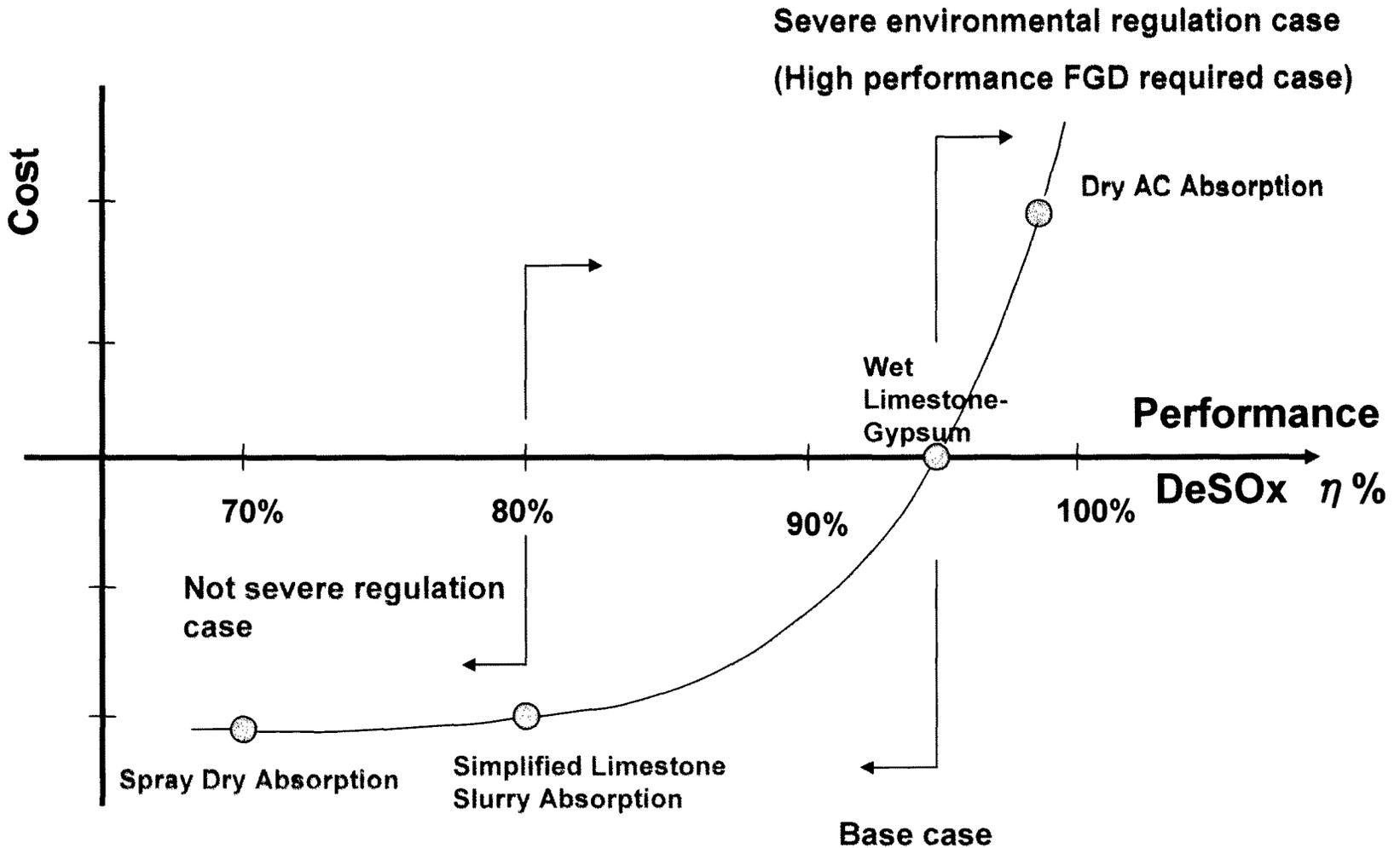


In-situ Forced Oxidation (IFO) System

- The rate of natural oxidation in absorber was studied.
- Sufficient oxidation is achieved when the air is blown into the absorber. (Eliminating the need for conventional oxidation tower)

FGD Application Concept

01941 VTA



NOx reduction – Combustion Improvement

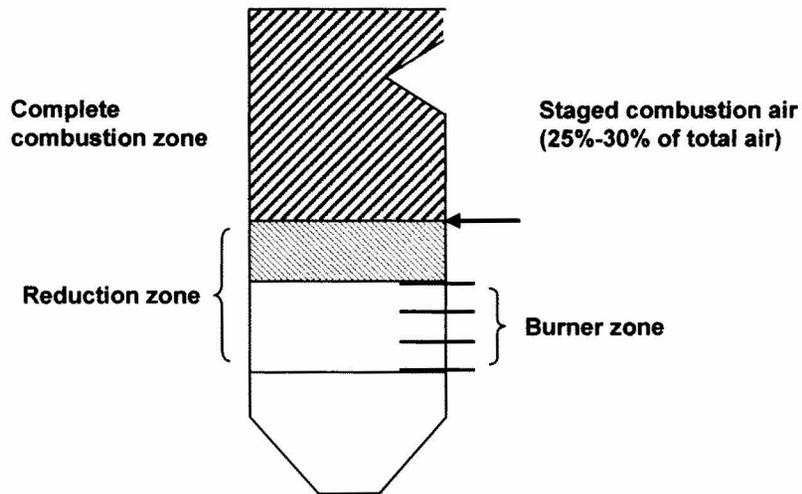
- Two Stage Combustion -

Two Stage Combustion System

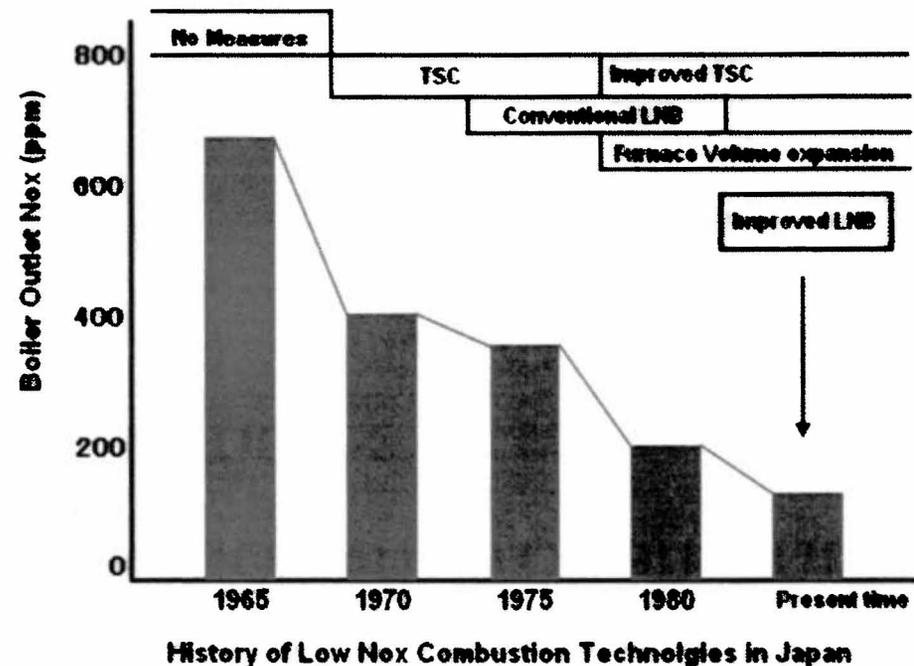
<Principle>

The combustion air is divided into two flows and supplied to complete combustion zone as well as Reduction zone (Staged combustion air).

The staged combustion air is ordinarily made to be 25%-30% of total combustion air. With this percentage, hydrocarbon is generated by fuel rich combustion, and reacts on NOx in NOx reduction zone. The amount of fuel NOx generated in the same zone are decreased accordingly.



	NOx(ppm)		
	Gas (O ₂ 5%)	Oil (O ₂ 4%)	Coal (O ₂ 6%)
No measure	250-300	300-400	500-800
TSC + LNB	60-90	80-130	150-300
TSC: Two Stage Combustion			
LNB: Low NOx Burner			

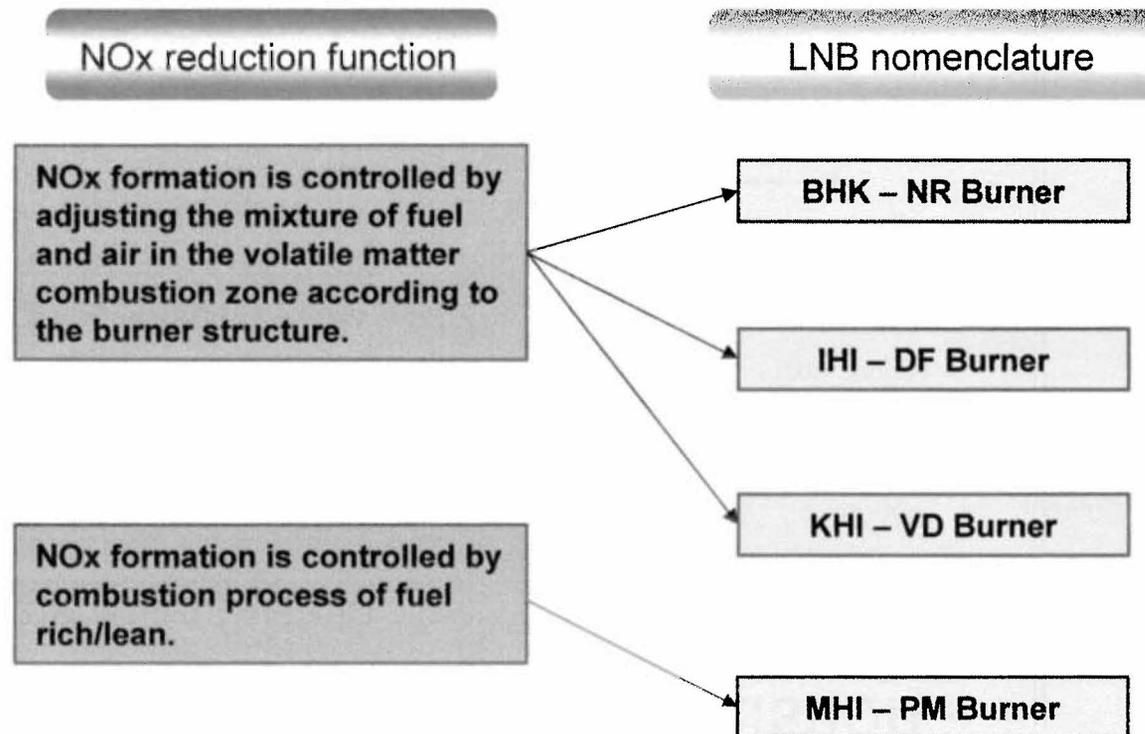


NOx reduction – Combustion Improvement

- Low NOx Burner -

015X12 VTA.

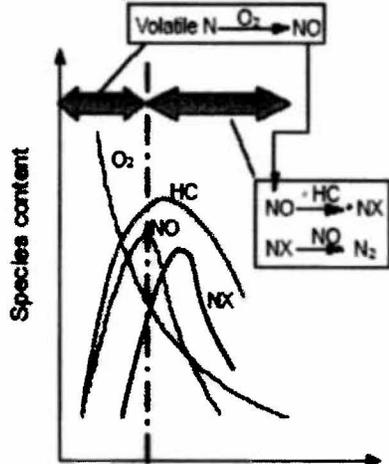
The Classification of Low NOx Burners (LNB) according to the NOx reduction function which are now used for power utility coal fired boilers in Japan.



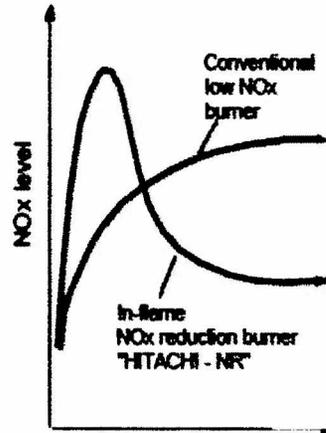
NOx reduction – Combustion Improvement

Example of Low NOx Burner (In Flame NOx Reduction)

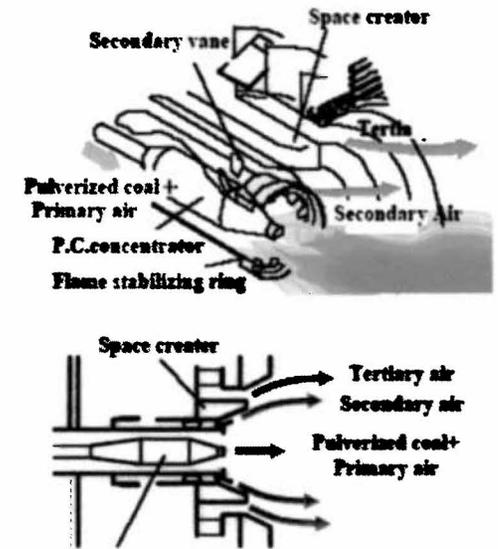
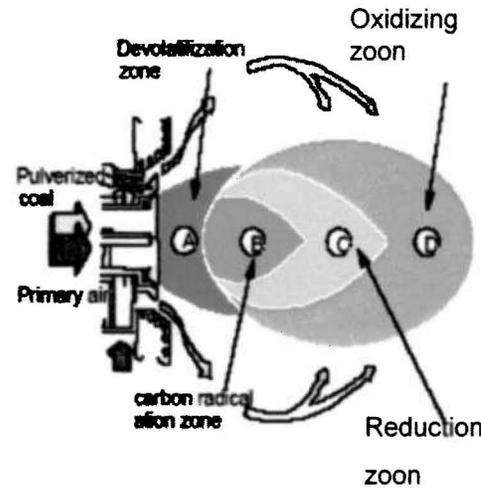
Reaction in a high temperature reducing flame



Characteristics of NOx emission



Flame structure

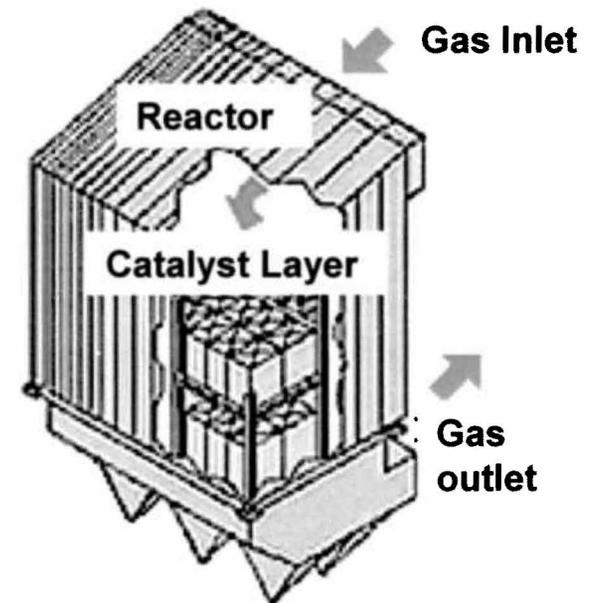
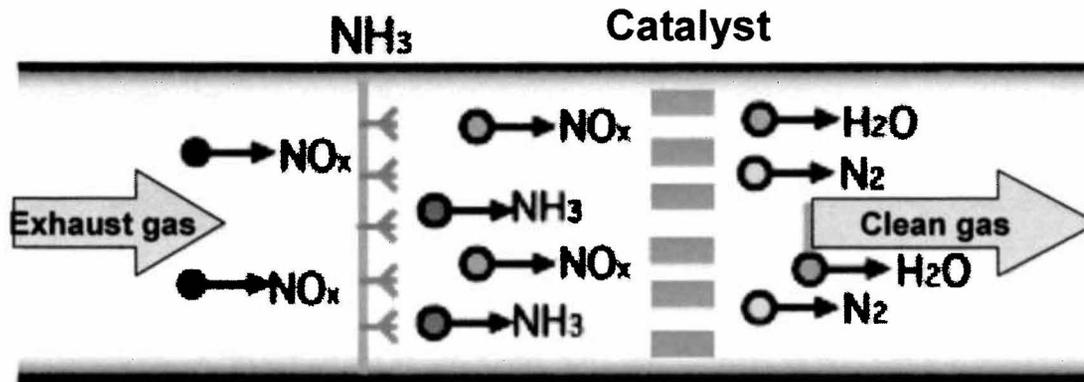
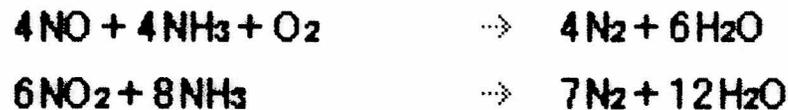


01/843 VTA.

NOx reduction – DeNOx system

- Selective Catalytic Reduction (SCR) -

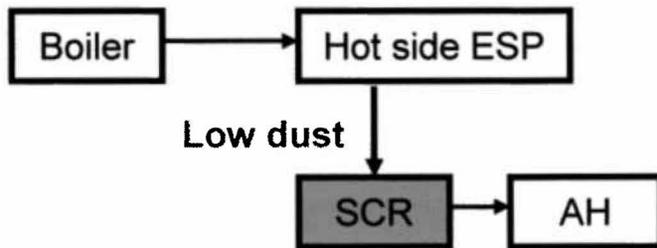
NOx in the Exhaust gas reacts on ammonia (NH3), and is decomposed to Nitrogen(N2) and water (H2O) by the action of catalytic.



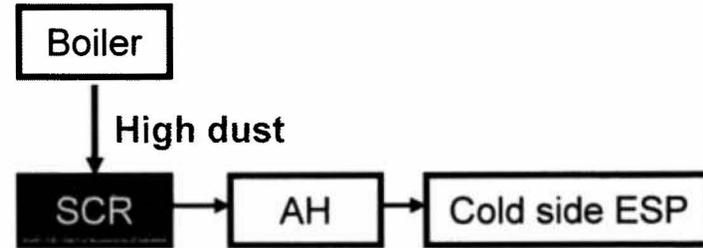
NOx reduction – DeNOx system

- Selective Catalytic Reduction (SCR) -

Hot side ESP/low dust SCR system



Cold side ESP/high dust SCR system



Comparison between high-dust and low-dust

		High Dust	Low Dust
DeNOx	Gas Volume	100 (Base)	102
	Catalyst Type	Anti-Erosion	Normal
	Catalyst Life	2-3years	3-4years
ESP	Type	Cold	Hot
	Size	100 (Base)	150
	NH3 in Fly Ash	Yes	No
Wastewater treatment	NH3 in Waste Water	Yes	Yes
Others	Area Required	100 (Base)	120
	Affect to AH	Little	A little
	Power Consumption	100 (Base)	110
	Layout(New)	Easier	Easy
	Layout(Retrofit)	Limited	More limited

Selective Catalytic Reduction (SCR) - Design Concept -

01944 VTA

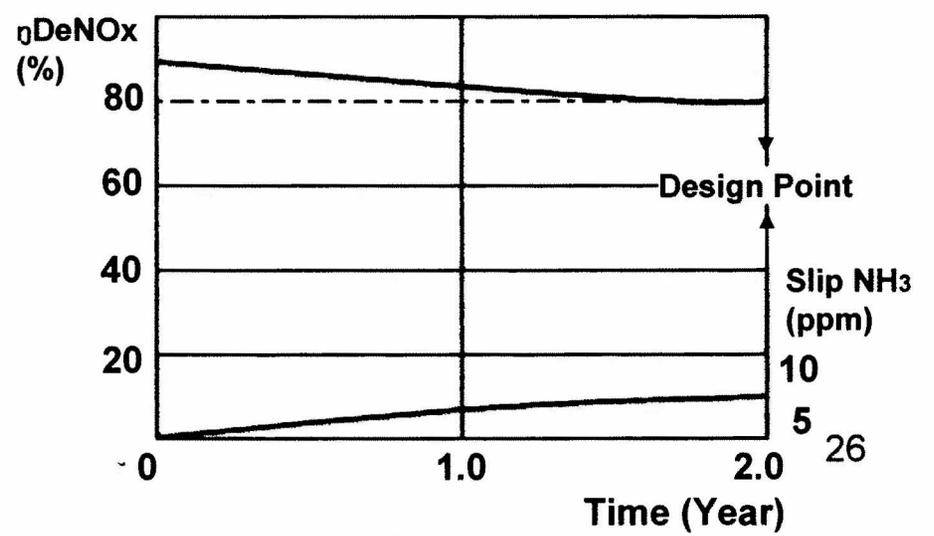
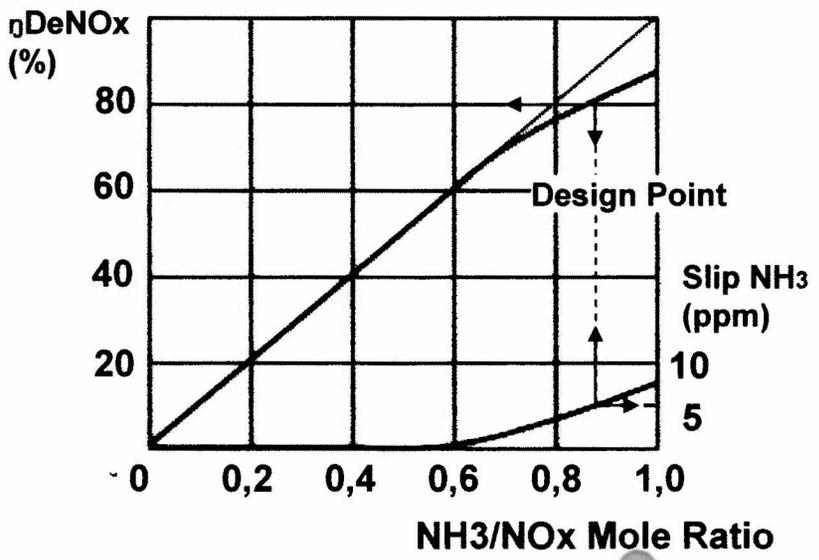
Typical Design condition of SCR

- (1) $\eta_{DeNOx} \geq 80\%$
- (2) $SlipNH_3 \leq 5ppm$
- (3) Catalyst life ≥ 2 years
- (4) SO_2 to SO_3
Conversion Rate As less as Possible
- (5) Flue Gas Temperature
350°C ~ 400°C

Careful Attention Points for SCR Design

- ①SV Value Life time
Performance (η_{DeNOx})
SlipNH₃
- ②Flue Gas Temp. Catalyst Deterioration
SO₃ Conversion Rate
- ③LV Value Ash Erosion
Ash Accumulation
- ④SO₃ Conversion Rate AH Plugging
- ⑤IDF Capacity AH Δ P Increase
- ⑥Waste Water Treatment AH Water Washing
DeSO_x Treated Water
De-nitration

Typical Design Condition of SCR (Cont'd)

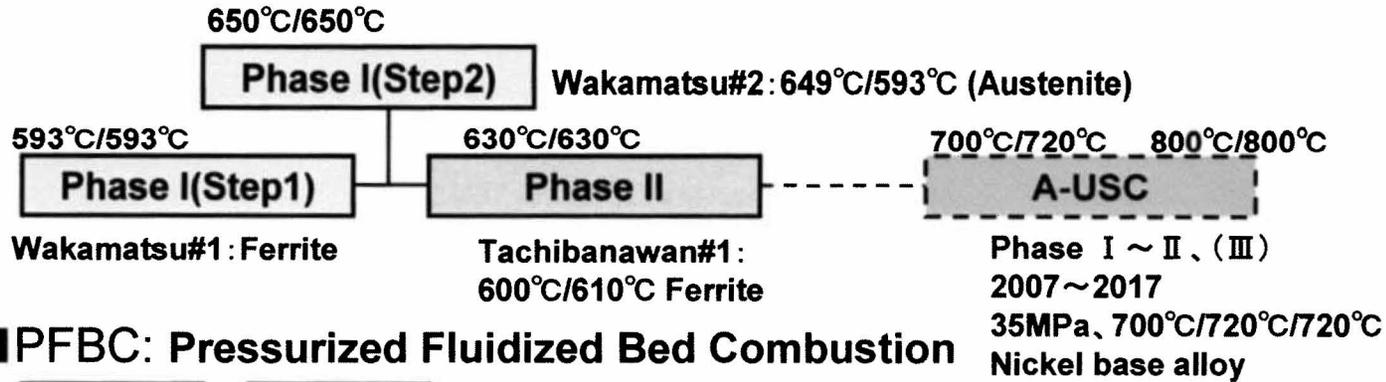


Advanced Technology

Technology Development of Coal Fired Power Generation

019457TA

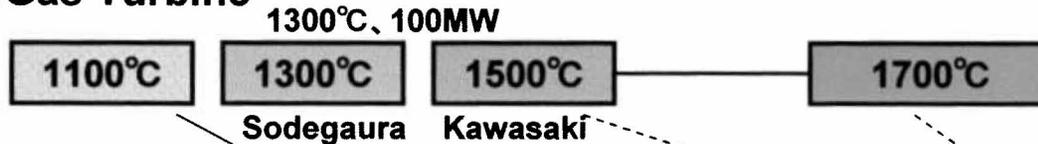
■ USC: Ultra Super Critical Steam Condition



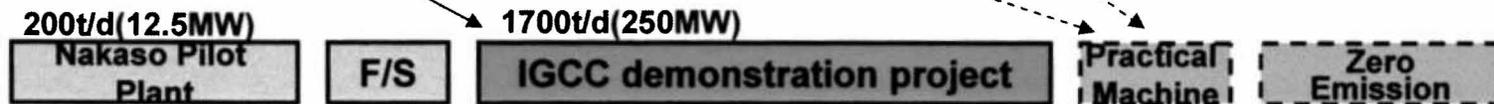
■ PFBC: Pressurized Fluidized Bed Combustion



■ Gas Turbine



■ IGCC: Integrated Coal Gasification Combined Cycle



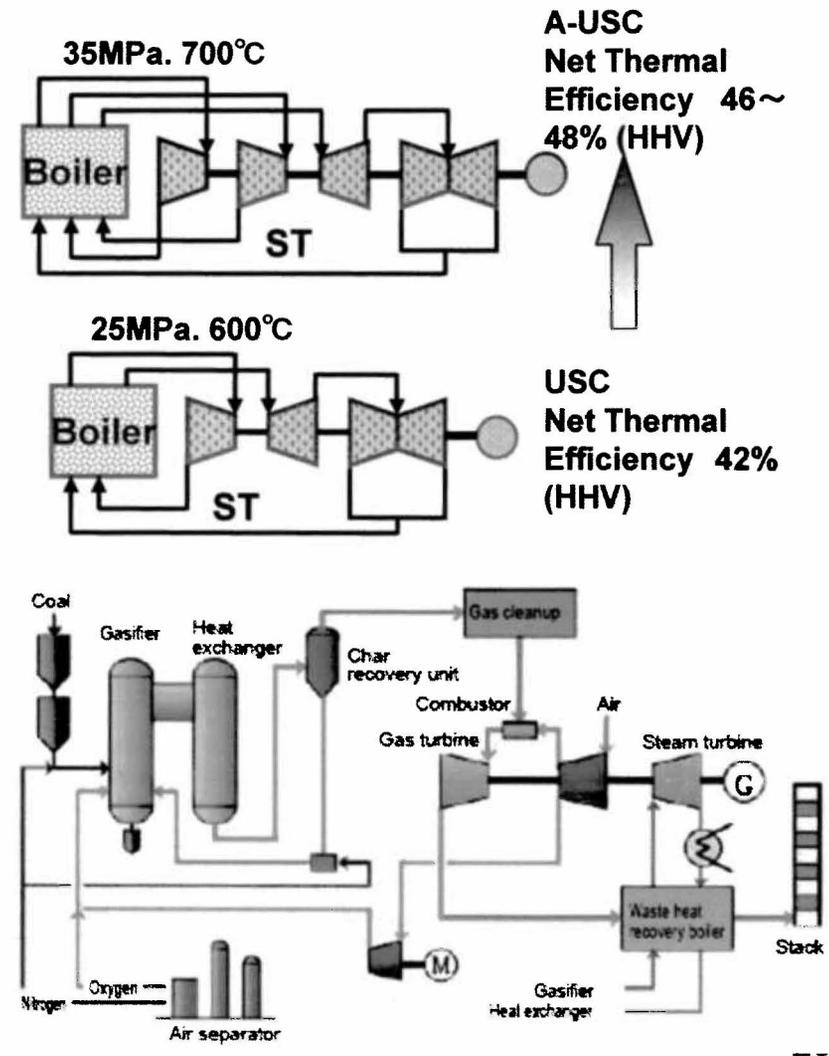
■ Fuel Cell

(SOFC, etc)



Technology Development of Coal Fired Power Generation

- Advanced Ultra Super Critical (A-USC)
 - A-USC is a over 700°C class high efficiency combustion technology
- Integrated Coal Gasification Combined Cycle (IGCC)
 - IGCC is a high efficiency power generation technology with gasified coal as the fuel for gas turbine.

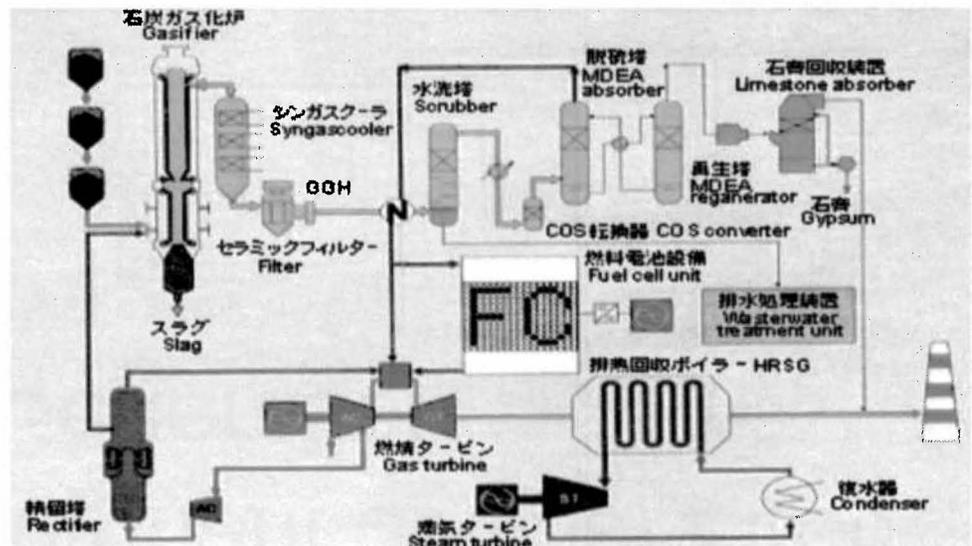
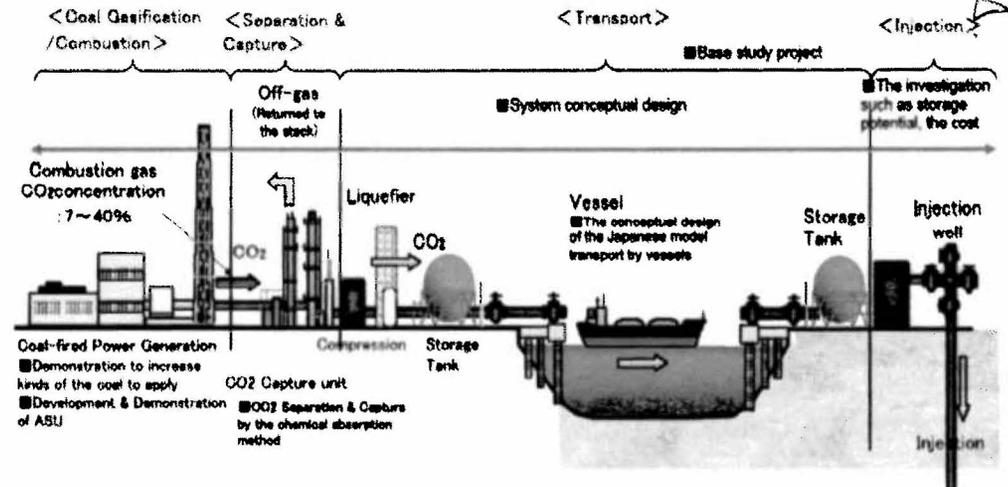


Technology Development of Coal Fired Power Generation

019416 UTA

- Carbon capture and storage (CCS)
 - CCS is an approach to capture CO₂ from fossil fuel power plants and storing it instead of releasing it into the atmosphere.

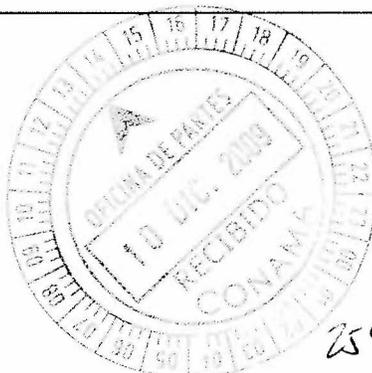
- Integrated Coal Gasification Fuel Cell Combined Cycle (IGFC)
 - IGFC is a high efficiency power generation technology with the combination of gasification and fuel cell.





Santiago 10 de diciembre 2009

Señor:
Alvaro Sapag
Director CONAMA RM
Presente



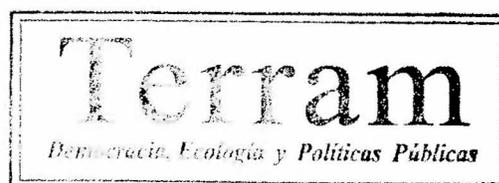
Junto con saludarlo(a), tenemos el agrado de enviarle el documento *ADCE N° 54: Evolución, Actualidad y Proyección del Sector Termoeléctrico Chileno* preparado por el Departamento de Estudios de Fundación Terram.

La presente investigación de Fundación Terram da cuenta de la evolución presentada por el sector termoeléctrico chileno, durante los últimos 15 años, en términos de capacidad instalada, generación y nuevos proyectos presentados al Sistema de Evaluación e Impacto Ambiental (SEIA).

A través de esta nueva publicación de la serie *Análisis de Coyuntura Económica*, Fundación Terram espera contribuir de manera significativa en el estudio del sector termoeléctrico, uno de los sectores con mayor cantidad de emisiones de CO₂e en el contexto del Cambio Climático y con una alta tasa de generación de conflictos socioambientales en los lugares donde se emplaza.

Esperando que la información enviada sea de su interés y contribuya en su labor, le saluda atentamente,

FLAVIA LIBERONA
DIRECTORA EJECUTIVA
FUNDACIÓN TERRAM

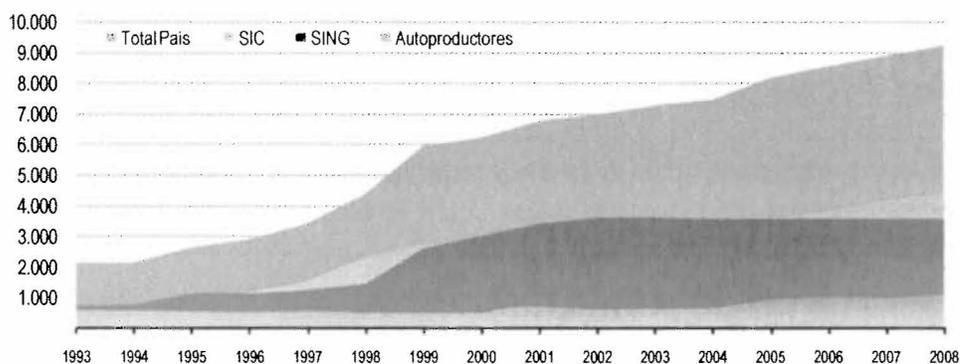


Evolución de la Capacidad Termoeléctrica Instalada⁵ (1993 – 2008)

Durante las últimas dos décadas el sector termoeléctrico ha evidenciado un desarrollo importante, con un crecimiento cercano al 328% en su capacidad instalada. En 1993 la potencia del sector alcanzaba los 2.162 MW y representaba aproximadamente el 40% de la capacidad eléctrica total, mientras que en diciembre de 2008 dicha capacidad bordeaba los 9.251 MW y comprendía el 64,7% del total instalado.

A diciembre de 2008 la matriz eléctrica nacional estaba compuesta principalmente por plantas generadoras hidráulicas (38%), a gas natural (36%), carbón (16%), diesel y fuel oil (9%) y otras menos comunes, en su mayoría proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC; ej. eólica) y aquellos donde el principal insumo generador proviene de desechos de la industria forestal (ej. licor negro).

Gráfico N° 1
Evolución de la Capacidad Termoeléctrica Nacional Instalada por Sistema*
 MW (1993 - Diciembre 2008)



Fuente: CNE.

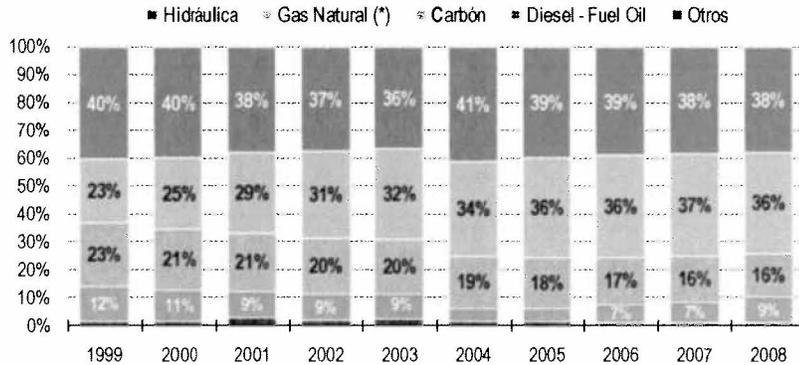
(*) El total país considera a los Sistemas Aysén y Magallanes.

Entre 1999 y 2008 se han evidenciado cambios significativos en la composición de la matriz. La capacidad instalada de plantas generadoras de electricidad a través de la combustión de gas natural ha aumentado en un poco más del 106%, lo que ha repercutido de manera directa sobre las demás plantas generadoras, como las que operan mediante la combustión de carbón y diesel - fuel oil, que durante este periodo vieron reducida su capacidad instalada en un 9,6% y 1,4%, respectivamente.

⁵ La unidad de medida utilizada comúnmente para expresar la capacidad instalada es MW (Megawatts), que se refiere a la capacidad máxima de producción y equivale a un millón de watts.

01948 VTA

Gráfico N° 2
Evolución de la Capacidad Instalada Nacional por Tipo de Planta
 (1999-Diciembre 2008)

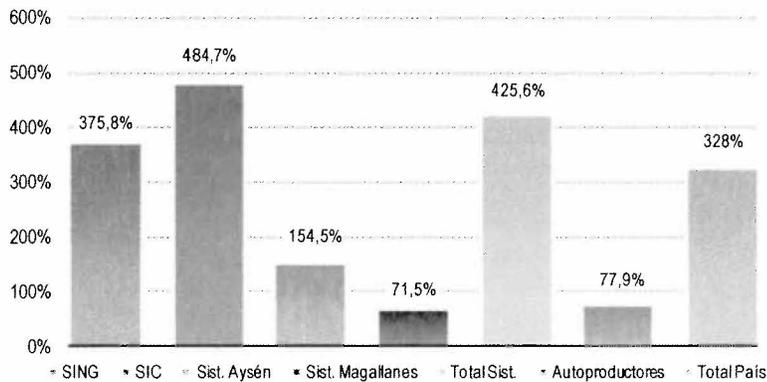


Fuente: CNE. (*) Incluye capacidad instalada de AES Gener en Salta Argentina (642,8 MW año 2000)

A nivel de sistemas, entre 1993 y 2008 el SIC lidera la expansión termoeléctrica, registrando un aumento de 484,7% en su capacidad instalada. Lo siguen el SING, el Sistema Aysén y el Sistema Magallanes, cada uno con un crecimiento de 375,8%, 154,5% y 71,5%, respectivamente. De esta manera, los cuatro sistemas ponderaron un crecimiento de 425,6% durante este periodo.

Por otra parte, la capacidad termoeléctrica instalada del sector autoprodutor experimentó un incremento moderado cercano al 77,9%, pasando de los 617 MW en 1993 a cerca de 1.097 MW instalados a diciembre de 2008. Este hecho explicaría por qué la capacidad termoeléctrica instalada total del país creció en una medida menor (328%) que el conjunto de los sistemas (425,6%).

Gráfico N° 3
Crecimiento de la Capacidad Termoeléctrica Instalada por Sistema
 % (1993 - Diciembre 2008)



Fuente: CNE.

La Tabla N° 1 explica de forma clara y detallada la composición de la capacidad termoeléctrica instalada en cada uno de los sistemas, incluyendo al sector autoprodutor, durante el periodo 1993 – 2008, así como su crecimiento total durante la última década y media de funcionamiento.

Cabe mencionar que desde el año 2000 los datos del SING consideran la capacidad instalada de la "Central Salta" (642,8 MW), propiedad del grupo Gener, ubicada en la localidad argentina de Salta, que inyecta a este sistema termoelectricidad producida mediante turbinas de ciclo combinado de gas natural.

Tabla N° 1
MW de Capacidad Termoeléctrica Instalada por Sistema y Año

Años	SING(*)	SIC	Sistema Aysén (**)	Sistema Magallanes	Total Sistemas	Autoprod.	Total País
1993	754,35	762,42	10,91	46,40	1.551,45	616,45	2.161,60
1994	788,71	739,75	10,91	49,30	1.575,09	593,38	2.163,13
1995	1.143,02	914,73	10,56	49,30	2.105,74	563,62	2.665,15
1996	1.145,68	1.190,33	12,07	60,20	2.400,94	529,36	2.925,56
1997	1.264,13	1.564,24	12,01	60,20	2.886,01	565,88	3.446,93
1998	1.462,42	2.353,38	10,81	64,50	3.887,68	511,45	4.401,05
1999	2.624,11	2.791,86	11,93	64,50	5.456,48	513,90	5.971,92
2000(**)	3.028,74	2.661,12	15,34	64,50	5.730,10	511,23	6.242,74
2001	3.427,14	2.546,15	16,74	64,50	6.065,33	716,05	6.783,02
2002	3.618,67	2.614,03	13,15	64,50	6.379,76	609,97	6.991,33
2003	3.626,14	2.938,40	14,60	65,00	6.652,49	642,07	7.296,20
2004	3.582,99	3.172,13	13,88	64,71	6.833,71	653,83	7.487,54
2005	3.582,99	3.593,03	13,88	64,71	7.254,61	937,46	8.192,07
2006	3.589,05	3.886,73	13,88	64,71	7.554,37	1.023,26	8.577,63
2007	3.589,05	4.225,77	25,92	79,57	7.920,31	977,27	8.897,57
2008	3.589,05	4.457,87	27,77	79,57	8.154,26	1.096,48	9.250,74
Crecimiento %	375,8%	484,7%	154,5%	71,5%	425,6%	77,9%	328%

Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados en "Balance Nacional de Energía 2000" y "Balance Nacional de Energía 2008", CNE.

(*) Valores SING estimados

(**) SING incluye capacidad instalada de Gener en Salta (642,8 MW año 2000)

(***) Subsistema Aysén, no incluye centrales aisladas de menos de 1.5 MW (4MW el 2003)

Evolución de la Termoelectricidad Generada⁶ (1993 – 2008)

La generación de electricidad proveniente de este sector también muestra signos de un crecimiento explosivo. Desde 1993 hasta 2008 se registró un aumento aproximado de 438% en el total de generación eléctrica producida por fuentes térmicas, expansión liderada por el SIC con un crecimiento aproximado de 1.316%. Así, en 1993 la generación total de termoelectricidad

⁶ La unidad de medida utilizada para expresar la generación de electricidad es GWh (Gigawatts por hora), que equivale a mil millones de watts generados en una hora.

01949 VTA.

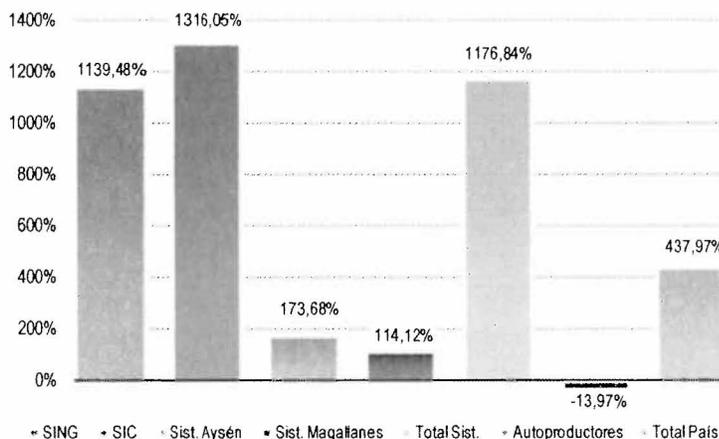
contabilizó 6.796 GWh, un 28,3% del total nacional generado ese año, mientras que en 2008 esa cifra llegó a 36.558,8 GWh, 60,1% del total.

Actualmente, el SIC es el que más contribuye en la generación de energía termoeléctrica. En 2008 registró un total de 18.266,12 GWh, equivalentes al 50% del total termoeléctrico del país y al 30% de la generación eléctrica total durante ese periodo; la generación de energía térmica de este sistema constituyó el 43,5% de su electricidad producida.

El segundo sistema con mayor generación de energía termoeléctrica es el SING con 14.420 GWh durante el mismo año, correspondientes al 39,4% de la generación termoeléctrica total y al 23,7% de la energía producida en el país. En tanto, los sistemas de Magallanes y Aysén en conjunto produjeron ese año sólo el 0,77% de este tipo de energía con 283,1 GWh.

El sector autoprodutor tiene una participación no menor en el contexto termoeléctrico nacional, ya que su producción se aproximó a los 3.590 GWh durante 2008, cifra que representa cerca del 10% de la generación del sector termoeléctrico y el 5,9% del total generado en el país.

Gráfico N° 4
Aumento de Generación Termoeléctrica por Sistema
% (1993 - 2008)

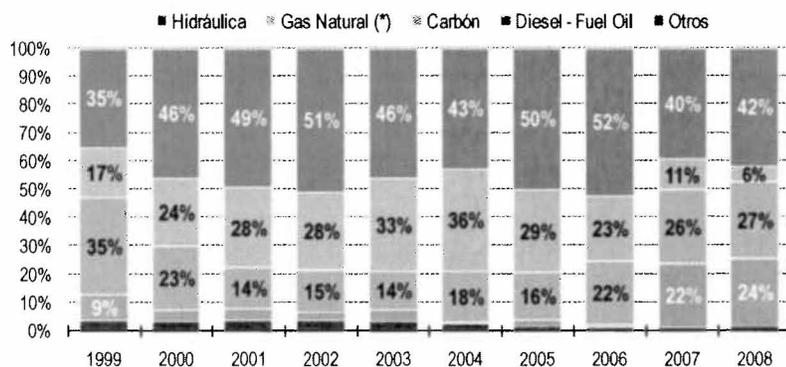


Fuente: CNE.

El sector termoeléctrico ha sufrido también una transformación respecto a los combustibles utilizados para la generación de electricidad, con importantes variaciones en la última década. Entre 1999 y 2004 la utilización de gas natural fue sustituyendo paulatinamente el uso de los demás hidrocarburos (carbón y diesel, principalmente), y llegó en 2004 a representar el 36% de la matriz energética nacional, con 17.683 GWh; la generación eléctrica por medio de gas natural registró un aumento de 164% en el mencionado periodo, mientras que el carbón y el diesel redujeron su participación un 33% y un 95% respectivamente.

Debido a las restricciones de gas desde Argentina a partir de 2004, las generadoras debieron retomar el uso de carbón y diesel – fuel oil. Entre 2004 y 2008 la generación con gas natural se redujo un 82%, mientras el carbón y diesel – fuel oil aumentó 72% y 8.431% respectivamente.

Gráfico N° 5
Evolución de la Generación Eléctrica Nacional por Tipo de Planta
(1999 -2008)



Fuente: CNE.

(*) Incluye Importaciones de AES Gener desde Salta, Argentina.

Al 2008 la generación eléctrica se componía en un 42% por fuentes hidráulicas, 26,9% a carbón, 24% a diesel – fuel oil y sólo en un 5,6% a gas natural, mientras que el porcentaje restante corresponde a otros tipos de fuente energética, principalmente renovables no convencionales.

Tabla N° 2
GWh de Generación Termoeléctrica por Sistema y Año

Años	SING(*)	SIC	Sistema Aysén	Sistema Magallanes	Total Sistemas	Autoprod.	Total País
1993	1.163,39	1.289,93	12,38	116,40	2.582,10	4.172,33	6.795,68
1994	3.700,36	2.525,06	17,05	125,00	6.367,47	1.972,30	8.290,53
1995	4.365,73	2.911,92	25,02	129,40	7.432,07	2.208,66	9.613,26
1996	5.511,33	6.323,77	25,56	139,30	11.999,96	1.954,40	13.917,53
1997	6.334,87	5.869,98	34,02	142,70	12.381,56	2.006,02	14.348,85
1998	7.306,00	10.516,38	28,95	151,70	18.003,02	1.547,73	19.557,75
1999	8.937,99	14.103,46	34,94	154,80	23.231,19	1.564,64	24.796,06
2000	9.271,44	11.150,38	30,24	163,00	20.615,05	1.566,57	22.202,18
2001	9.792,29	9.721,74	39,94	170,40	19.724,37	2.454,21	22.222,00
2002	10.337,20	9.527,45	35,30	176,50	20.076,45	2.226,08	22.287,16
2003	11.355,56	11.865,25	13,40	184,50	23.418,70	1.838,83	26.175,35
2004	12.264,00	15.456,10	11,10	199,30	27.930,50	3.340,52	31.271,02
2005	12.597,30	12.535,50	14,60	207,60	25.355,00	2.984,25	28.339,25
2006	13.166,30	12.276,50	25,31	224,61	25.692,72	3.075,81	28.768,53
2007	13.876,00	19.900,34	49,53	239,52	34.065,38	3.309,67	37.375,05
2008	14.419,99	18.266,12	33,89	249,23	32.969,24	3.589,59	36.558,83
Crecimiento %	1.139,5%	1.316,1%	173,7%	114,1%	1.176,8%	-13,97%	438%

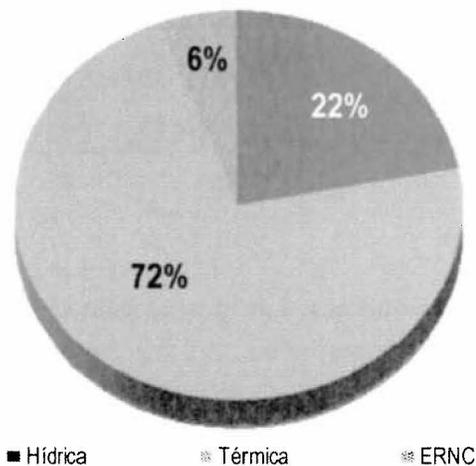
Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados en "Balance Nacional de Energía 2000" y "Balance Nacional de Energía 2008", CNE.

(*) SING incluye capacidad instalada de Gener en Salta (642.8 MW a partir del año 2000)

Proyectos Termoeléctricos Ingresados al SEIA entre los Años 2000 y 2008

El Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) entre 2000 y 2008 registró un total de 155 proyectos de generación de electricidad, que en total contabilizan un potencial de 22.960,97 MW. De éstos, aproximadamente el 72% correspondió a proyectos provenientes de fuentes térmicas (16.592,8 MW), 22% de fuentes hídricas (5.034,3 MW) y sólo 6% de fuentes de ERNC (1.333,8 MW), evidenciando una clara tendencia hacia la generación térmica.

Gráfico N° 6
Capacidad Eléctrica Ingresada al SEIA por Tipo de Fuente
 % (2000 - 2008)



Fuente: SEIA

La mayor parte de este potencial de generación corresponde al periodo comprendido entre los años 2006 y 2008, cuando ingresaron 18.786,02 MW, es decir, cerca del 82% del total comprendido desde el 2000. Esto se debe a la urgencia por diversificar la matriz energética producto de los constantes cortes de suministro de gas natural desde Argentina, que llegaron a superar el 90% del total de los requerimientos durante el segundo trimestre de 2007.

Tabla N° 3
MW Ingresados al SEIA en el Periodo 2000 - 2008 por Fuente

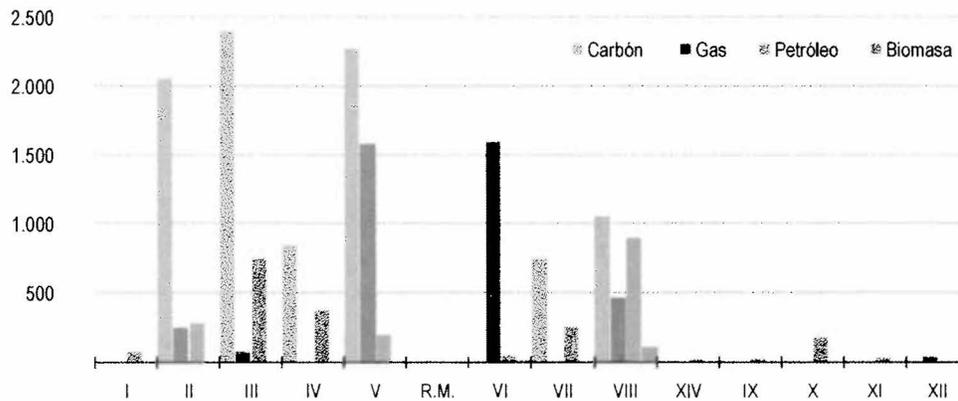
Fuente	2000 - 2008		2006 - 2008	
	MW	%	MW	%
Termoelectricidad	16.592,81	72,27%	12.901,41	68,68%
Hidroelectricidad	5.034,33	21,93%	4.584,78	24,41%
ERNC	1.333,83	5,81%	1.299,83	6,92%
Total	22.960,97	100%	18.786,02	100%

Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por SEIA.

Del total de MW ingresados a evaluación entre 2006 y 2008, 12.901,41 MW correspondieron a proyectos térmicos (68,7%), 4.584,78 MW a hídricos (24,4%) y 1.299,83 MW a proyectos de ERNC (6,9%). Estas cifras representaron el 77,8%, 91,1% y 97,5%, respectivamente, del total de MW ingresados para cada una de estas fuentes de generación en el periodo 2000 – 2008.

Las regiones que presentan la mayor cantidad de MW provenientes de fuentes térmicas son la V, III, II, VIII y VI, con 4.049 MW, 3.219,8 MW, 2.584,1 MW, 2.508,6 MW y 1.658,8 MW, respectivamente. En tanto, el combustible más considerado para tales proyectos es el carbón, con 9.374 MW, seguido por el gas, con 4.004,1 MW, y el petróleo, con 3.095,1 MW.

Gráfico N° 7
Capacidad Termoeléctrica Ingresada al SEIA por Región
MW (2000 - 2008)



Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por SEIA.

En la Tabla N° 4 se aprecia, de manera detallada, tanto la localización como la fuente de los MW de capacidad instalada asociados a proyectos termoeléctricos ingresados al SEIA entre los años 2000 y 2008.

Tabla N° 4
MW Térmicos Ingresados al SEIA en el Periodo 2000 - 2008 por Región

Región	Carbón	Gas	Petróleo	Biomasa	Total
XV					
I			70,7		70,7
II	2.060	248	275,7		2.584,1
III	2.404	72	743,8		3.219,8
IV	840		378,2		1.218,2
V	2.270	1.583	196		4.049
R.M.			4,8		4,8
VI		1.600	43,8	15	1.658,8
VII	750		252,4		1.002,4
VIII	1.050	461	893	104,6	2.508,6
XIV			20		20
IX			18,2		18,2
X			173		173
XI			25,5		25,5
XII		39,7			39,7
Total*	9.374	4.004,1	3.095,11	119,6	16.592,8

Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por SEIA.

*Solo considera proyectos aprobados (11.578,81 MW) y en calificación (5.014 MW).

Situación Actual del Sector Termoeléctrico Chileno por Sistema⁷

A diciembre de 2008, la industria eléctrica en Chile estaba conformada por un total de 49 operadores y 148 centrales⁸ con una capacidad instalada de 13.118 MW⁹ aproximados, mientras que su matriz se componía principalmente de gas natural, diesel, carbón y fuentes hídricas. La generación eléctrica de los cuatro sistemas para ese año alcanzó los 56.848 GWh¹⁰.

Por su parte, el sector termoeléctrico estaba conformado por 30 operadores encargados de administrar 94 centrales termoeléctricas a lo largo del país, lo que equivale al 62,2% de la capacidad total instalada (8.154,31 MW) en los sistemas y a un 58% de la generación eléctrica (32.969,24 GWh)¹¹.

⁷ Sólo se consideran centrales que forman parte de los sistemas eléctricos, excluyendo los autoprodutores.

⁸ En el SING se consideró la central de Aes Gener en Salta, mientras que en el Sistema de Magallanes se contabilizó cada subsistema como una central independiente.

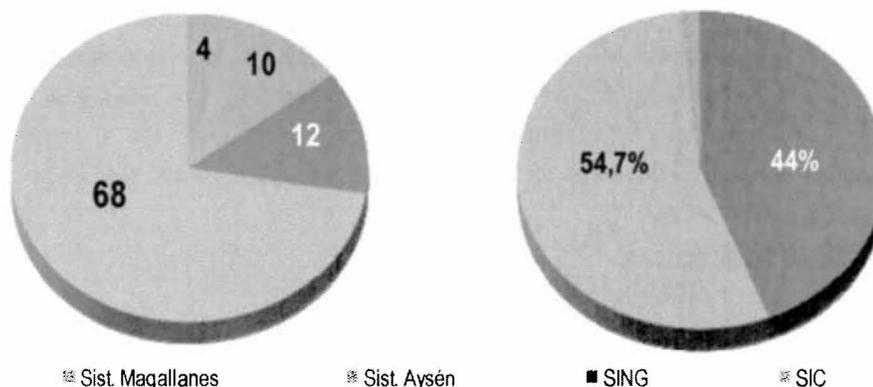
⁹ No incluye capacidad instalada de 1.178,8 MW correspondiente a autoprodutores.

¹⁰ No incluye generación de 4.010,4 GWh correspondiente a autoprodutores.

¹¹ Estas cifras consideran la capacidad instalada y generación de los sistemas eléctricos, excluyendo al segmento autoprodutor.

Gráfico N° 8

Centrales Termoeléctricas Instaladas por Sistema N° (Diciembre 2008) Capacidad Termoeléctrica Instalada por Sistema % (Diciembre 2008)



Fuente: CNE.

- **Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)**

La capacidad termoeléctrica instalada en este sistema alcanza los 3.589,1 MW, equivalentes al 99,6% de la capacidad del sistema y al 44% del total térmico de todos los sistemas. En el SING el sector termoeléctrico está compuesto por 12 centrales administradas por 7 operadores; Electroandina posee la mayor capacidad térmica del sistema con 991,5 MW, un 27,6% del total termoeléctrico del sistema, seguida por Gasatacama (21,8%), Edelnor (19,6%), Aes Gener (17,9%), Norgener (7,7%), Celta (5%) y Enor Chile (0,17%). El potencial generador, en tanto, está compuesto mayoritariamente por gas natural (58,8%), carbón (33,6%), diesel (4%) y fuel - oil N° 6¹² (3,6%).

- **Sistema Interconectado Central (SIC)**

Este sistema aloja la mayor capacidad termoeléctrica instalada del país con 4.458 MW, lo que representa el 47,5% de la capacidad total y el 54,5% del total térmico de los sistemas. Cuenta con 68 centrales térmicas y un total de 20 operadores. El grueso de la capacidad instalada está en manos de Colbún S.A., ya que sus 6 centrales térmicas representan aproximadamente el 28% del total instalado del SIC. Los otros tres operadores relevantes son Endesa (16,1%), Gener S.A. (12%) y S.E. Santiago S.A. (10,7%). Estos cuatro operadores poseen cerca del 67% de la capacidad termogeneradora del SIC. A su vez, esta capacidad está conformada en un 39,5% por centrales de ciclo combinado de gas natural, 18,7% de vapor y carbón, 17,6% de ciclo abierto de gas natural, 17,2% de gas y diesel, mientras el restante 7% está compuesto por plantas en base a vapor y desechos forestales, otros derivados del petróleo, gas e IFO 180¹³.

¹² Combustible con una viscosidad específica, utilizado comúnmente para la generación eléctrica.

¹³ Intermediate Fuel Oil, por su sigla en inglés. La ENAP lo define como un combustible originado de la mezcla de fuel oil con diesel, en diferentes proporciones, dependiendo de la viscosidad final requerida. Generalmente es utilizado por naves de grandes dimensiones, tales como buques de carga, cruceros interoceánicos, tanqueros,

01952 VTA.

- **Sistema Eléctrico de Aysén**

Cuenta con 10 centrales termoeléctricas, que constituyen una potencia instalada de 27,8 MW, equivalentes al 55% de la capacidad instalada de este sistema y el 0,34% del total térmico instalado en los cuatro sistemas que configuran la red eléctrica nacional. Del total de centrales térmicas presentes en el sistema de Aysén, 8 pertenecen a Edelayes S.A., que además es responsable del 81% de la capacidad instalada en la zona. El total de las centrales de este sistema está adaptado para utilizar diesel como combustible para la generación de electricidad.

- **Sistema Eléctrico de Magallanes**

Este sistema cuenta sólo con un operador, Edelmag S.A., que posee una potencia instalada de 79,57 MW provenientes en su mayoría de la combustión de gas natural. Aporta el 0,98% de la capacidad termoeléctrica instalada del conjunto de sistemas.

Tabla N° 5
Capacidad Eléctrica Instalada por Fuente y Sistema
MW (Diciembre 2008)

Tipo de Energía Eléctrica	SIC	SMC	Sistema de Magallanes	Sistema de Aysén	Potencia Instalada (MW)	% Part. Energía Eléctrica
Termoeléctrica	4.457,9	3.589,1	79,6	27,8	8.154,31	62,16%
% por sist.	54,67%	44,01%	0,98%	0,34%	100%	
Hidroeléctrica	4.909,7	12,8	0,0	20,7	4.943,17	37,68%
% por sist.	99,32%	0,26%	0,00%	0,42%	100%	
Renovable	18,2	0,0	0,0	2,0	20,13	0,15%
% por sist.	90,16%	0,00%	0,00%	9,84%	100%	
Potencia Instalada (MW)	9.385,7	3.601,9	79,6	50,4	13.117,6	100%
% Part. Total por Sist.	71,55%	27,46%	0,61%	0,38%	100%	

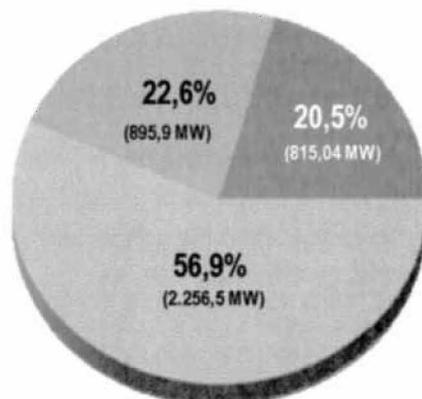
Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados en "Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico Nacional, 2008" y "Balance Nacional de Energía 2008", CNE.

Nuevos Proyectos Termoeléctricos

Entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2009 el SEIA registra un total de 30 proyectos energéticos ingresados, los que en conjunto suman una potencia total de 3.967,44 MW. De éstos, el 56,9% corresponde a fuentes térmicas, es decir, 2.256,5 MW, mientras que el 22,6% y 20,5% restante lo constituyen proyectos hídricos (895,9 MW) y de ERNC, respectivamente. Estos últimos se componen en un 20,32% de proyectos eólicos (806,04 MW) y 0,22% de proyectos de energía solar (9 MW).

pesqueros y barcos militares. En Chile este combustible es utilizado ocasionalmente en plantas de generación de energía eléctrica.

Gráfico N° 9
Capacidad Eléctrica Ingresada al SEIA por Fuente
 % y MW (01 de Ene. 2009 - 30 de Sept.2009)



■ Térmica ■ Hidrica ■ ERNC

Fuente: SEIA

En cuanto a la matriz energética de la capacidad termoeléctrica ingresada al Sistema de Evaluación Ambiental, su composición corresponde en un 93,2% a plantas a carbón (2.102 MW), un 1,8% a petróleo (40,5 MW), un 4,4% a biomasa (100 MW) y sólo en un 0,6% a la utilización de biogás (14 MW).

De acuerdo a los proyectos ingresados para evaluación, el SING podría albergar 1.250,5 MW de capacidad instalada adicionales, de los cuales 1.210 MW corresponderían a potencial eléctrico generado por centrales a carbón; el resto sería aportado por fuentes térmicas en base a petróleo. Respecto a la provincia de Antofagasta (Segunda Región), es la zona que más MW en proceso de evaluación registra, contabilizando 752,5 MW en total. De éstos, 750 MW corresponden al proyecto "Infraestructura Energética Mejillones", que se emplazaría en la comuna de Mejillones con Edelnor como titular, mientras que los 2,5 MW restantes pertenecen al proyecto "Generación Eléctrica de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna", presentado al SEIA por Minera Meridian Limitada. Los demás proyectos presentados al SEIA y destinados al SING son: "Central Térmica Parinacota" en la Décimoquinta Región de Arica y Parinacota (38 MW); "Estudio de Impacto Ambiental Central Patache" (110 MW); y "Central Termoeléctrica Pacífico" (350 MW), estos últimos localizados en la comuna de Iquique, Primera Región.

Al SIC, en tanto, se sumaría una potencia de 906 MW, de los cuales 892 MW (98,5%) serían generados en base a carbón y obedecerían a dos proyectos ubicados en la provincia y comuna de Huasco, Tercera Región. El primero corresponde a la "Central Termoeléctrica Punta Alcalde" cuyo titular es Endesa S.A. (Empresa Nacional de Electricidad S.A.) y que pretende instalar 740 MW en la zona; el segundo es la "Unidad 5 de la central Térmica Guacolda S.A.", responsabilidad de la Empresa Eléctrica Guacolda S.A. y que adicionaría una potencia de 152 MW al sistema. Los restantes 14 MW corresponden al proyecto "Central Loma Los Colorados"

01953 JTA

presentado por KDM Energía y Servicios S.A., que se ubicaría en la Región Metropolitana, específicamente en la comuna de Til - Til. La particularidad de este proyecto es que utilizaría como combustible biogás extraído del relleno sanitario "Loma Los Colorados". Además, pretende incrementar en un promedio de 1 MW anual su capacidad instalada, alcanzando al año 2024 un potencial instalado de 28 MW.

Para los sistemas de Aysén y Magallanes no se registró el ingreso de proyectos termoeléctricos durante este periodo. Finalmente, el segmento de autoprodutores registra sólo un proyecto: "Eficiencia Energética con Incremento de Generación Eléctrica en Planta Santa Fe", ubicado en la comuna de Nacimiento, Octava Región. Este proyecto contempla un potencial de 100 MW, y funcionaría con vapor producido por combustión de biomasa.

Tabla N° 6
Matriz Energética de Proyectos Termoeléctricos Ingresados al SEIA por Región y Sistema
entre el 01 de Ene. y 30 de Sept. de 2009

Sistema	Región	Tipo de Combustible	MW	% por Sistema	% Total
SING	XV	Petróleo	38	3,0%	1,7%
	I	Carbón	460	36,8%	20,4%
	II	Carbón	750	60,0%	33,2%
		Petróleo	2,5	0,2%	0,1%
SIC	III	Carbón	892	98,5%	39,5%
	RM	Biogás	14	1,5%	0,6%
Autoprodutores	VIII	Biomasa	100	100%	4,4%
Total MW			2.256,5		100%

Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por SEIA.

De los 30 proyectos ingresados al SEIA entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2009, sólo 4 de ellos han sido aprobados, contabilizando un total de 138 MW, lo que corresponde a un 3,5% del total ingresado durante este año. Hasta esa fecha, el SIC encabeza la lista con 135,5 MW aprobados, de los cuales 129,5 MW (96%) corresponden a ERNC (eólica). Los 6 MW restantes (4%) corresponden a hidroelectricidad de pasada. El resto de los MW aprobados durante este año corresponden a un proyecto térmico de 2,5 MW destinado a suministrar electricidad al SING mediante la combustión de petróleo.

Tabla N° 7
Proyectos Eléctricos Aprobados entre el 01 de ene. y 30 de sept. de 2009

Proyecto	Titular	Región	Comuna	Sistema	Fuente	MW
Proyecto Generación Eléctrica de Respaldo Minas el Peñón y Fortuna	Minera Meridian Ltda.	II	Antofagasta	SING	Petróleo	2,5
Proyecto Parque Eólico Hacienda Quijote	Ingenieria Seawind Sudamérica Ltda.	IV	Canela	SIC	Eólica	26
Parque Eólico Punta Palmeras	Acciona Energia Chile S.A.	IV	Canela	SIC	Eólica	103,5
Central Hidroeléctrica Mariposas	Hidroeléctrica Rio Lircay S.A.	VII	San Clemente	SIC	Pasada	6
Total MW Aprobados						138

Reflexiones

Uno de los aspectos más importantes a considerar, a la luz de lo expuesto en este documento, es el explosivo aumento experimentado por el sector termoeléctrico en términos de generación durante la última década y media de funcionamiento, que bordea el 440% a nivel nacional, pues pasó de 6.795,68 GWh generados en 1993 a 36.558,83 GWh durante 2008. En términos individuales, la mayor expansión térmica registrada en generación durante este periodo se produjo en el SIC, con un crecimiento cercano al 1.316%, equivalente a un aumento de 16.976,19 GWh.

Otro punto a destacar es la composición de la matriz energética utilizada para la generación de electricidad, que ha presentado importantes retrocesos en materia ambiental durante los últimos años. Evidencia de esto es que entre los años 2004 y 2008, combustibles altamente contaminantes -como el carbón y derivados del petróleo (diesel y fuel - oil)- vieron incrementada su participación en un 72% y 8.431% respectivamente, mientras que la utilización de gas natural, que implica un daño ambiental menor en comparación a los demás combustibles fósiles, se redujo en 31 puntos porcentuales.

La incorporación de estos combustibles a la matriz energética obedeció básicamente a un conjunto de políticas cortoplacistas fijadas por el gobierno, cuyo principal objetivo fue hacer frente a la crisis energética generada por los recortes que efectuó el gobierno argentino al suministro de gas natural, los que durante el segundo trimestre de 2007 alcanzaron proporciones superiores al 90% del total de los requerimientos.

Es necesario precisar que la importación de gas natural argentino configuró, desde mediados de la década del 90, un escenario energético que privilegió la generación de electricidad mediante la utilización de este combustible por sobre otros utilizados previamente, tales como carbón, diesel, fuel oil, y principalmente por sobre recursos hídricos. Como lo demuestran los hechos, el gobierno chileno tuvo una confianza excesiva frente al cumplimiento de los contratos celebrados con su par trasandino en cuanto a la regularidad del suministro. Todo ello contribuyó al escaso desarrollo e implementación de políticas tendientes a diversificar la matriz energética, lo que dio paso a que, al comenzar las reducciones de suministro de gas argentino, se recurriera a la construcción de centrales termoeléctricas a carbón y combustibles derivados del petróleo.

Lo expresado se confirma al observar en detalle los 3.967,44 MW ingresados al SEIA entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2009. De éstos, 2.256,5 MW corresponden a fuentes térmicas (cerca del 57%), de las cuales un 93,2% son plantas a carbón (2.102 MW).

Un análisis de este escenario permite identificar una serie de señales financieras enviadas al mercado, sobre todo a los inversionistas del sector eléctrico, en el sentido que de estimar, implícitamente, que la construcción de centrales termoeléctricas en base a carbón y derivados del petróleo constituyen la alternativa más conveniente en términos costo-efectivos, a la hora de

enfrentar imprevistos significativos que puedan afectar el suministro eléctrico del país. Sin embargo, el conjunto de cualidades costo-efectivas vinculadas a la construcción de este tipo de centrales termoeléctricas carecen de objetividad socio-ambiental, sobrevalorando así sus ventajas distintivas.

Esto resulta particularmente complejo si se considera que en Chile, actualmente, este sector no cuenta con un marco normativo que resguarde aspectos tales como la regulación de emisiones, la implementación de tecnología de punta ni, menos aún, la internalización de los costos socioambientales que este tipo de centrales genera en la población, tal y como indica la sexta recomendación del IEA¹⁴ en su revisión documentada de la política energética chilena¹⁵.

La termoelectrificación de la matriz energética del país en nada contribuye a la campaña de concientización medio ambiental impulsada recientemente por el Gobierno, estructurada en el contexto del calentamiento global y cambio climático, ya que el aumento de la carbonización en esta fuente energética difícilmente hará que Chile abandone el selecto ranking de países con mayores crecimiento de emisión de CO₂ per cápita.

¹⁴ International Energy Agency.

¹⁵ International Energy Agency, octubre de 2009, "*Chile, Energy Policy Review 2009*".

01358 UTA

Anexos

Tabla N° 8

Unidades Generadoras del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Diciembre de 2008

(Fuente: CNE)

Operador	Central	Tipo de Combustible	Potencia MW
AES GENER	SALTA	Gas Natural	642,8
CELTA	TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ	Carbón	158,0
		Diesel	23,8
EDELNOR	CAVANCHA	Hidro	2,6
	CHAPIQUÍNA	Hidro	10,2
	DIESEL ANTOFAGASTA	Diesel	16,8
		Fuel Oil Nro. 6	11,9
	DIESEL ARICA	Diesel	8,4
		Diesel	3,0
		Diesel	2,9
	DIESEL IQUIQUE	Fuel Oil Nro. 6	5,9
		Diesel	2,9
		Fuel Oil Nro. 6	6,2
		Diesel	4,2
		Diesel	23,8
	DIESEL MANTOS BLANCOS	Fuel Oil Nro. 6	28,6
	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	Carbón	165,9
		Carbón	175,0
Gas Natural		250,8	
ELECTROANDINA	TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	Diesel	24,7
		Diesel	24,9
		Gas Natural	37,5
		Fuel Oil Nro. 6	37,5
		Fuel Oil Nro. 6	37,5
		Carbón	85,3
		Carbón	85,5
		Carbón	128,3
		Carbón	130,3
		Gas Natural	400,0
GASATACAMA	ATACAMA	Gas Natural	395,9
		Gas Natural	384,7
	DIESEL ENAEX	Diesel	0,7
		Diesel	2,0
NORGENER	TERMOELÉCTRICA NORGENER	Carbón	136,3
		Carbón	141,04
ENORCHILE	DIESEL ZOFRI	Diesel	0,9
		Diesel	5,16
Total MW			3.601,9

Tabla N° 9
Unidades Generadoras del Sistema Interconectado Central (SIC)
Diciembre de 2008

(Fuente: CNE)

Central	Propietario	Tipo	Año Puesta en Servicio	Potencia MW
Alfalfal	GENER S.A.	Pasada	1991	160,0
Maitenes	GENER S.A.	Pasada	1923-89	30,8
Queltehues	GENER S.A.	Pasada	1928	41,1
Volcán	GENER S.A.	Pasada	1944	13,0
Colbún	COLBUN S.A.	Embalse	1985	400,0
Machicura	COLBUN S.A.	Embalse	1985	90,0
San Ignacio	COLBUN S.A.	Pasada	1996	37,0
Rucúe	COLBUN S.A.	Pasada	1998	170,0
Los Molles	ENDESA	Pasada	1952	16,0
Rapel	ENDESA	Embalse	1968	350,0
Sauzal	ENDESA	Pasada	1948	76,8
Sauzalito	ENDESA	Pasada	1959	9,5
Cipreses	ENDESA	Embalse	1955	101,4
Isla	ENDESA	Pasada	1963-64	68,0
Antuco	ENDESA	Embalse	1981	300,0
El Toro	ENDESA	Embalse	1973	400,0
Abanico	ENDESA	Pasada	1948-59	136,0
Canutillar	COLBUN S.A.	Embalse	1990	145,0
Pangue	PANGUE S.A.	Embalse	1996	467,0
Pehuenche	PEHUENCHE S.A.	Embalse	1991	500,0
Curillínque	PEHUENCHE S.A.	Pasada	1993	85,0
Loma Alta	PEHUENCHE S.A.	Pasada	1997	38,0
Mampil	IBENER S.A.	Pasada	2000	49,0
Peuchén	IBENER S.A.	Pasada	2000	75,0
Pilmaiquén	PILMAIQUEN S.A.	Pasada	1944-59	39,0
Pullínque	PULLINQUE S.A.	Pasada	1962	48,6
Aconcagua	HIDROELÉCTRICA ACONCAGUA S.A.	Pasada	1993-94	72,9
Florida	S.C. DEL MAIPO	Pasada	1943-89	28,0
Los Quilos	H.G. VIEJA	Pasada	1909-93	39,3
Chacabuquito	OyD S.A.	Pasada	2002	25,5
Capullo	E.E. CAPULLO	Pasada	1995	10,7
S. Andes	GEN. S. ANDES	Pasada	1909	1,1
Carbomet	CARBOMET	Pasada	1944-86	10,4
Puntilla	E. E. Puntilla S.A.	Pasada	1997	14,7
Ralco	ENDESA	Embalse	2004	640,0
Eyzaguirre	S.C. DEL MAIPO	Pasada	2007	1,5
Quilleco	COLBUN S.A.	Pasada	2007	70,8
Chiburgo	COLBUN S.A.	Pasada	2007	19,4
El Rincón	S.C. DEL MAIPO	Pasada	2007	0,3
Palmucho	ENDESA	Pasada	2007	32,0
Homitos	Río Tranquilo S.A.	Pasada	2008	65,0

01936 VTA

Puclaro	Hidroelectrica Puclaro	Pasada	2008	5,4
Ojos De Agua	ENDESA ECO	Pasada	2008	9,0
Coya	Pacific Hydro	Pasada	2008	11,0
Autoprodutores	OTROS	Pasada	-	6,5
Arauco	ARAUCO GENERACION S.A.	vapor-licor negro	1996	9,0
Celco	ARAUCO GENERACION S.A.	vapor-licor negro	1996	8,0
Cholguán	ARAUCO GENERACION S.A.	vapor-des. forest.	2003	13,0
Valdivia	ARAUCO GENERACION S.A.	vapor-des. forest.	2004	61,0
Nehuenco	COLBUN S.A.	ciclo-combinado gas natural	1998	370,0
Nehuenco 9B	COLBUN S.A.	ciclo-abierto gas natural	2002	108,0
Nehuenco II	COLBUN S.A.	ciclo-combinado gas natural	2003	390,4
Laja	E. VERDE S.A.	vapor-des. forest.	1995	10,2
Constitución	E. VERDE S.A.	vapor-des. forest.	1995	9,7
Huasco Vapor	ENDESA	vapor-carbón	1965	16,0
Bocamina	ENDESA	vapor-carbón	1970	125,0
Huasco TG	ENDESA	gas-IFO 180	1977-79	64,2
D. De Almagro	ENDESA	gas-diesel	1981	23,8
Taltal I	ENDESA	ciclo-abierto gas natural	2000	120,0
Taltal II	ENDESA	ciclo-abierto gas natural	2000	120,0
Laguna Verde	GENER S.A.	vapor-carbón	1939-49	54,7
Renca	S.E. SANTIAGO S.A.	gas-diesel	1962	100,0
Ventanas	GENER S.A.	vapor-carbón	1964-77	338,0
Laguna Verde TG	GENER S.A.	gas-diesel	1990	18,8
San Francisco de Mostazal	E. VERDE S.A.	gas-diesel	2002	25,0
Guacolda	GUACOLDA S.A.	vapor-carbón	1995-96	304,0
Petropower	PETROPOWER S.A.	derivado del petróleo	1998	75,0
Nueva Renca	S.E. SANTIAGO S.A.	ciclo-combinado gas natural	1997	379,0
San Isidro	SAN ISIDRO S.A.	ciclo-combinado gas natural	1998	370,0
Licantén	ARAUCO GENERACION S.A.	vapor-des. forest.	2004	5,5
Horcones	ARAUCO GENERACION S.A.	ciclo-abierto gas natural	2004	24,3
Antihue 1	COLBUN S.A.	gas-diesel	2005	50,4

Antihue 2	COLBUN S.A.	gas-diesel	2005	50,9
Coronel	SGA	ciclo-abierto gas natural	2005	45,7
Candelaria	COLBUN S.A.	ciclo-combinado gas natural	2005	253,9
Nueva Aldea I	ARAUCO GENERACION S.A.	vapor- des forest.	2005	13,0
Nueva Aldea II	ARAUCO GENERACION S.A.	gas-diesel	2005	10,0
Ancud	PSEG	gas-diesel	2006	3,3
Quellón	PSEG	gas-diesel	2006	5,4
Nueva Aldea III	ARAUCO GENERACION S.A.	vapor-licor negro	2008	25,0
Los Vientos	GENER S.A.	gas-diesel	2006	125,0
Campanario	CAMPANARIO GENERACIÓN S.A.	ciclo-abierto gas natural	2006	118,0
San Isidro II	ENDESA	ciclo-abierto gas natural	2007	248,0
Curauma	Tecnored	gas-diesel	2007	2,5
Casablanca	Tecnored	gas-diesel	2007	1,6
Las Vegas	Tecnored	gas-diesel	2007	2,3
ConCon	Tecnored	gas-diesel	2007	2,7
FPC	Forestal y Pap. Concepción	vapor- des forest.	2008	12,0
Constitución 1	ElektraGen	gas-diesel	2007	9,0
Montepatria	ElektraGen	gas-diesel	2007	9,0
Punitaqui	ElektraGen	gas-diesel	2007	9,0
Esperanza 1	Enor Chile	gas-diesel	2007	1,8
Degañ	Energy Partners Chile	gas-diesel	2007	36,0
Campanario 3	CAMPANARIO GENERACIÓN S.A.	gas-diesel	2008	56,0
Curanilahue	PSEG	gas-diesel	2007	--
Lebu	PSEG	gas-diesel	2007	1,7
Cañete	PSEG	gas-diesel	2007	1,7
Los Sauces	PSEG	gas-diesel	2007	2,5
Traigen	PSEG	gas-diesel	2007	1,7
Victoria	PSEG	gas-diesel	2007	--
Curacautin	PSEG	gas-diesel	2007	3,0
Collipulli	PSEG	gas-diesel	2007	2,8
Maule	CEN	gas-diesel	2007	6,0
Esperanza 2	Enor Chile	gas-diesel	2007	1,6
Esperanza TG	Enor Chile	gas-diesel	2007	18,8
Olivos	Potencia S.A.	gas-diesel	2008	96,0
Totalal	Tecnored	gas-diesel	2008	3,0
Quintay	Tecnored	gas-diesel	2008	3,0
Chiloé	ElektraGen	gas-diesel	2008	9,0
Placilla	Tecnored	gas-diesel	2008	3,0
Quellón 2	PSEG	gas-diesel	2008	10,0
Chuyaca	PSEG	gas-diesel	2008	3,0
Colmito	HLH	gas-diesel	2008	58,0
Canela	ENDESA ECO	Eólica	2007	18,2
Total MW				9.385,7

* Capacidad dual implica que las centrales a gas natural tienen la posibilidad de operar con diesel y viceversa (la potencia máxima puede verse reducida).

01957 VTA

Tabla N° 10
Unidades Generadoras del Sistema Eléctrico de Aysén (SIC)
Diciembre de 2008
(Fuente: CNE)

Sistema	Central	Propietario	Tipo	Año Puesta en Servicio	Potencia MW
Palena	PALENA	EDELAYSEN S.A.	Diesel	1982	0,18
	FUTALEUFU	EDELAYSEN S.A.	Diesel	1982	0,46
	Río Azul	EDELAYSEN S.A.	Hidro	1987	1,40
Hornopirén	HORNOPIREN	SAGESA	Diesel	1996	2,83
	Cuchildeo	Empresa Eléctrica Cuchildeo	Hidro	2007	0,77
Carrera	EL TRARO	EDELAYSEN S.A.	Hidro	1987	0,93
	Chile Chico	EDELAYSEN S.A.	Diesel	1980	1,26
Cochamó	COCHAMO	SAGESA	Diesel	1996	2,48
Aysén	PTO. IBÁÑEZ	EDELAYSEN S.A.	Diesel	1996	0,16
	Aisen - Termica	EDELAYSEN S.A.	Diesel	1997	5,00
	Aisen - Hidro	EDELAYSEN S.A.	Hidro	1960	6,60
	Farellones	EDELAYSEN S.A.	Diesel	2007	2,80
	TEHUELCHÉ	EDELAYSEN S.A.	Diesel	1993	10,11
	L.Atravesado	EDELAYSEN S.A.	Hidro	2003	11,00
	Chacabuco	EDELAYSEN S.A.	Diesel	2008	2,50
	Alto Baguales	EDELAYSEN S.A.	Eólico	2001	1,98
Total MW					50,45

REPÚBLICA DE CHILE
COMISION NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE



APRUEBA ANTEPROYECTO NORMA DE EMISIÓN PARA TERMOELÉCTRICAS.

Resolución Exenta N° 7550

Santiago, 7 de Diciembre de 2009.

VISTOS:

Lo dispuesto en la Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente; el Decreto Supremo N° 93 de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que establece el Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión; el Acuerdo N° 99 del Consejo Directivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) de fecha 26 de marzo de 1999, en que se aprueba el Cuarto Programa Priorizado de Normas; la Resolución Exenta N° 1690 de la Dirección Ejecutiva de CONAMA, de fecha 10 de julio de 2006, publicada en el Diario Oficial el 7 de agosto del mismo año, que dio inicio a la elaboración de la norma; El Decreto Exento N° 345 de 10 de noviembre de 2008, de MINSEGPRES, que establece la subrogancia del Director Ejecutivo de CONAMA; la Resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República, que Fija Normas sobre Exención del Trámite de Toma de Razón, y

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento que fija el procedimiento para la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión, D.S. N° 93 de 1995, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, dispone en su artículo 17 que, elaborado el anteproyecto de norma, el Director Ejecutivo de CONAMA dictará la resolución que lo apruebe y lo someta a consulta

RESUELVO:

1.- Apruébese el siguiente anteproyecto de la norma de emisión para termoeléctricas:

I. FUNDAMENTOS

1. Aspectos Generales

De acuerdo a la ley 19.300, el Estado tiene por función dictar normas de emisión, que establezcan la cantidad máxima permitida para uno o más contaminantes medidos en el efluente de la fuente emisora, de manera de prevenir que éstos puedan significar o representar, un riesgo para la salud de las personas, la calidad de vida de la población, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental.

El cuarto Programa Priorizado de Normas de Calidad y de Emisión, aprobado por el Acuerdo N° 99 del año 1999, del Consejo Directivo de CONAMA, incluye la norma de emisión para termoeléctricas, dando con esto inicio al desarrollo y análisis de estudios técnicos y científicos que fundamentan los contenidos del presente anteproyecto.

El proceso de combustión de las termoeléctricas genera emisiones de partículas, gases y metales pesados, estos últimos principalmente por el uso de carbón y petcoke. Dadas las características del parque actual y sus proyecciones, es necesario actuar de manera preventiva y correctiva, regulando tanto a las termoeléctricas existentes como a las futuras.

M.H.W.A.
**COPIA FIEL
DEL ORIGINAL**

Los esfuerzos de prevención y control de esta norma de emisión se concentran en la reducción de emisiones de material particulado, óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y en la reducción de metales pesados: mercurio, níquel y vanadio, los cuales se encuentran como elementos traza en los combustibles fósiles, principalmente en el carbón y petcoke.

Están comprobados los efectos adversos crónicos y agudos sobre la salud de las personas y sobre el medio ambiente, asociados al material particulado, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno.

Actualmente, a nivel internacional se están haciendo esfuerzos para la reducción de emisiones de mercurio, dado que es una sustancia tóxica y persistente a escala global, es bioacumulativo como mercurio de metilo, con impactos sobre la salud de la población y la vida silvestre. Entre sus principales efectos peligrosos se indica que puede ser mortal por inhalación y perjudicial por absorción cutánea, puede tener efectos nocivos sobre los sistemas: nervioso, digestivo, respiratorio e inmunitario y en los riñones, provocando temblores, trastornos de la visión y la audición, parálisis, insomnio, inestabilidad emocional, deficiencia del crecimiento durante el desarrollo fetal y problemas de concentración y retraso en el desarrollo durante la infancia. Entre las fuentes principales de emisiones de mercurio en el mundo se encuentran las termoeléctricas. Asimismo, Chile se ha comprometido con un Plan Nacional para la Gestión de los Riesgos del Mercurio, el cual fue aprobado el 25 de agosto del 2009, por el Acuerdo 415/2009 del Consejo Directivo de CONAMA.

El níquel y vanadio, también presentan peligrosidad para la salud. El níquel es cancerígeno, provoca efectos adversos en las vías respiratorias, incluyendo el asma, disminución de la función del pulmón, y bronquitis. El vanadio genera efectos adversos como irritación de pulmones, garganta, ojos y cavidades nasales, daño cardíaco y vascular, inflamación del estómago e intestinos, daño en el sistema nervioso, sangrado del hígado y riñones, irritación de la piel, temblores severos y parálisis.

Por otra parte, actualmente se encuentra en elaboración la norma de calidad primaria para el material particulado fino, por lo que una norma de emisión para termoeléctricas será una contribución para el cumplimiento de esta normativa, ya que este tipo de fuentes contribuye considerablemente a la emisión de dicho contaminante.

La Política Energética de Chile señala en sus Nuevos Lineamientos "Transformando la Crisis Energética en una Oportunidad", 2008, que se debe velar porque las opciones de generación energética seleccionadas minimicen los impactos sobre el medio ambiente y sobre el territorio.

Actualmente existen las tecnologías disponibles de control de emisiones de las termoeléctricas, en Chile y en el mundo, para los contaminantes señalados.

Para elaborar la norma de emisión se han considerado aspectos y fundamentos técnicos, sociales y económicos, tales como: la descripción del sector a regular, la disponibilidad y calidad de combustibles, las tecnologías de control disponibles, las recomendaciones de la Corporación Internacional Financiera (IFC) del Banco Mundial contenidas en las Guías de Ambiente, Salud y Seguridad, la tendencia y enfoque de la regulación internacional, el potencial de reducción de emisiones, la seguridad del sistema eléctrico nacional, el impacto en las tarifas, y la evaluación del impacto económico y Social, entre otros.

2. Descripción de parque de termoeléctricas existente en Chile

Para la elaboración de la norma de emisión se consideró el año 2008 como línea de base, año para el cual se estableció, a partir de los resultados validados de una encuesta aplicada al sector a regular, una estimación de las emisiones de material particulado, óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, mercurio, níquel y vanadio.

En el 2008, el 99 % de la energía generada en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) provino de termoeléctricas, con una potencia instalada de 3.589MW de las cuales un 58% usa gas natural o diesel, un 34% utiliza carbón o petcoke y un 8% usa diesel o fuel Oil N° 6. Por otra parte, el 47,5% de la generación de energía eléctrica del Sistema Interconectado Central (SIC) proviene de termoeléctricas, con una potencia instalada de 4.458MW, de las

cuales aproximadamente, un 76% utiliza gas y/o diesel, un 19% carbón y el 5% restante utiliza licor negro o desechos forestales.

De acuerdo al Plan de Obras asociado al Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo del mes de abril 2009, de la Comisión Nacional de Energía (CNE), todos los proyectos termoeléctricos que se encuentran en construcción y que tendrán su puesta en servicio antes del 2012 utilizarán carbón como combustible, representando tanto en el SIC como en el SING 2.211 MW. Cabe señalar que la llegada del gas natural licuado (GNL) permitirá que una parte de los ciclos combinados y ciclos abiertos concebidos originalmente para operar con gas natural, y que actualmente utilizan diesel, vuelvan a utilizar gas natural. El único proyecto concebido para utilizar GNL, según el Plan de Obras, es la Central de Quinteros. Por otra parte, todos los proyectos en estudio del SIC y el SING, programados posteriormente al inicio del 2012 al 2020, consideran termoeléctricas que usarán carbón.

No existen exigencias para reacondicionar las termoeléctricas en el SIC, por consiguiente mejorar la calidad o la eficiencia de las instalaciones es una decisión privada. La Norma Técnica de seguridad y calidad en el servicio no establece requisitos de vida útil o de disponibilidad y eficiencia para estos establecimientos. En el SING el pago por potencia firme no considera la antigüedad de las generadoras, tampoco se incorporan mecanismos para maximizar eficiencia de centrales generadoras en fijaciones tarifarias. Por lo anterior, tanto en el SIC como en el SING, se encuentran en operación centrales con más de 24 años de antigüedad, que es la vida útil para termoeléctricas según la CNE. En el SIC el 16%, equivalente a 722MW y en el SING el 10% equivalente a 345MW, corresponde a térmicas con más de 24 años. La ausencia de exigencias para mejorar la eficiencia o para repotenciar una termoeléctrica permite la existencia de centrales con bajo rendimiento, aumentando con esto las emisiones de contaminantes.

En las termoeléctricas que usan carbón se constató que declaran, a través de su Resolución de Calificación Ambiental o la encuesta al sector, que el porcentaje de azufre contenido en el combustible está en el orden de un 1-1,2%, siendo consistente con el análisis realizado por el IFC del Banco Mundial para Chile, lo que facilita y reduce el tratamiento de emisiones para la reducción del dióxido de azufre.

3. Resultados del Estudio de Evaluación del Impacto Económico y Social

Se evaluaron tres escenarios de norma correspondientes a tres conjuntos de límites de emisión para los contaminantes a regular. Para la definición de estos escenarios se consideraron las emisiones de la termoeléctricas del país, actuales y las proyectadas, las tecnologías de abatimiento de contaminantes disponibles, la normativa extranjera y las recomendaciones del Banco Mundial de límites de emisión para termoeléctricas para los países en desarrollo.

Se utilizaron herramientas de modelación tanto para evaluar el comportamiento del sistema eléctrico como para simulación de los efectos de la reducción de las emisiones en la calidad del aire.

Para reflejar el comportamiento del sistema eléctrico se usó el modelo Ose2000, el mismo que usa la CNE, para la determinación de los precios de nudo que calcula semestralmente, el cual simula el despacho hidrotérmico esperado del sistema eléctrico, donde la principal función objetivo es la operación a mínimo costo considerando el costo de las centrales térmicas y la gestión óptima de los recursos embalsados (en el caso del SIC). En el caso de las detenciones programadas de todas las centrales, está dado por un programa de mantenimiento eficiente. En el Estudio se utilizó el programa definido por la CNE en la fijación de precios de nudo de Abril 2009.

Para simular la relación emisión-calidad para la línea de base y cada escenario evaluado, se seleccionó el modelo CALMET-CALPUFF, el cual es utilizado ampliamente a nivel nacional e internacional para evaluar este tipo de fuente emisora. El modelo incorpora la formación de aerosoles secundarios (MP2.5) producto de las emisiones de sus precursores: dióxidos de azufre y óxidos de nitrógeno. Destaca la valiosa información de monitoreo de estaciones meteorológicas y de calidad del aire a lo largo del país, que sirvió de entrada al modelo y que fue entregada por el sector de termoeléctricas a través de la encuesta que realizó el estudio.

Para la evaluación de beneficios de cada escenario se evaluó monetariamente los efectos de morbilidad y mortalidad, debido a las reducciones logradas en la calidad del aire para MP10, MP2.5, NOX y SOX. También se evaluaron otros beneficios no valorados económicamente debido a que no se dispone de metodologías costo-beneficio, asociados a la depositación de material particulado y óxidos de azufre sobre distintas coberturas vegetales y a la depositación de mercurio sobre cuerpos de agua. No se evaluaron otros impactos como: la reducción de la visibilidad, la formación de ozono secundario, el deterioro y ensuciamiento de la infraestructura.

La reducción de emisiones de Mercurio, Niquel y Vanadio es un resultado o cobeneficio de la reducción de material particulado y dióxidos de azufre, lo que implica que el sector de termoeléctricas a regular no incurrirá en costos de inversión y operación para equipos de control específicos, a pesar de que existe tecnología disponible y probada como la de carbón activado para reducir mercurio.

Los beneficios se valoraron hasta el año 2020 debido a que la proyección de centrales térmicas se encuentra hasta esa fecha, sin embargo, los beneficios se reflejarán desde la aplicación de la norma hasta por más de 20 años. Por lo expuesto, se debe considerar en el análisis que los beneficios están subvalorados.

Para la evaluación de los costos se consideró la potencia térmica, el tipo y calidad de combustible, el flujo volumétrico, la concentración de contaminante, la eficiencia de remoción requerida, el reacondicionamiento de equipos en termoeléctricas existentes, los costos de insumos, mano de obra, instalación de equipos, entre otros ítems de costos adaptados al caso chileno, además del análisis de la disponibilidad de espacio físico en centrales existentes.

Se consideró como elemento para la decisión sobre qué valor límite de emisión seleccionar para material particulado y dióxidos de azufre, que también sean efectivos en la remoción de metales. La incorporación de tecnologías específicas de reducción de metales tiene como requisito que los gases ya hayan sido tratados previamente para remover partículas y óxidos de azufre, y es una alternativa que será considerada para una próxima revisión de la presente norma.

Por otra parte, para fijar los límites y la gradualidad para la implementación de sistemas de control del dióxido de azufre, se consideró la calidad de los combustibles que se utilizan en Chile, que son de bajo porcentaje de azufre. Dada la buena relación de costo-efectividad para lograr cumplir la norma para dióxido de azufre, se ha evaluado que la solución óptima de tratamiento del flujo del gas es factible técnica y económicamente realizarla de una vez al momento que se haga exigible la norma de emisión.

El aumento del costo de operación de cada Sistema con respecto al año base, sin norma, está en el orden de 0,3% a 1,8% en el SIC y entre 0,4 a 2,3% en el SING.

Desde el año 2004, el Informe de Precios Nudo del Plan de Obras informado por la CNE, incorpora en los costos de inversión de los nuevos proyectos térmicos genéricos que usan carbón, tanto del SIC y del SING, los costos de los equipos de mitigación ambiental. Por lo tanto, los costos de inversión de cada escenario evaluado están en parte internalizados.

Para determinar la gradualidad para el parque de termoeléctricas existentes, uno de los principales aspectos analizados ha sido las funciones de cada uno de los Centros de Despacho Económicos de Carga (CDEC-SIC y CDEC-SING), los cuales programan de forma eficiente los mantenimientos anuales y los mantenimientos mayores para cada una de las centrales de los sistemas. En este sentido, ante eventos que puedan condicionar la suficiencia o seguridad de abastecimiento del sistema, por ejemplo: falla de alguna unidad generadora, condición hidrológica seca, etc.; cada CDEC tiene como obligación reprogramar de forma eficiente los mantenimientos asegurando el mínimo costo para el sistema eléctrico respectivo.

Otro aspecto para la determinación de la gradualidad en las termoeléctricas existentes, ha sido el análisis de costo efectividad para dar cumplimiento a la norma, que considera tecnologías básicas de control de emisiones y de buenas prácticas de operación y mantención. La implementación de la tecnología de control se realiza en paralelo al funcionamiento de la central, pudiendo ser de más de un equipo de control, aprovechando la detención programada

para la conexión del flujo al equipo de control. Al respecto, se ha concluido que el tiempo para incorporar los equipos de control y considerando eventualidades, desde la orden de compra hasta la puesta en servicio, puede tomar de 18 a 24 meses, esto dependerá de la solución caso a caso.

De los resultados del Análisis del Impacto Económico y Social de la Norma efectuado para tres escenarios de norma, se escogió el que entrega el mayor valor actual neto (VAN), y que se incrementa significativamente en el tiempo (Escenario 3).

La norma propuesta presenta a enero de 2010, un beneficio en salud de Millones de US \$3.816, un costo total de Millones de US \$1.741 y un VAN de Millones de US \$2.075. Se aplicó un gradualismo de 3 años para las termoeléctricas existentes, debiendo dar cumplimiento a la norma en los periodos previstos en el anteproyecto que se espera puedan corresponder a los años 2014 y 2020. Las termoeléctricas nuevas deben cumplir con los límites desde su puesta en servicio.

Los cobeneficios que se obtienen con esta norma comprenden la reducción de metales pesados a través del control de las emisiones de material particulado y óxidos de azufre; la reducción de material particulado secundario (sulfatos y nitratos) a través de la reducción de las emisiones de sus precursores (dióxidos de azufre y óxidos de nitrógeno); y la reducción de ozono secundario al reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno.

El escenario escogido es además el que reporta las mayores reducciones de óxidos de nitrógeno (NOX), sustancia considerada Gas Efecto Invernadero, por lo tanto contribuirá colateralmente con las acciones a favor de mitigar el cambio climático, tema de alta sensibilidad para nuestras autoridades y para la comunidad. De la aplicación de esta norma no se esperan reducciones de CO2 en las termoeléctricas a carbón en nuestro país, debido a que están diseñadas para tamaños limitados hasta 350MW con eficiencias entre un 35-37%, a diferencia de nuevas tecnologías existentes en el mundo asociadas a mayores potencias y que permiten eficiencias mayores.

El costo de inversión asociado al cumplimiento de la norma no afectará la tarifa de los clientes regulados del SIC y del SING, entre el año 2010 hasta el 2019, debido a que se firmaron los contratos de las licitaciones de suministro de las concesionarias de distribución entre generadoras y distribuidoras para los próximos 10 años. Se puede decir que el costo de inversión de los nuevos equipos de abatimiento podría verse reflejado en la tarifa desde el año 2019, en la medida que se realicen las nuevas licitaciones.

Sobre la base de lo señalado, y con el imperativo de contar con un instrumento de gestión ambiental de carácter preventivo y de alcance nacional que regule las emisiones de las termoeléctricas, se dicta el presente anteproyecto de norma que regulará las emisiones de las termoeléctricas.

II. NORMA DE EMISIÓN

TITULO PRIMERO

Disposiciones Generales

Título I: Objetivo, aplicación territorial y definiciones

Artículo 1°. El presente anteproyecto de norma de emisión para termoeléctricas tiene por objeto controlar las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂), Mercurio (Hg), Níquel (Ni) y Vanadio (V), a fin de proteger la salud de las personas y los recursos naturales renovables.

La presente norma de emisión es de cumplimiento obligatorio en todo el territorio nacional.

Artículo 2°. El presente anteproyecto de norma de emisión regula a las termoeléctricas existentes y nuevas, en particular a calderas y turbinas, exceptuando de esta regulación a los motores de combustión interna y a las instalaciones de cogeneración.

Artículo 3°. Para los efectos de lo dispuesto en este anteproyecto, se entenderá por:

- a) Termoeléctrica: instalación compuesta por una o más unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico. Se entenderá como unidad destinada a la generación eléctrica a las calderas y turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50MW_t (megawatt térmico) en función del poder calorífico superior del combustible.
- b) Termoeléctrica existente: aquella termoeléctrica que se encuentra puesta en servicio antes del 1° de enero del año 2012, de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
- c) Termoeléctrica nueva: aquella termoeléctrica que de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción sea puesta en servicio a contar del 1° enero del año 2012. Se considerará nueva, además aquella termoeléctrica existente que realice, a contar de dicha fecha, modificaciones tales como cambio de combustible, la incorporación de otra unidad destinada a la generación eléctrica o que su modificación amerite el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.
- d) Medición continua de emisiones: sistema constituido por el instrumental, el equipamiento y el software, destinado a monitorear en forma ininterrumpida las emisiones de partículas, gases y parámetros del proceso asociados a los gases de combustión.

Título II: Límites máximos de emisión y plazo para el cumplimiento

Artículo 4°. Los límites máximos de emisión se verificaran en chimenea para termoeléctricas existentes y nuevas, de acuerdo a los niveles y plazos que se indican a continuación:

Tabla 1: Límites de emisión para termoeléctricas existentes (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	50	200	400
Líquido	30	30	200
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

⁽¹⁾ N: Condiciones normales a 25°C y 1 atmósfera.

⁽²⁾ Corrección de O₂ en base seca de un 6% para combustibles sólidos, 3% para líquidos y gaseosos.

⁽³⁾ n.a.: no aplica.

Tabla 2: Límites de emisión para termoeléctricas nuevas (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

Tabla 3: Límites de emisión para metales pesados, termoeléctricas existentes y nuevas que utilicen carbón o petcoke (mg/Nm³):

Combustible	Mercurio (Hg)	Níquel (Ni)	Vanadio (V)
Carbón y/o Petcoke	0,1	0,5	1,0

Los valores límites de emisión de la Tabla N° 1 y N°2, se evaluarán sobre la base de promedios horarios y se deberán cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento en régimen

durante un año calendario, el 5% restante comprende a las horas de funcionamiento de las etapas de encendido, apagado o probables fallas.

Los valores límites de emisión de la Tabla N° 3, se evaluarán una vez al año y se considerarán sobrepasados cuando el resultado de la medición de cualquier metal pesado, indique una concentración mayor al valor establecido en la Tabla.

Artículo 5°. Las termoeléctricas existentes deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla N° 1 y N° 3 en un plazo de tres años, contado desde el inicio del año calendario siguiente a la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión; y con los valores de la Tabla N°2 al año 2020.

Las termoeléctricas nuevas deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla N° 2 y N° 3 desde la entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión.

Título III: Fiscalización, metodología de medición y procedimiento de control

Artículo 6°. Corresponderá el control y fiscalización del cumplimiento de las disposiciones señaladas en el presente anteproyecto de norma a las respectivas Secretarías Regionales del Ministerio de Salud, en adelante la Autoridad Sanitaria, y al Servicio Agrícola y Ganadero.

Artículo 7°. Las termoeléctricas deberán implementar un sistema de medición continuo de emisiones en chimenea para material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y de los parámetros de interés que se relacionan con las emisiones, tales como: caudal, temperatura y oxígeno de los gases de salida. Dicho sistema deberá ser aprobado por resolución por la Autoridad Sanitaria correspondiente y deberá contener los resultados de exactitud relativa, calibración y otros parámetros que se fijen para su aprobación.

Las termoeléctricas existentes tendrán un plazo de dos años para implementar el sistema de medición continuo de emisiones, contado desde la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión.

Las termoeléctricas nuevas deberán incorporar el sistema de medición continuo de emisiones desde su puesta en servicio, de acuerdo al Reglamento de la Ley Eléctrica (D.S. N° 327/97 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción).

Para la implementación del sistema de medición continuo de emisiones se deberá:

- a) Presentar por única vez, a la Autoridad Sanitaria correspondiente, para su aprobación mediante resolución fundada, un informe sobre el sistema de medición continuo de emisiones que se va a implementar. En el caso de las termoeléctricas existentes, el plazo para presentar el informe es de ocho meses, contado desde la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión.
- b) El informe será aprobado si cumple con los criterios de exactitud relativa cuando se trate de gases y flujo, o de coeficiente de correlación cuando se trate de material particulado, así como también, con los criterios de rendimiento, fiabilidad, certeza y calidad requeridos por las autoridades fiscalizadoras. El informe debe indicar además, el programa de aseguramiento de calidad y control a implementar y la frecuencia de las respectivas calibraciones.
- c) El sistema de medición continuo de emisiones deberá utilizar equipos que cuenten con la certificación del cumplimiento del Estándar Europeo EN 14181- Emisiones de fuentes estacionarias - Aseguramiento de Calidad de los sistemas automatizados de medición, o de su similar exigido por las Agencias de Protección Ambiental de los Estados Unidos de Norte América o Canadá.
- d) Generar valores horarios para cada contaminante medido, los cuales se utilizarán para la verificación del cumplimiento del valor límite máximo de emisión y para los parámetros que se relacionan con las emisiones, tales como: oxígeno (O₂), flujo máximo de gases de salida (m³/Nh), temperatura de combustión mínima y máxima (°C).

Artículo 8°. Se eximen de medir en forma continua dióxido de azufre (SO₂), a aquellas termoeléctricas que en su o sus unidades de generación utilicen sólo biomasa de origen vegetal.

Artículo 9°. Las termoeléctricas existentes y nuevas, que usen carbón y/o petcoke, deberán implementar un monitoreo discreto para la verificación del cumplimiento del valor límite de emisión de metales pesados, de acuerdo a la metodología señalada en la tabla N° 4.

Tabla 4: Métodos de medición para metales pesados

Contaminante	Método de medición
Mercurio (Hg) Níquel (Ni) Vanadio (V)	Método CH-29, Determinación de Emisión de Metales desde Fuentes Fijas.

Las mediciones deben ser realizadas por laboratorios autorizados de acuerdo con la normativa vigente. A falta de una metodología oficial, se utilizará la metodología que establezca para tales efectos el Ministerio de Salud.

Artículo 10°. Una vez que se hagan exigibles los límites de emisión, los titulares de las termoeléctricas reguladas deberán presentar anualmente en el mes de enero de cada año, a la Autoridad Sanitaria, un informe del año calendario anterior con la siguiente información:

- a) Listado de termoeléctricas, su o sus unidades que están sometidas a control bajo esta norma y sus chimeneas, indicando para cada unidad: periodos de funcionamiento, horas de encendido y estado en régimen, detenciones programadas y no programadas identificando el tipo de falla, tanto de las unidades como de los equipos de control; tipo y consumo de combustible(s) utilizado(s).
 - b) Listado de las chimeneas e identificación de la o las unidades de generación eléctrica que evacuan en cada una de éstas, localización en coordenadas en UTM, datum WGS-84, huso 19 o 18 según corresponda, la altura y diámetro interno a la salida de los gases, velocidad y temperatura a la salida de los gases.
 - c) Informe del laboratorio con las mediciones discretas de metales, un análisis sobre el cumplimiento y una descripción del carbón o petcoke utilizado, en cuanto a: azufre, cenizas, país de origen del combustible y el poder calorífico.
 - d) Los registros de las mediciones continuas (en el formato electrónico que defina la Autoridad Sanitaria) y un análisis utilizando gráficas sobre el cumplimiento o no de la presente regulación.
- Tanto el informe anual como la información que sirvió para su sustento, deberán estar disponible en las termoeléctricas reguladas por esta norma, a lo menos por 3 años.
- e) Por su parte, el Ministerio de Salud coordinado con el Ministerio de Agricultura, definirán y entregarán, los requisitos y contenidos mínimos del informe anual.

Artículo 11°. El servicio fiscalizador deberá enviar a la Dirección Ejecutiva CONAMA, una copia del informe anual indicado en el artículo precedente. Dicha información será utilizada por CONAMA para realizar un seguimiento durante la implementación de la norma y evaluar futuras actualizaciones. El informe deberá acompañar los antecedentes sobre la fiscalización e inspecciones realizadas a las termoeléctricas sometidas a la regulación.

Título IV: Entrada en Vigencia

Artículo 12°. La presente norma de emisión entrará en vigencia desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del decreto que la establezca.

2.- Sométase a consulta el presente Anteproyecto de Norma Emisión para Termoeléctricas.

Para tales efectos:

- a) **Remítase** copia del expediente al Consejo Consultivo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente, para que emita su opinión sobre el Anteproyecto de Norma de Emisión para Termoeléctricas. Dicho Consejo dispondrá de 60 días hábiles contados desde la recepción de la copia del expediente, para el despacho de su opinión. La opinión que emita el Consejo Consultivo será fundada, y en ella se dejará constancia de los votos disidentes.
- b) **Dentro** del plazo de 60 días hábiles, contados desde la publicación del extracto de la presente resolución, cualquier persona, natural o jurídica, podrá formular observaciones al contenido del Anteproyecto de la Norma de Emisión para Termoeléctricas. Dichas observaciones deberán ser presentadas por escrito, en la Comisión Regional del Medio Ambiente correspondiente al domicilio del interesado y deberán ser acompañadas de los antecedentes en los que se sustentan, especialmente los de naturaleza técnica, científica, social, económica y jurídica.

Anótese, publíquese en extracto, comuníquese y archívese.



ERF/IN/CMJG/CCF

Distribución:

- Dirección Ejecutiva
- Consejo Consultivo Nacional
- Departamento Jurídico, CONAMA.
- Departamento Control de la Contaminación, CONAMA.
- Comité Operativo de la norma
- Oficina de Partes, CONAMA.
- Expediente de la Norma
- Archivo

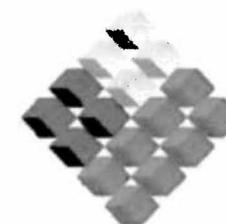
Lo que transcribo a Ud.
para su conocimiento
saluda atentamente a Ud.
NURY VALBUENA OVEJERO
Oficial de Partes
Comisión Nacional del
Medio Ambiente (CONAMA)

COPIA FIEL
DEL ORIGINAL



Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas

*Preparado por el Consorcio
Consultor KAS Ingeniería-GEOAIRE
para la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)*



GOBIERNO DE CHILE
COMISIÓN NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

Santiago, Diciembre 2009

01968

Equipo Consultores y Contraparte Técnica

Equipo Consultores:

- Carlos Barría: Jefe del Estudio (KAS Ingeniería)
- Pedro Sanhueza: Jefe Evaluación de Beneficios (GEOAIRE)
- Samuel Jerardino: Asesor Experto Mercados Eléctricos (KAS Ingeniería)
- Enzo Sauma: Asesor economista (PUC)
- Marcela Fernández: Abogado especialista ambiental
- Paulino González: Asesor especialista máquinas térmicas
- Evelyn Salazar: Emisiones y Beneficios en Salud (GEOAIRE)
- Mónica Torreblanca: Modelación Calidad del Aire (GEOAIRE)
- María Teresa Palma: Análisis de emisiones y potencial de reducción (KAS Ingeniería)
- Jaime Ordenes: Estimación de costos equipos de abatimiento (KAS Ingeniería)
- María José Rodríguez: Meteorología (GEOAIRE)
- Francisco Aguirre: Sistemas de Información Geográfica (GEOAIRE)
- Rodrigo Marambio: Modelación sistemas eléctricos (KAS Ingeniería)
- Marcelo Mena: Asesor especialista ambiental (UNAB)
- María Pía Bravo: Coordinación (KAS Ambiental)
- Marcela Jerardino: Coordinación (KAS Ambiental)
- Rodolfo Granifo: Recopilación y encuesta termoeléctricas (KAS Ambiental)
- Jaime Ortiz: Asesor ingeniería civil

Contraparte Técnica:

- Carmen Gloria Contreras, CONAMA D.E.
Coordinación elaboración norma de emisión
- Maritza Jadrijevic, CONAMA D.E.
- Priscilla Ulloa, CONAMA D.E.
- Ingrid Henríquez, CONAMA D.E.
- Claudio Bonacic, CONAMA D.E.
- Germán Oyola, CONAMA Bío-Bío
- Sandra Briceño, CONAMA D.E.
- Alberto Gil, CONAMA D.E.
- Carolina Gómez, CNE
- Olga Espinoza, SAG - MINAGRI
- Walter Folch, MINSAL
- Teodoro Saavedra, MINVU
- Angela Soriano, MINVU

1. Fuente a Regular
2. Descripción del sector a regular
3. Criterios de Diseño Regulatorio
4. Análisis de Beneficios y Costos
5. Evaluación Económica
6. Análisis del Gradualismo Existentes
7. Recomendación de escenario norma
8. Conclusiones

1. Fuente a Regular

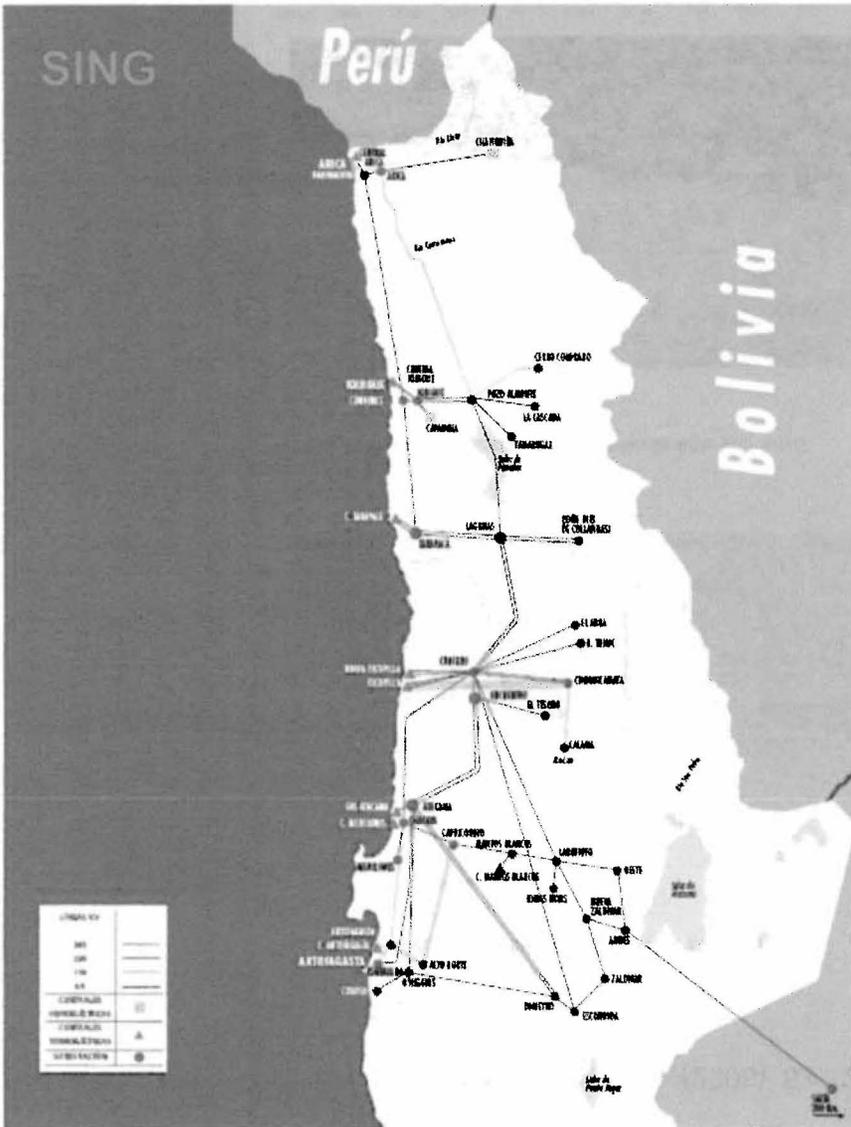
Definición de Termoeléctricas:

Instalación compuesta por una o más unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico.

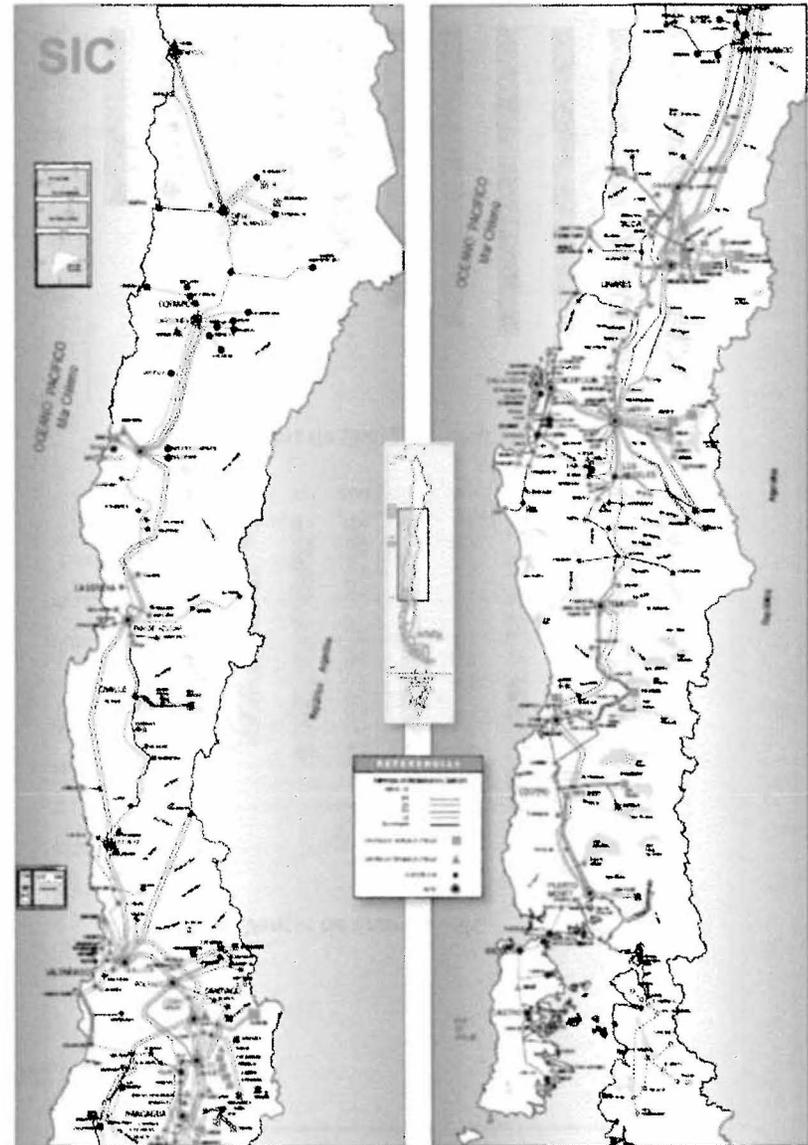
Se entenderá como unidad destinada a la generación eléctrica a las calderas y turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50MW_t .

Con el límite 50MW_t todo el parque existente queda regulado (exceptuando motores que serán regulados a través de otra norma).

2. Descripción del sector a regular: SING y SIC



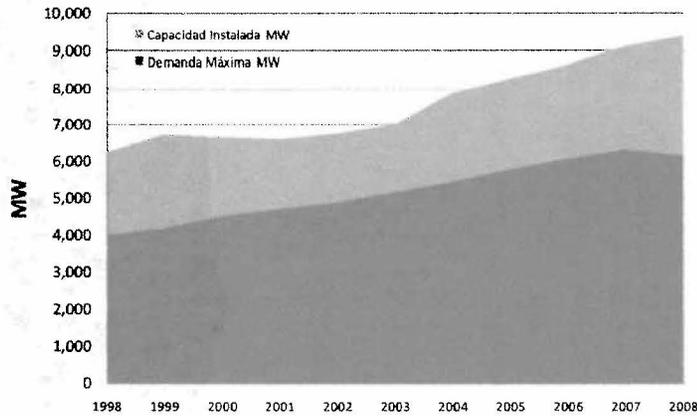
Fuente: H2I Transpetrol Chile S.A.



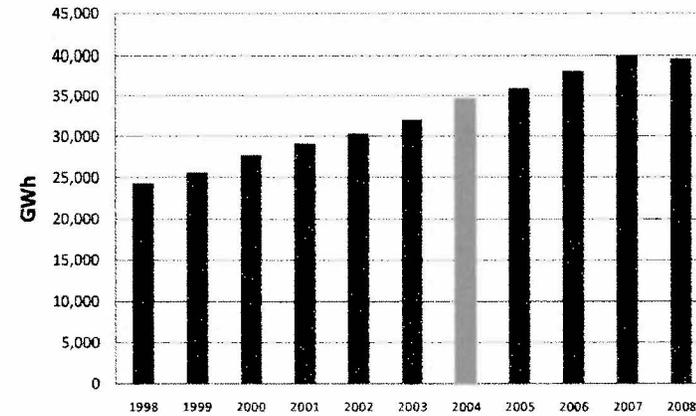
Demanda Eléctrica de Energía y Potencia

Consumo Energía Eléctrica Chile (2008): 53,127 GWh
 SIC: 74.5 %
 SING: 24.9 %

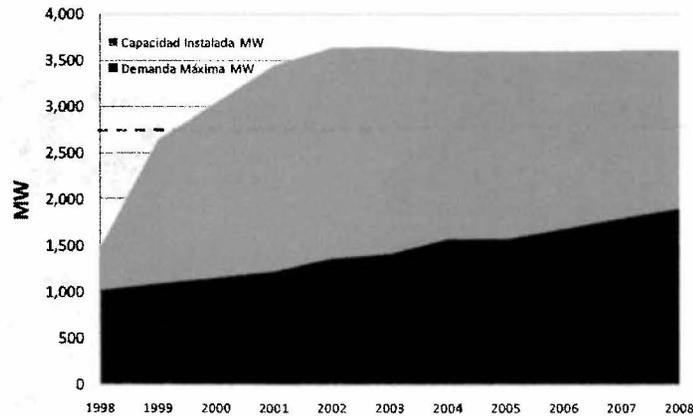
Evolución Capacidad Instalada y Demanda Máxima SIC



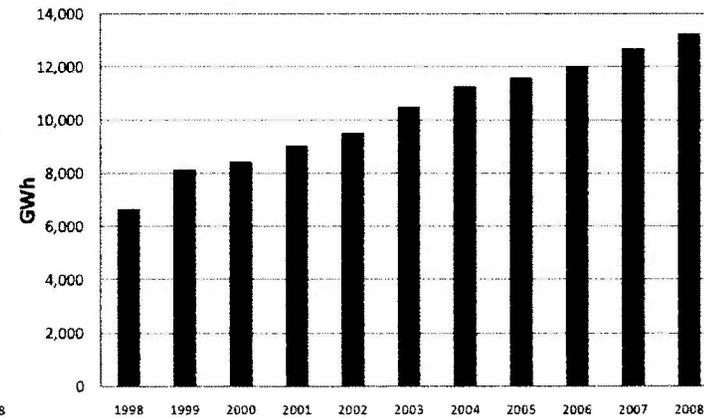
Ventas de Energía - SIC



Evolución Capacidad Instalada y Demanda Máxima SING



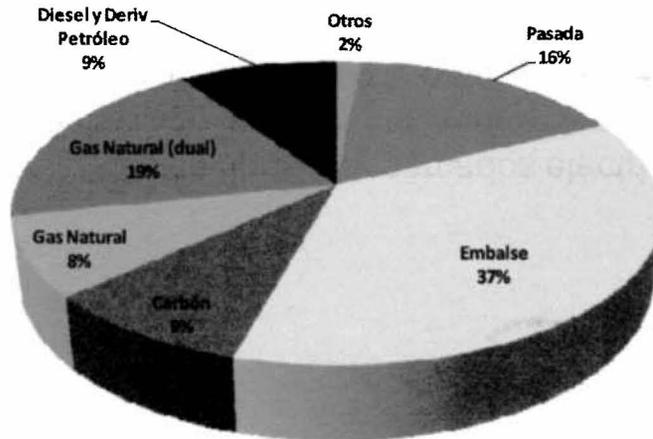
Ventas de Energía - SING



Fuente: CNE

Matriz SIC y SING al 2008

Potencia Instalada 2008 - SIC

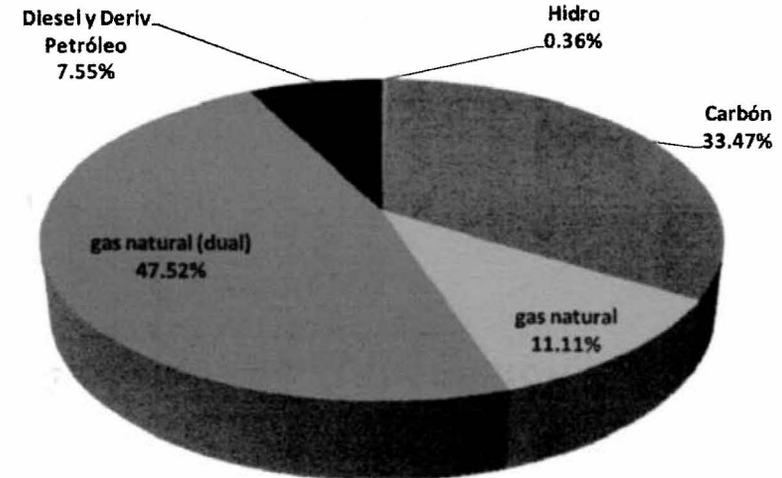


Propiedad en el SIC

- Tres empresas poseen el 86 % de la capacidad instalada (reconociendo propiedad de cada una de las filiales)

Empresa	[MW]	Participación
AES Gener	1,564	16.67%
Colbún	2,195	23.39%
Endesa	4,307	45.89%
Arauco Generación	169	1.80%
Ibener S.A.	124	1.32%
Petropower S.A	75	0.80%
Pilmaiquén S.A	39	0.42%
Pullinque S.A.	49	0.52%
Otros	864	9.21%
Total	9,386	100%

Potencia Instalada 2008 - SING



Propiedad en el SING

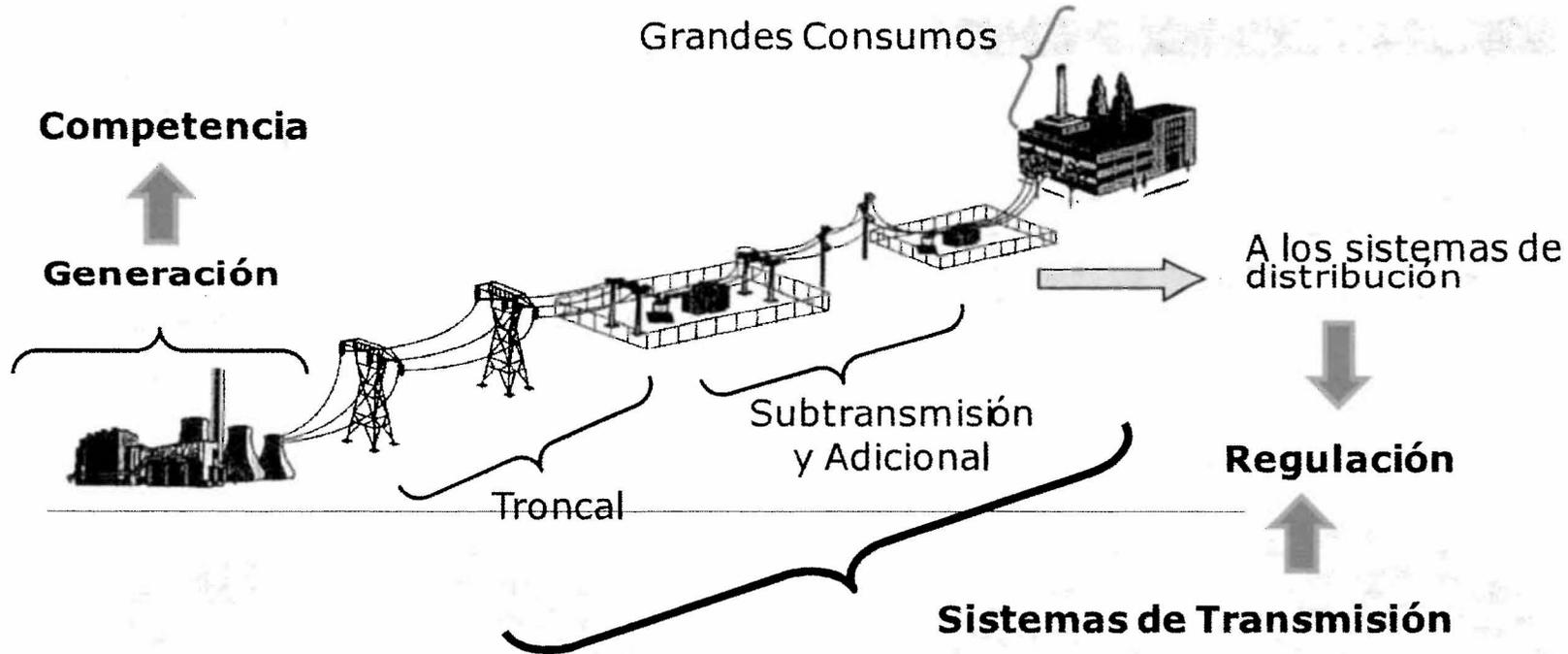
- Tres empresas poseen el 94 % de la capacidad instalada (reconociendo propiedad de cada una de las filiales)

Empresa	[MW]	Participación
Suez Energy	1,682	47%
AES Gener	920	26%
GasAtacama	781	22%
Celta	182	5%
Mantos Blancos	29	1%
Otros	9	0%
Total	3,602	100%

Fuente: CNE

001971

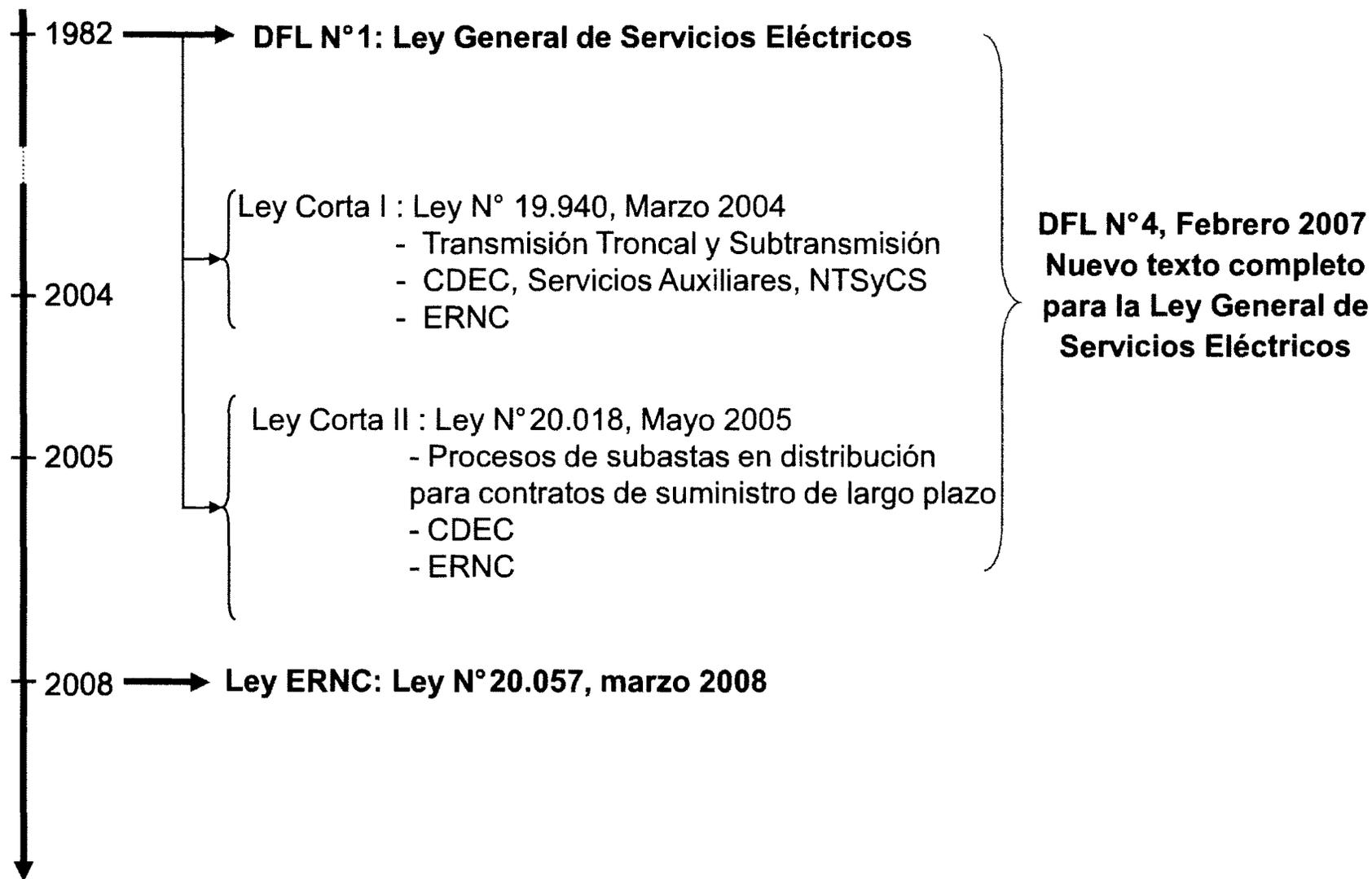
Estructura Básica Mercado Eléctrico



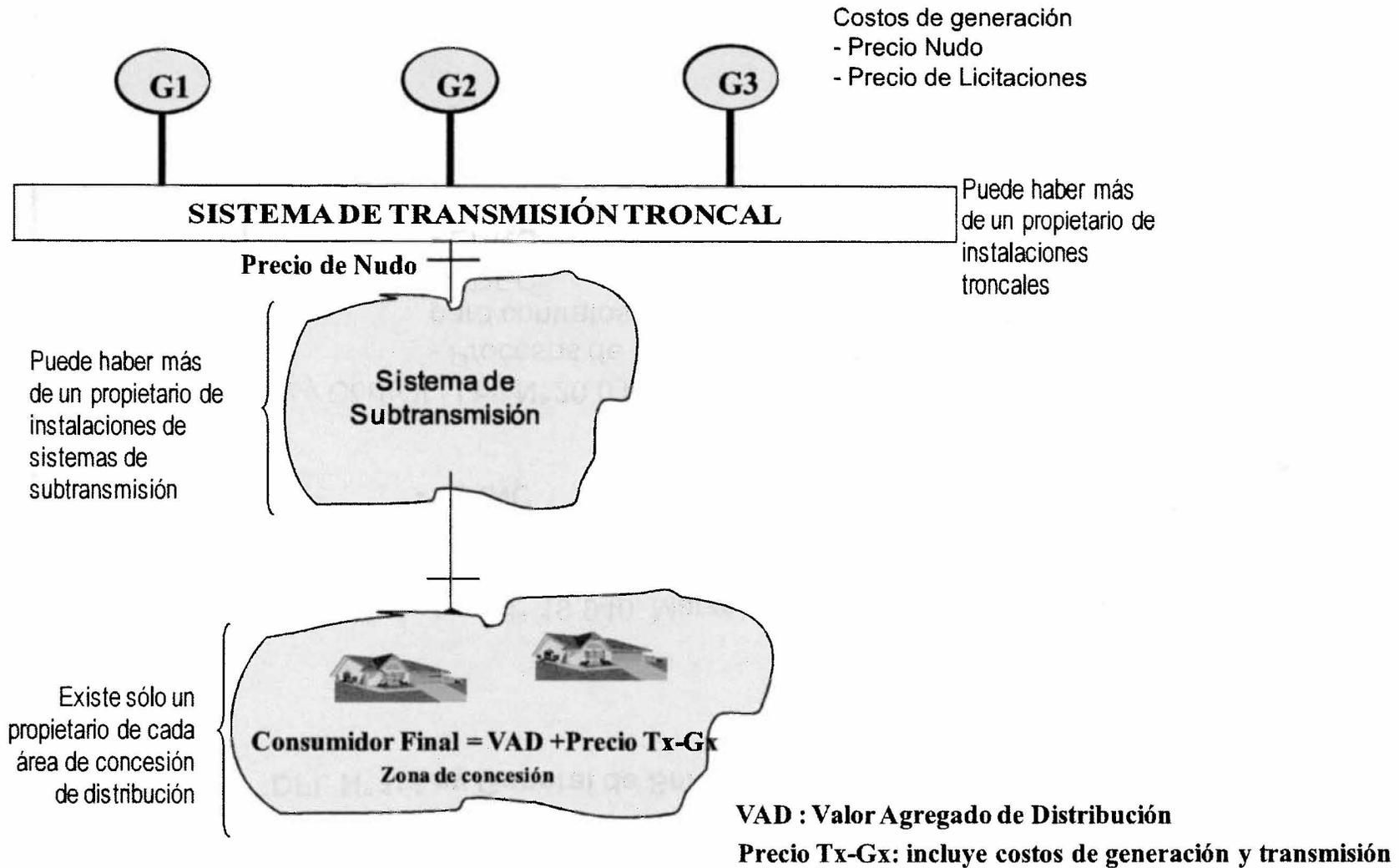
Estructura básica típica de mercados eléctricos a nivel mundial:

- **Generación:** competencia entre generadores
- **Transmisión:** monopolio natural regulado (economías de escala), debe asegurar libre acceso a las redes, existe competencia ex ante (licitación de tramos troncales)
- **Distribución:** monopolio natural regulado (economías de ámbito) – tarifas según comparación y eficiencia

Evolución del Marco Legal



Estructura de Tarifas a Cliente Regulado



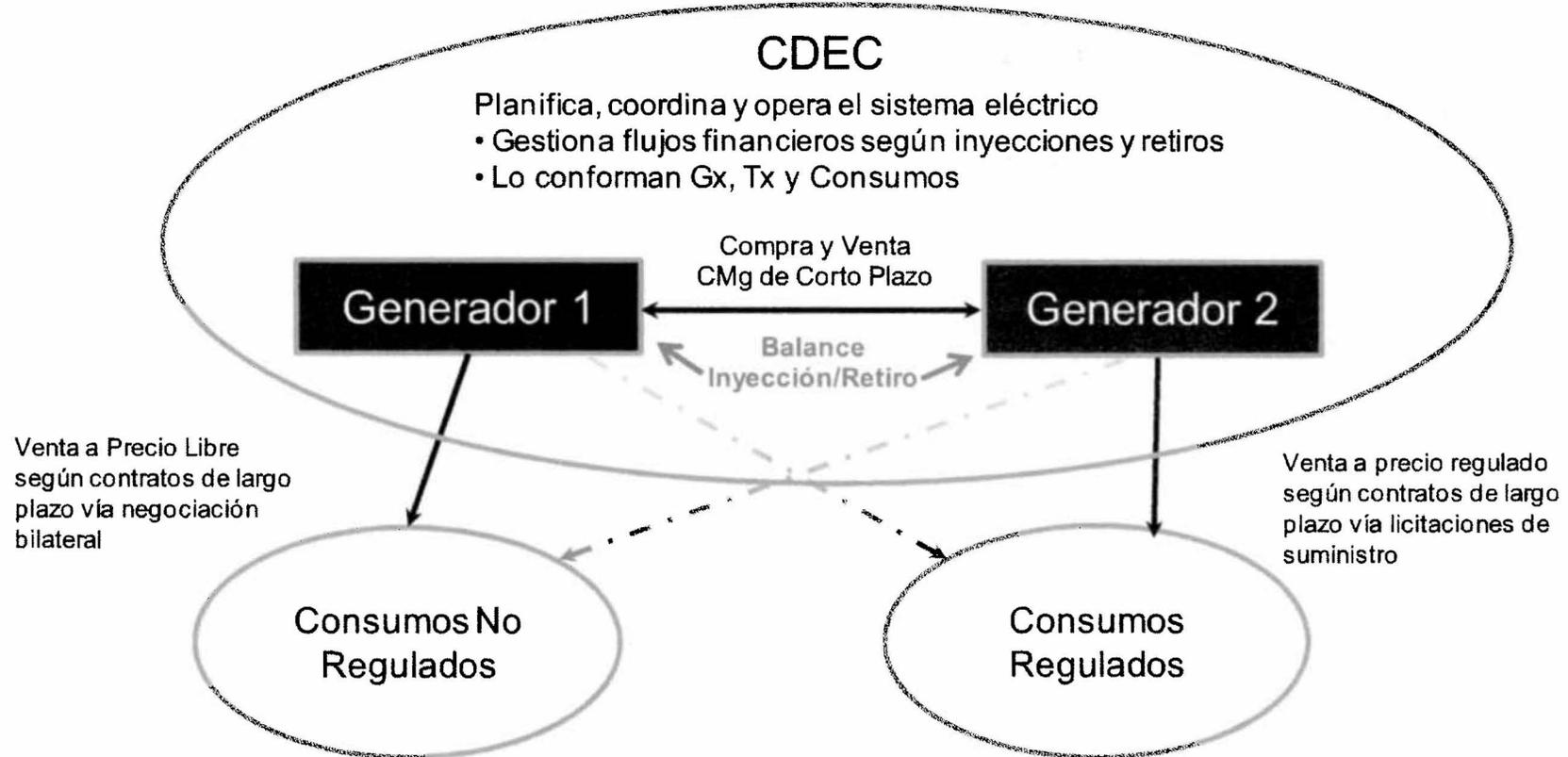
Mercado de Generación Eléctrica

Comercialización

- El segmento de generación fue concebido como un mercado competitivo
- Comercialización de Energía y Potencia
- Contratos financieros de mediano o largo plazo
- Mercado de corto plazo a CMg
- Remuneración de la potencia firme en base a precio de la potencia de punta

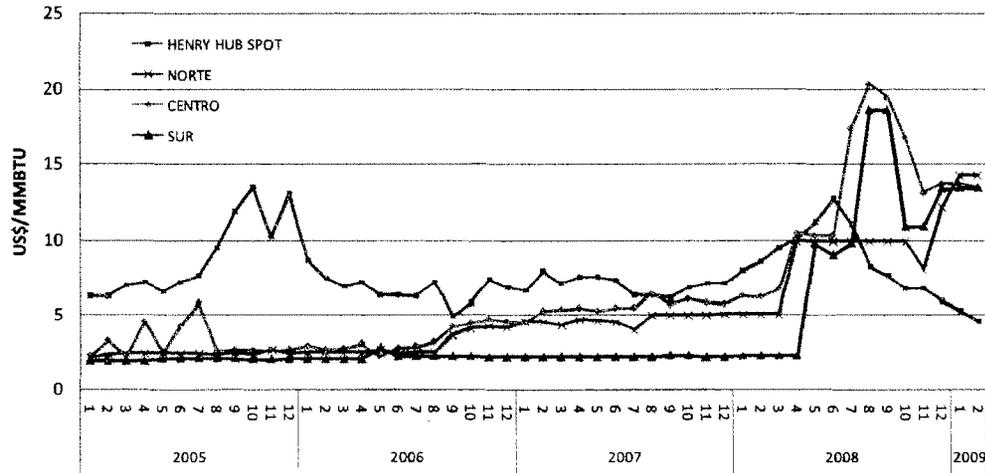
Operación

- CDEC opera centralizadamente a mínimo costo
- El despacho es obligado considerando restricciones técnicas del sistema
- Mantiene estándares de Seguridad y Calidad de Servicio



Precios de Combustibles

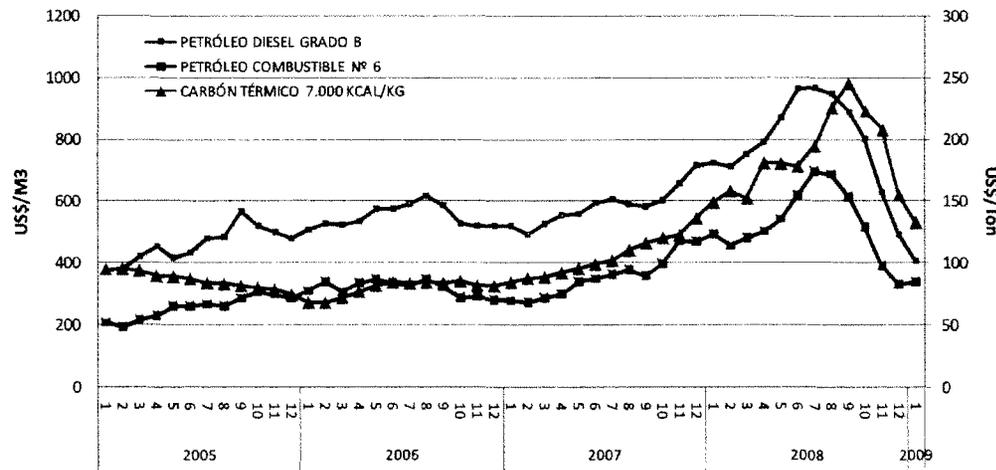
Gas Importado Argentino vs Henry Hub



En Chile el sector energético tiene amplia dependencia externa de combustibles:

- Petróleo
- Gas Natural (Argentina y GNL)
- Carbón

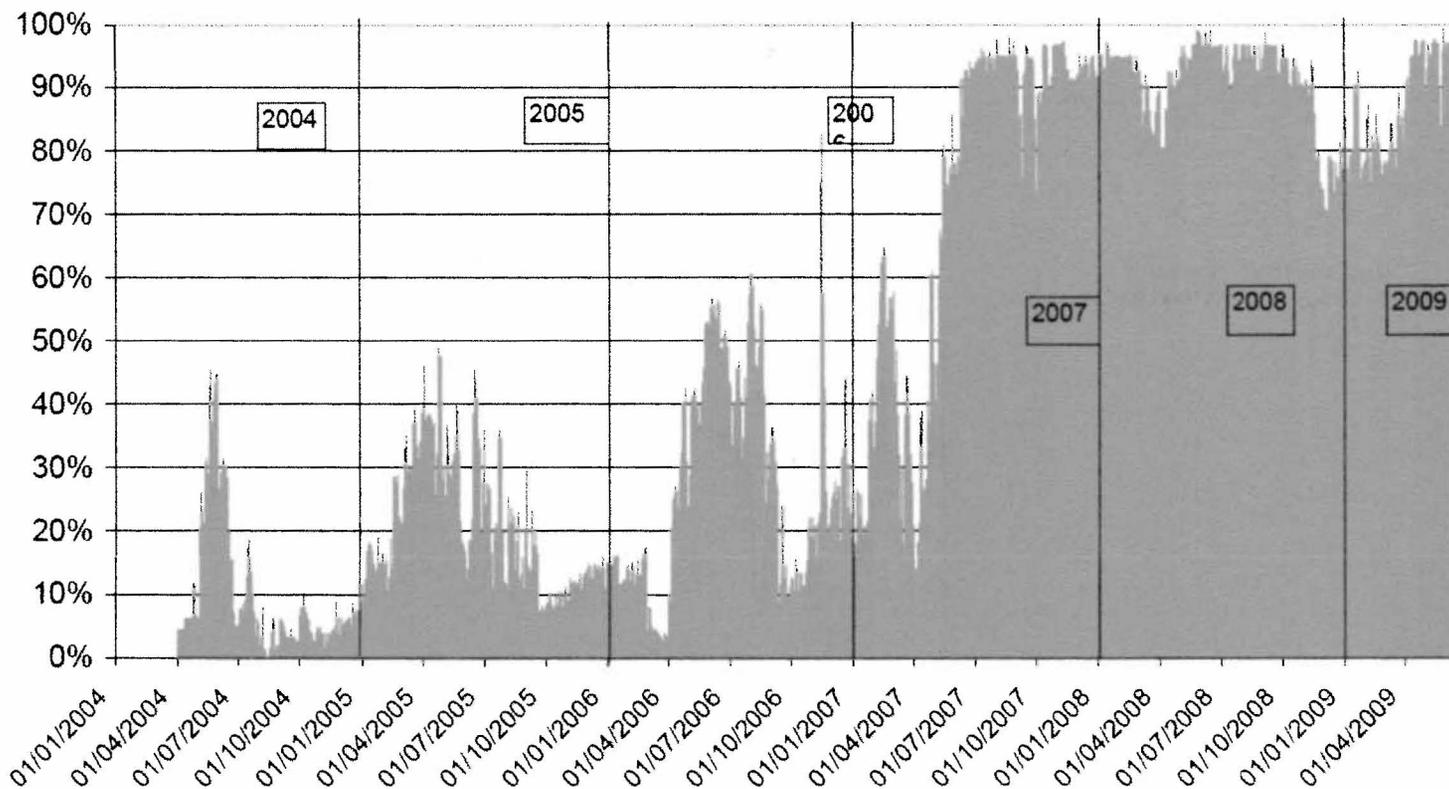
Petróleo y Carbón Térmico



Fuente: CNE, KAS

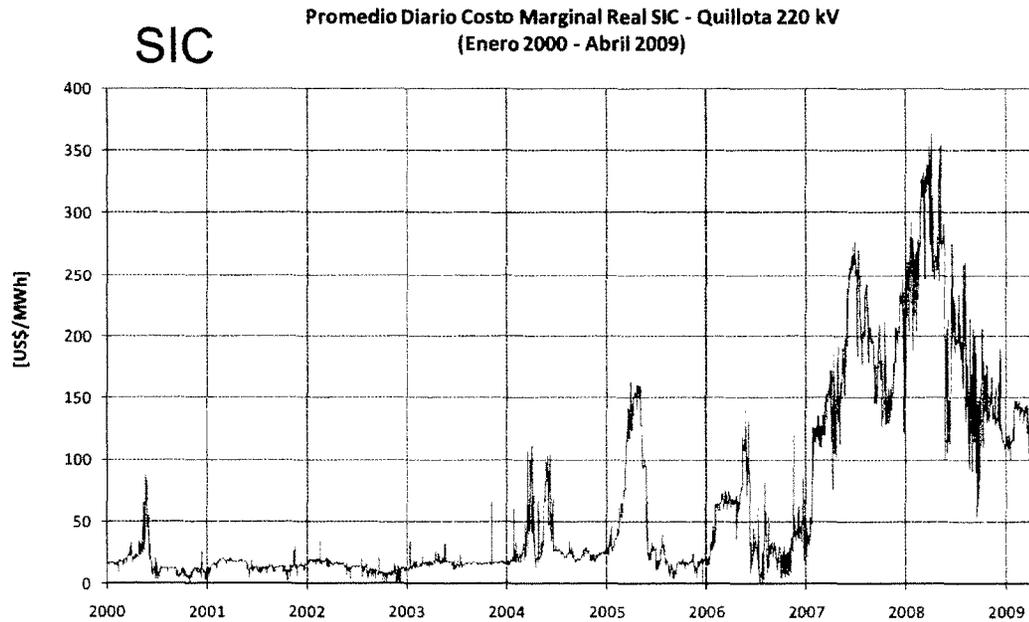
Restricciones de Gas Natural

**Restricciones de Gas desde Argentina
(en % respecto de requerimientos normales)**



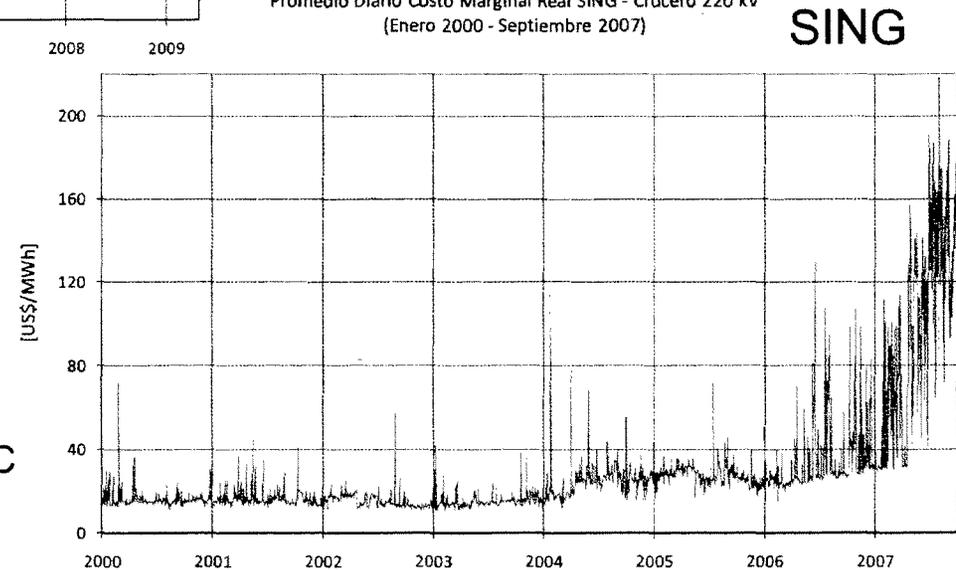
Fuente: CNE

Costos marginales de corto plazo (precio spot)



Fuente: CDEC, KAS

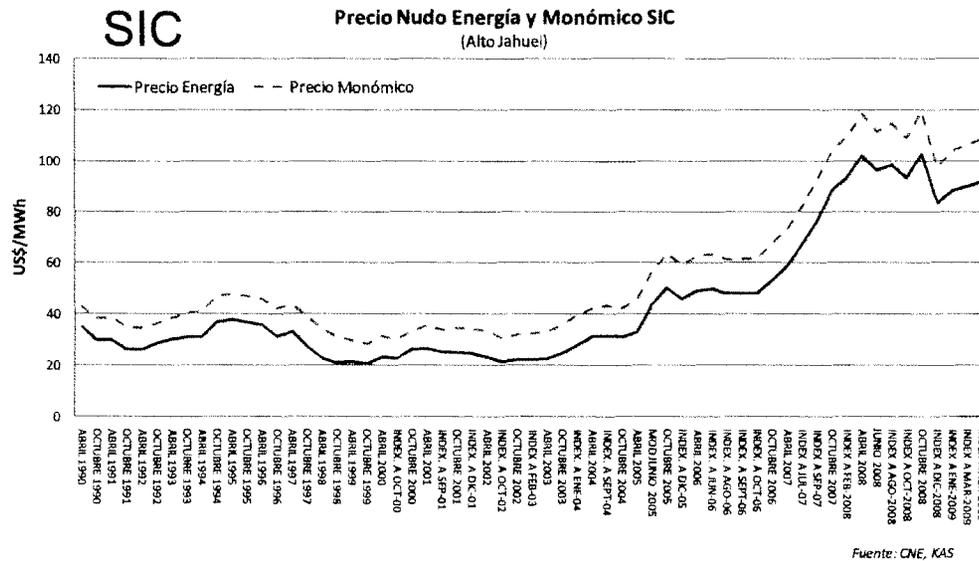
Promedio Diario Costo Marginal Real SING - Crucero 220 kV
(Enero 2000 - Septiembre 2007)



Costos marginales instantáneos

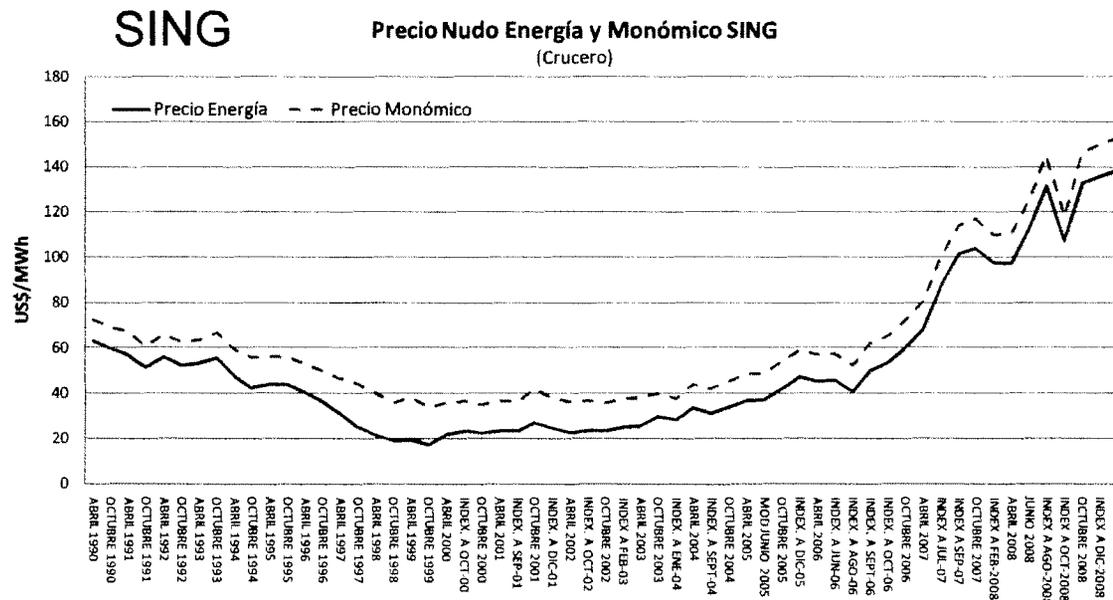
- Calculados de forma horaria por cada CDEC
- Efectos de corto plazo
- Se utilizan para valorizar inyecciones y retiros

Precios de nudo



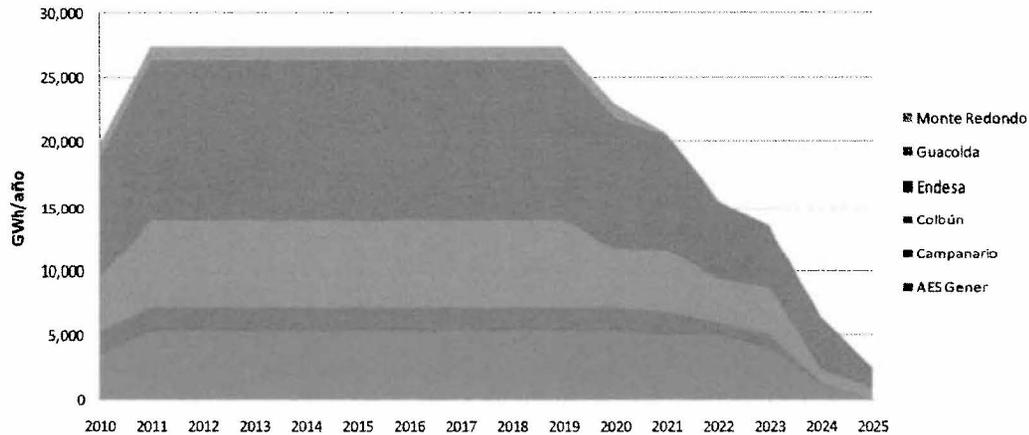
Precios Regulados

- Fijación semestral
- Dependen de banda de precios del segmento de consumos no regulados (precio de mercado)
- Esquema desaparece con licitaciones de suministro (Ley Corta II)
- En contexto de licitaciones Precio de Nudo fija el Precio techo

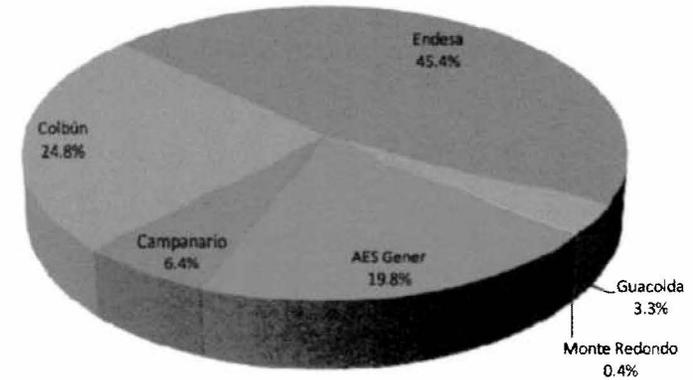


Resultado de Licitaciones de Distribuidoras

Energía Adjudicada Total por Generadora

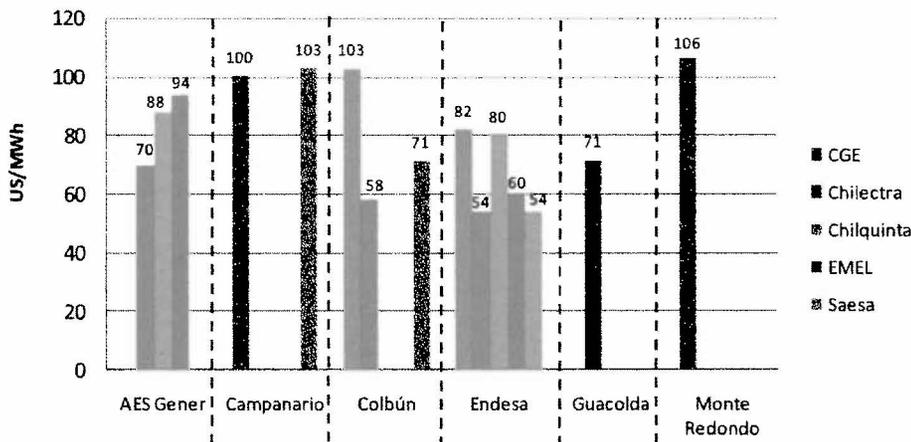


Porcentaje Adjudicado por Generadora
Periodo 2013 -2019



Fuente: CDEC-SIC, KAS

Precios Medios Ponderados de Contrato
Indexados a Abril 2009



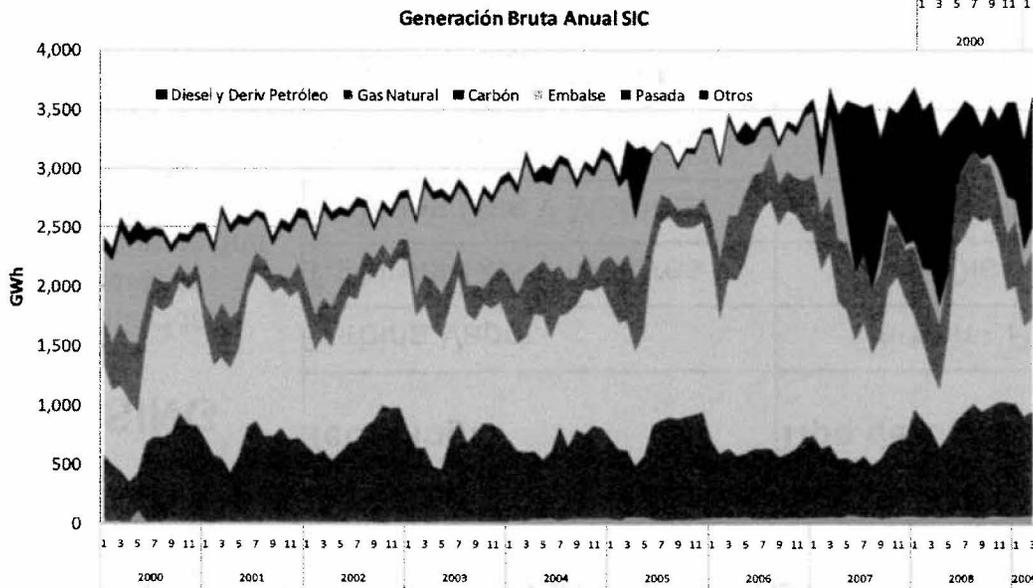
Precios Regulados Bajo Licitaciones

- Fijados por 10 o 15 años según contrato
- Indexados a precios de carbón, gas natural, diesel y CPI

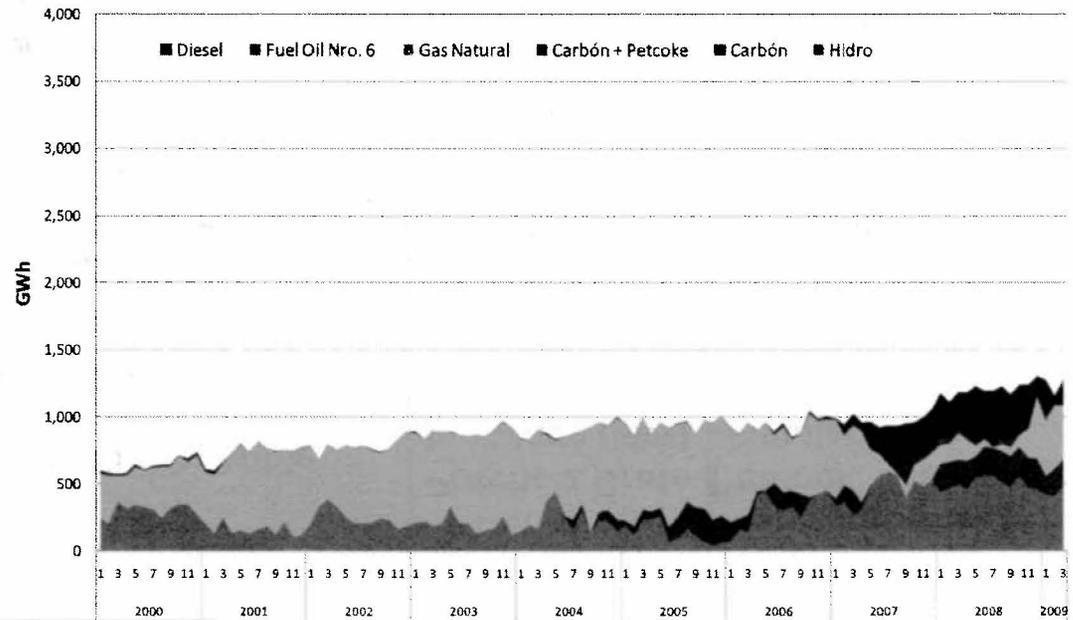
Generación Histórica SIC y SING

Generación en el SIC

- 50-60% hidroeléctrico
- Reemplazo del gas natural por diesel



Generación Bruta Anual SING



Generación en el SING

- 100% térmico
- Reemplazo del gas natural por diesel

Tecnologías y Combustibles de Termoeléctricas 2008

SING

Capacidad Instalada Termoeléctricas: 3.289 MW (99% del total instalado)

Tecnología	Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Turbina Vapor	Carbón - Petcoke	1206	34%
Turbinas Gas y Motores	Diesel	144	4%
Turbinas Gas y Motores	Fuel Oil Nº 6	128	4%
Ciclos Combinados/Abiertos	Gas Natural/Diesel	2.112	59%
Potencia Termoeléctrica		3.589	100%

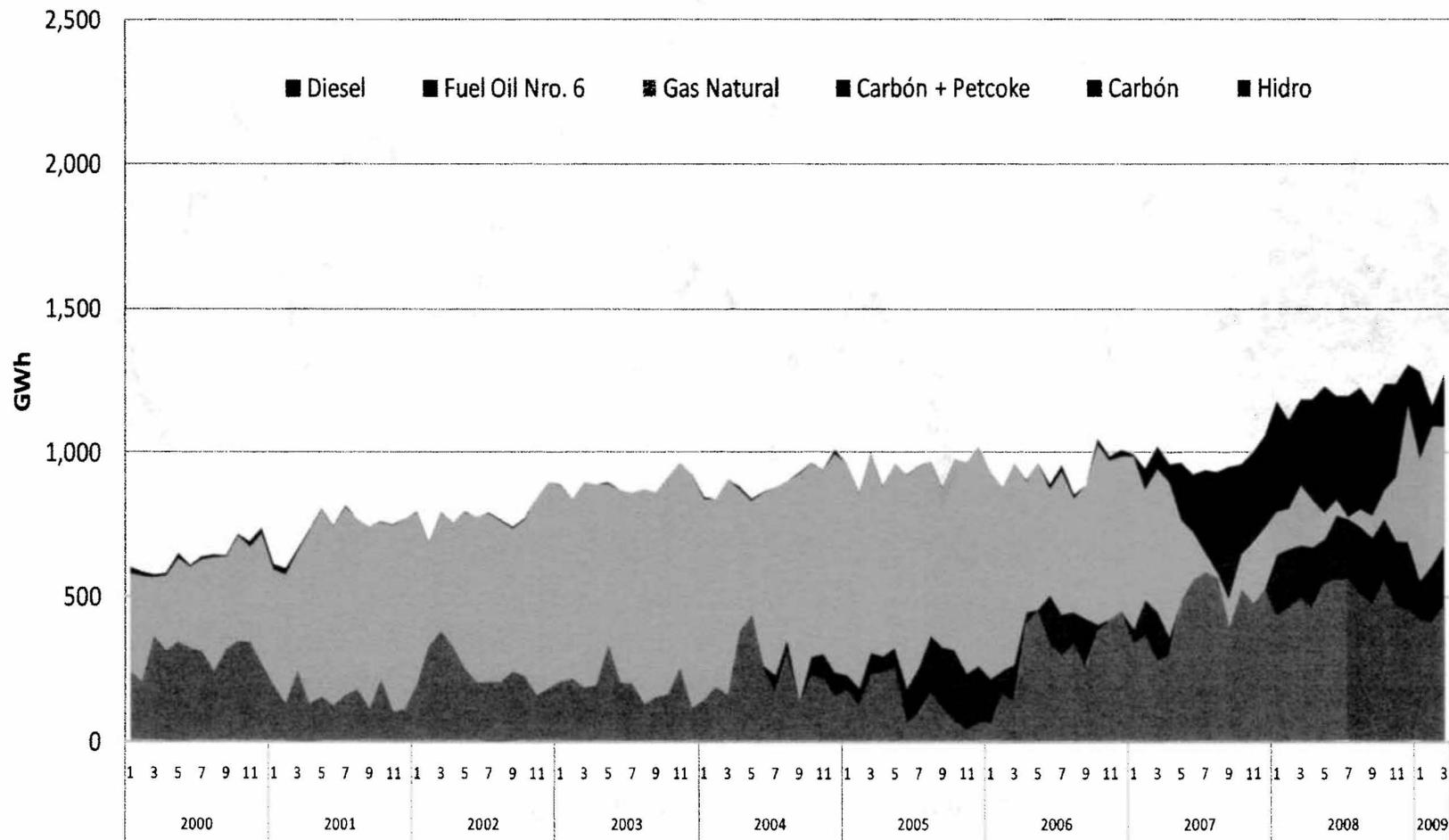
SIC

Capacidad Instalada Termoeléctricas: 4.458 MW (47.5% del total instalado)

Tecnología	Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Turbina Vapor	Licor Negro	42	1%
Turbina Vapor	Carbón	838	19%
Turbina Gas	Diesel	767	17%
Turbina Gas	IFO 180	64	1%
Ciclo Abierto Dual	Gas Natural/Diesel	784	18%
Turbina Vapor	Desechos Forestales	124	3%
Ciclo Combinado Dual	Gas Natural/Diesel	1.763	40%
Motores y Otros	Derivados del Petróleo	75	2%
Potencia Termoeléctrica		4.458	100%

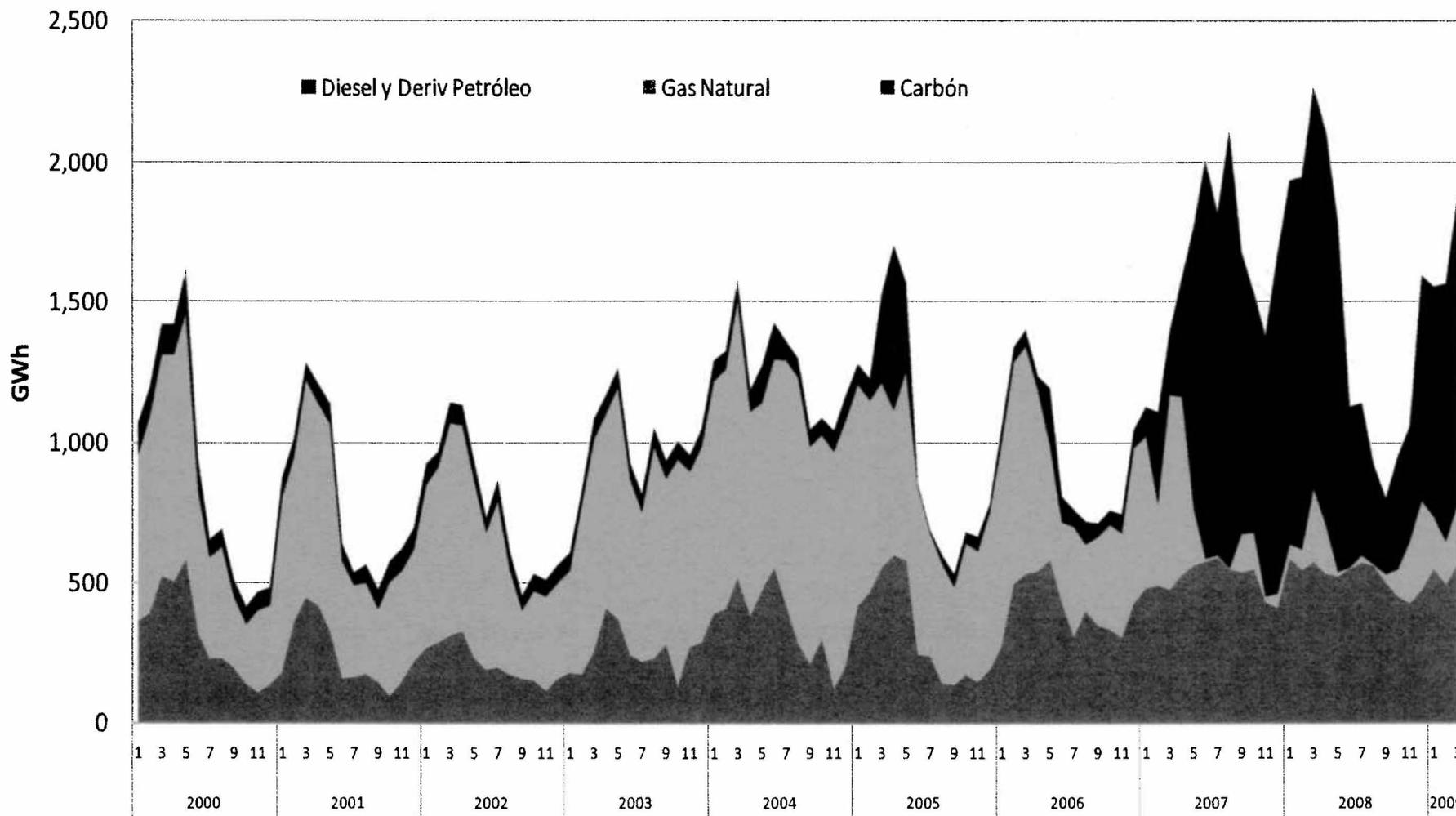
Generación SING

Generación Bruta Anual SING



001977

Generación Térmica Bruta Anual SIC

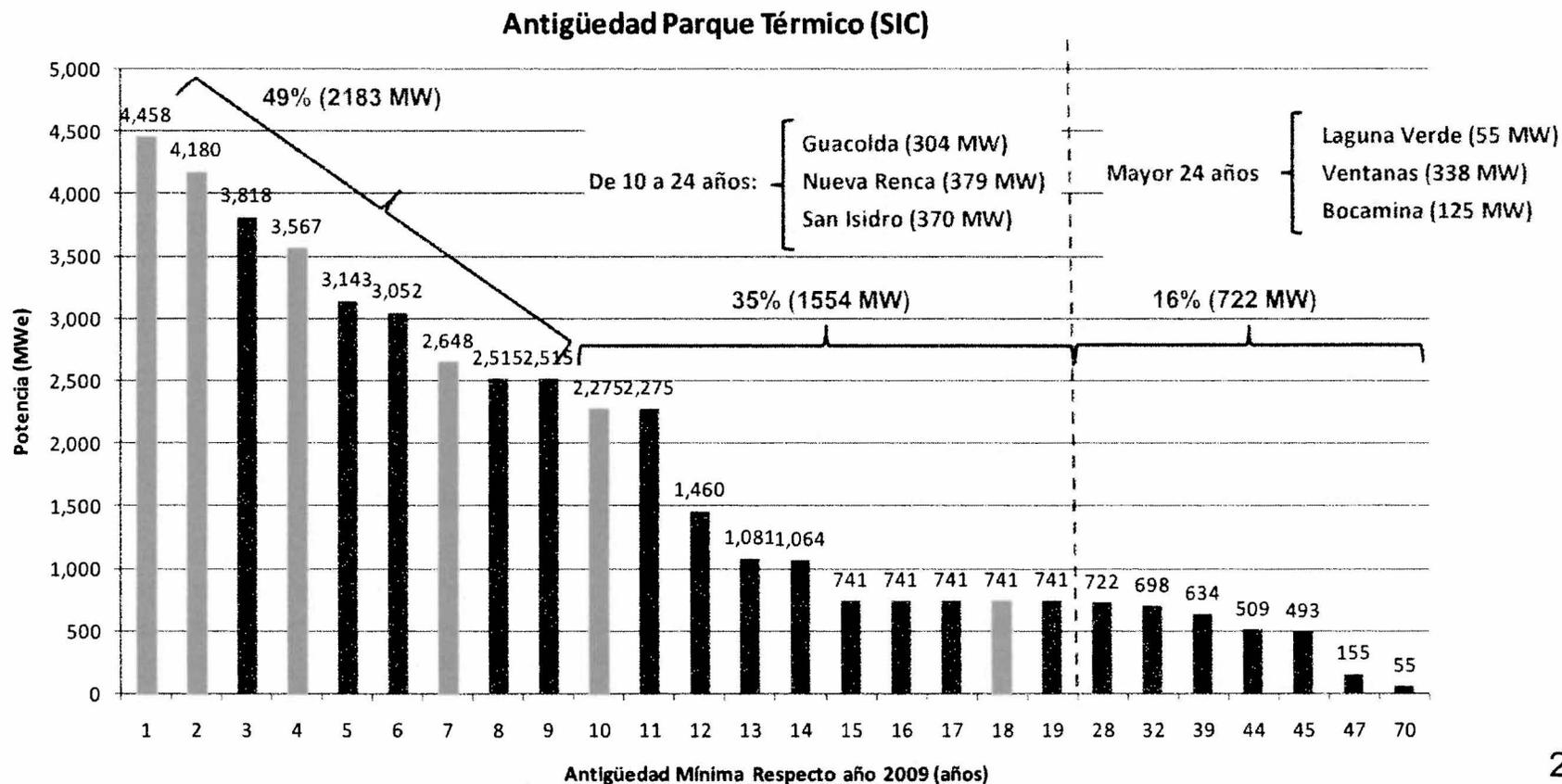


Antigüedad del parque según puesta en servicio SIC

- Mejorar calidad o eficiencia de instalaciones es una decisión privada
- No existen exigencias para reacondicionar centrales
- Norma Técnica de S&CS no establece requisitos de vida útil o de disponibilidad y eficiencia



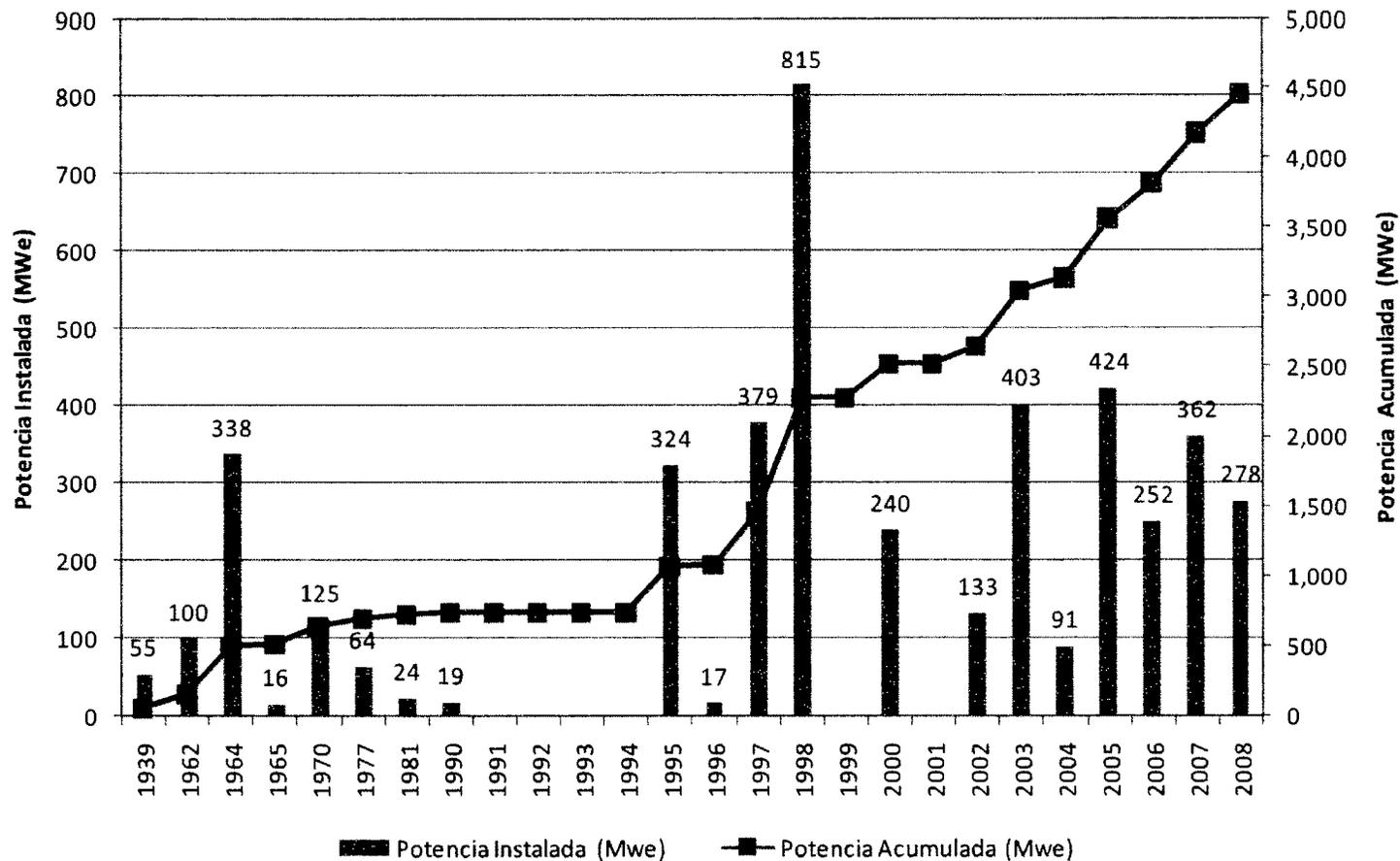
< eficiencia
> emisiones



Termoeléctricas según puesta en servicio SIC

- La decisión de invertir en mejorar cualquier equipo, calidad o eficiencia de las instalaciones de las centrales generadoras, pasa sólo por una evaluación económica privada, o una recomendación propia de las entidades asociadas a la empresa en cuestión

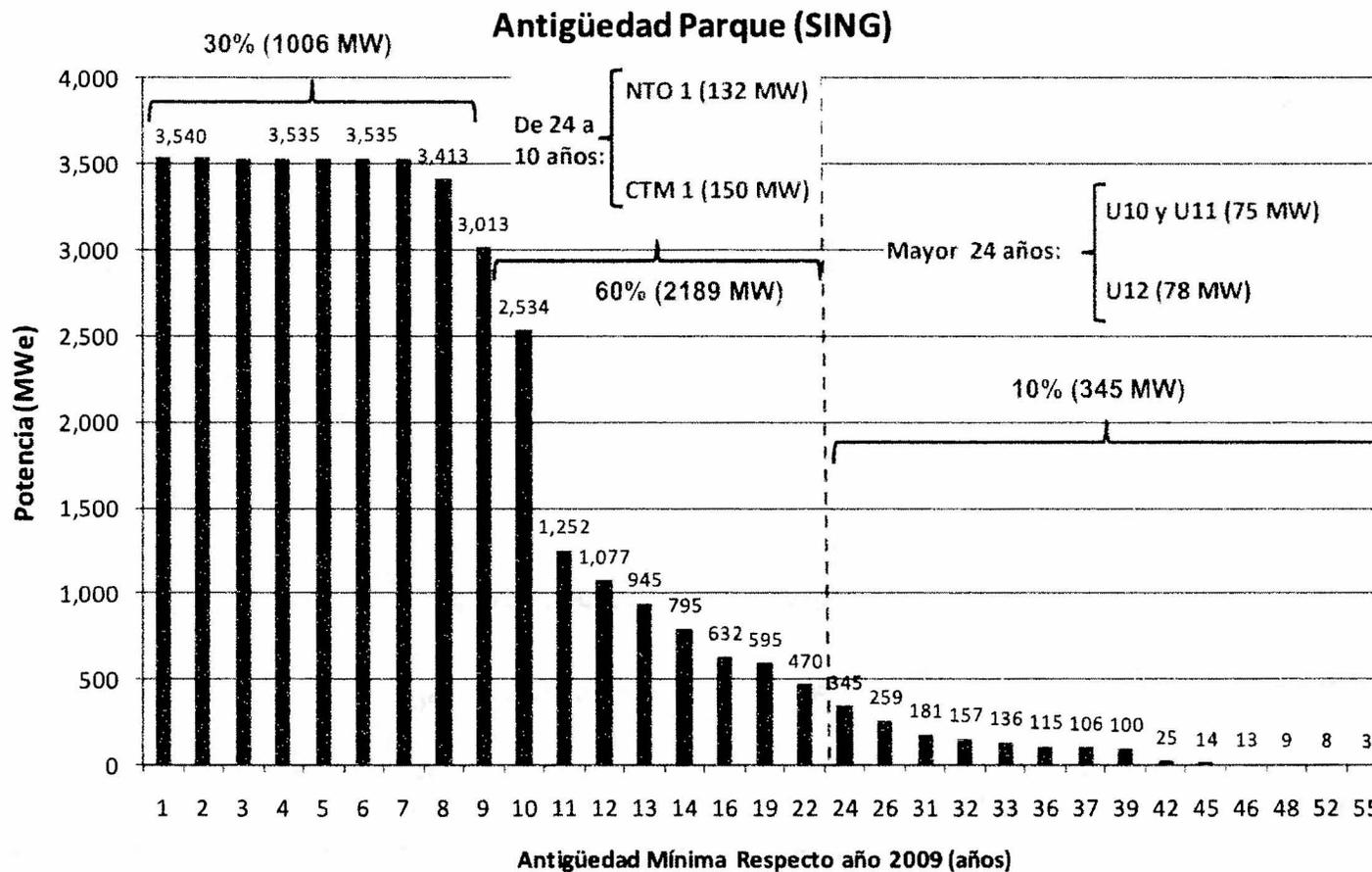
Evolución de la Capacidad Instalada en Chile (SIC)



Antigüedad del parque según puesta en servicio SING **KAS** INGENIERIA

- Pago de potencia firme no considera antigüedad de generadores
- No se incorporan mecanismos para maximizar eficiencia de centrales generadoras en fijaciones tarifarias

➔ < eficiencia
> emisiones

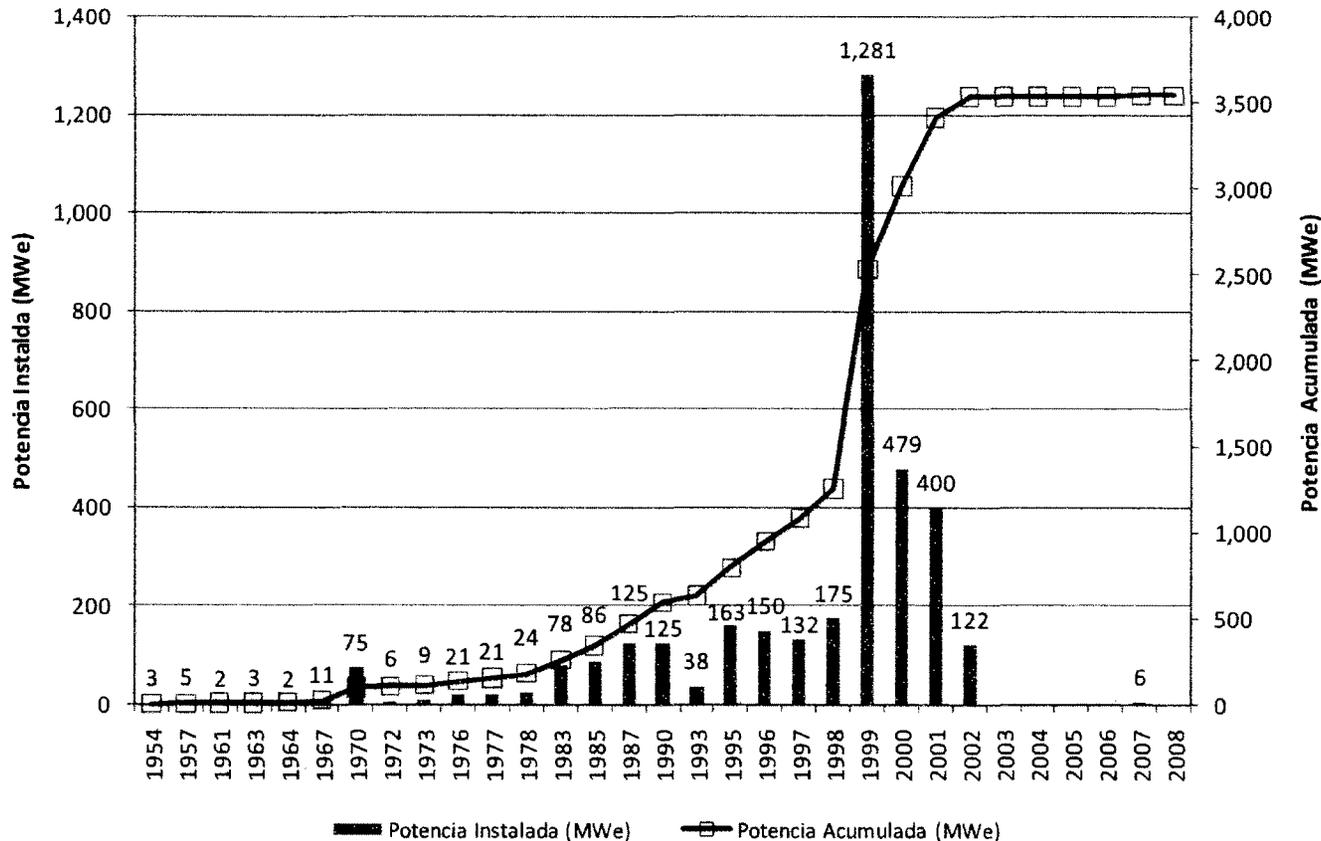


- 50 y 60% del Parque tiene más de 10 años, puede hacer inversiones y alargar vida útil, para calzar con contratos existentes y nuevos contratos

Termoeléctricas según puesta en servicio SING

- La autoridad regulatoria del mercado eléctrico chileno, la Comisión Nacional de Energía (CNE), no utiliza funciones que maximicen la eficiencia de las centrales existentes en la modelación de los costos esperados de los sistemas eléctricos, con los cuales fija la tarifa de precio de nudo a cliente regulado.
- Sin embargo, si definen una vida útil de 24 años para el análisis de las centrales nuevas recomendadas en cada sistema

Evolución de la Capacidad Instalada en Chile (SING)



Plan de Obras CNE Abril 2009 SIC - Térmicas

Térmicas a Carbón:
1.441 MW en construcción

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Propiedad	Estado
Guacolda 03	sep-2009	Guacolda 220	135	GUACOLDA	En Construcción
Nueva Ventanas	ene-2010	Nogales 220	240	AES GENER	En Construcción
Guacolda 04	jun-2010	Guacolda 220	139	GUACOLDA	En Construcción
Santa María (Coronel 1)	oct-2010	Charrúa 220	343	COLBÚN	En Construcción
Bocamina 02	oct-2010	Hualpén 220	342	ENDESA	En Construcción
Campiche	jun-2011	Nogales 220	242	AES GENER	En Construcción
Carbón V Región 01	mar-2013	Nogales 220	200	Plan de Obra	En Estudio
Carbón Maitencillo 01	dic-2015	Maitencillo 220	139	Plan de Obra	En Estudio
Carbón Pan de Azúcar 01	oct-2017	Pan de Azúcar 220	200	Plan de Obra	En Estudio

Llegada del GNL

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Propiedad
San Isidro 02 GNL	jul-2009	San Luis 220	350	ENDESA
San Isidro 02 FA GNL	jul-2009	San Luis 220	19	ENDESA
San Isidro GNL	abr-2010	San Luis 220	350	SAN ISIDRO SA
San Isidro FA GNL	abr-2010	San Luis 220	20	SAN ISIDRO SA
Quintero 01 CA GNL	abr-2010	San Luis 220	240	ENDESA
Taltal 01 GNL	jul-2012	Paposo 220	121.5	ENDESA
Taltal 02 GNL	jul-2012	Paposo 220	123.4	ENDESA
Quintero 01 CC GNL	nov-2013	San Luis 220	350	Plan de Obra
Quintero 01 CC FA GNL	nov-2013	San Luis 220	35	Plan de Obra
Taltal CC GNL	ene-2014	Diego de Almagro 220	360	ENDESA
Nueva Renca GNL	abr-2014	Renca 110	320.1	ESSA
Nueva Renca Int GNL	abr-2014	Renca 110	49.8	ESSA
Candelaria CA 01 GNL	abr-2014	Candelaria 220	125.3	COLBÚN
Nehuenco 01 GNL	abr-2019	San Luis 220	340.051	COLBÚN
Nehuenco 01 FA GNL	abr-2019	San Luis 220	21.393	COLBÚN
Nehuenco 02 GNL	abr-2019	San Luis 220	384.2	COLBÚN
Candelaria CA 02 GNL	abr-2019	Candelaria 220	128.56	COLBÚN

Plan de Obras CNE Abril 2009 SING - Térmicas

Térmicas
a Carbón

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Propiedad	Estado
CT ANDINA	abr-2010	Chacaya 220	150	ELECTROANDINA	En Construcción
HORNITOS	oct-2010	Chacaya 220	150	ELECTROANDINA	En Construcción
ANGAMOS I	mar-2011	Laberinto 220	230	AES GENER	En Construcción
ANGAMOS II	oct-2011	Laberinto 220	230	AES GENER	En Construcción
MEJILLONES I	nov-2015	Chacaya 220	200	En Estudio	En Estudio
TARAPACA I	ene-2017	Tarapaca 220	200	En Estudio	En Estudio
TARAPACA II	dic-2018	Tarapaca 220	200	En Estudio	En Estudio
MEJILLONES II	nov-2019	Chacaya 220	200	En Estudio	En Estudio
TARAPACA III	dic-2020	Tarapaca 220	200	En Estudio	En Estudio

Llegada del
GNL

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Propiedad
U16 GNL	ene-2010	Tocopilla 220	300	ELECTROANDINA
CC1 GNL EG	ene-2010	Central Atacama 220	160	GAS ATACAMA
CTM3 GNL EG	ene-2010	Chacaya 220	160	EDELNOR
CTM3 GNL	jul-2012	Chacaya 220	243.227	EDELNOR
CC1 GNL	jul-2012	Central Atacama 220	300	GAS ATACAMA
CC2 GNL	jul-2012	Central Atacama 220	300	GAS ATACAMA
TG3 GNL	jul-2012	Tocopilla 220	37.2	ELECTROANDINA

Centrales térmicas a carbón: de 1.760 MW del plan de obras, 760 MW en construcción

3. Criterios Diseño Regulatorio

Criterios Normativos / Técnicos / Económicos

- **Prioridad de contaminantes a normar: Protección a la salud y RRNN**
 - MP, SO₂, NO_x, Hg, Ni y V
- **Recomendaciones del Banco Mundial**
 - Tecnología probada y disponible
- **Calidad de los Combustibles utilizados**
 - Contenido de S en el combustible líquido
 - Contenido de cenizas y S del carbón
- **Co-beneficios**
 - Reducir MP → reducir metales (Hg, Ni, V)
 - Reducir SO₂ → reducir MP secundario – SO₄ / Hg, Ni, V
 - Reducir NO_x → reducir MP secundario – NO₃, O₃

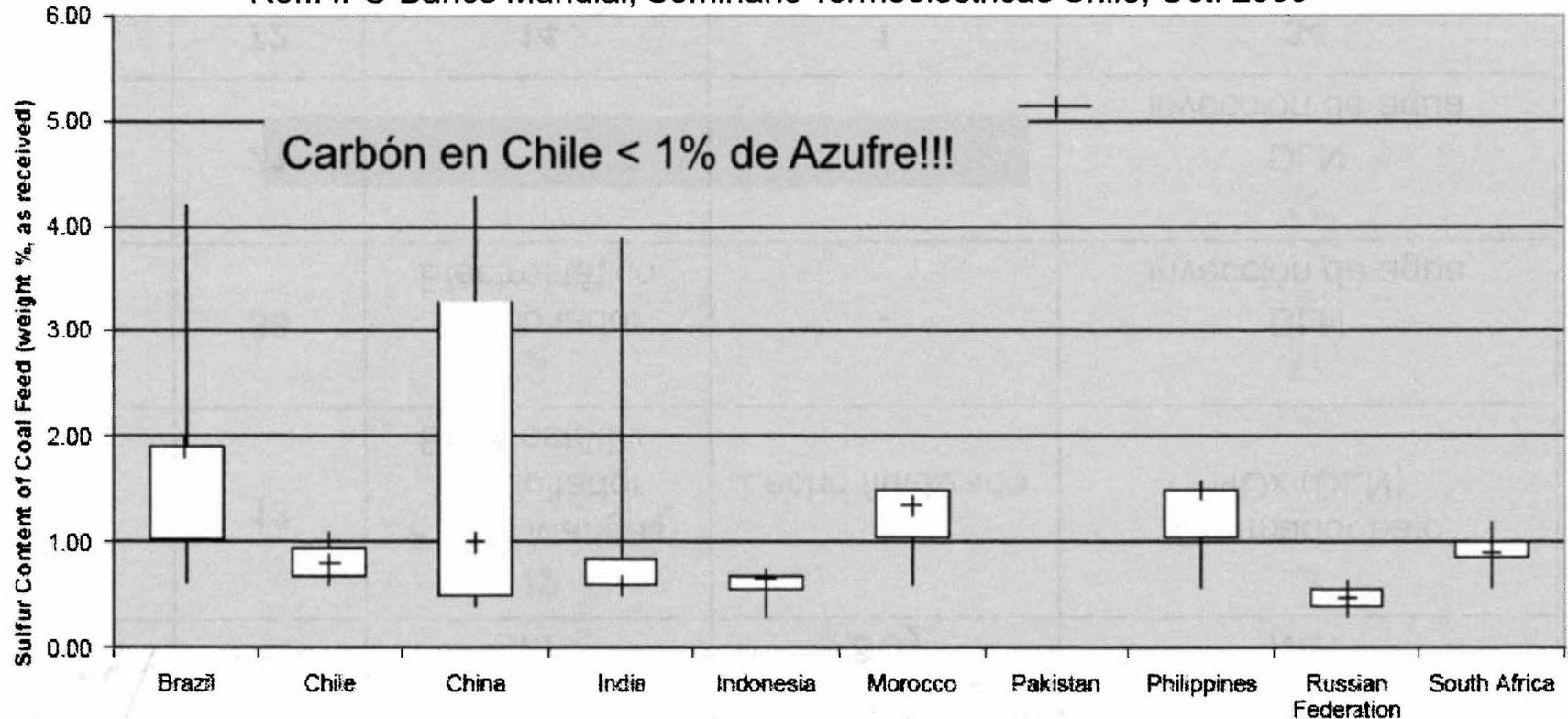
Metodología para la definición de Escenarios



Calidad del Combustible: carbón

**Sulfur Content of Coal Used in Thermal Power Plants
(range, inter quartile range, and median values by country)**

Ref.: IFC-Banco Mundial, Seminario Termoeléctricas Chile, Oct. 2009



Ejemplo: Información reportada por Bocamina (Fuente: RCA 2007)

	AUSTRALIA	COLOMBIA	CANADA	NUEVA ZELANDA	SUDAFRICA
%S	0.5	0.7	0.9	1.25	1.05

Análisis parque existente de Termoeléctricas (2008)

Cuántas incorporan algún Sistema de Control

Al año 2008 --> 32 centrales --> 72 fuentes- -> 25.200 MWt

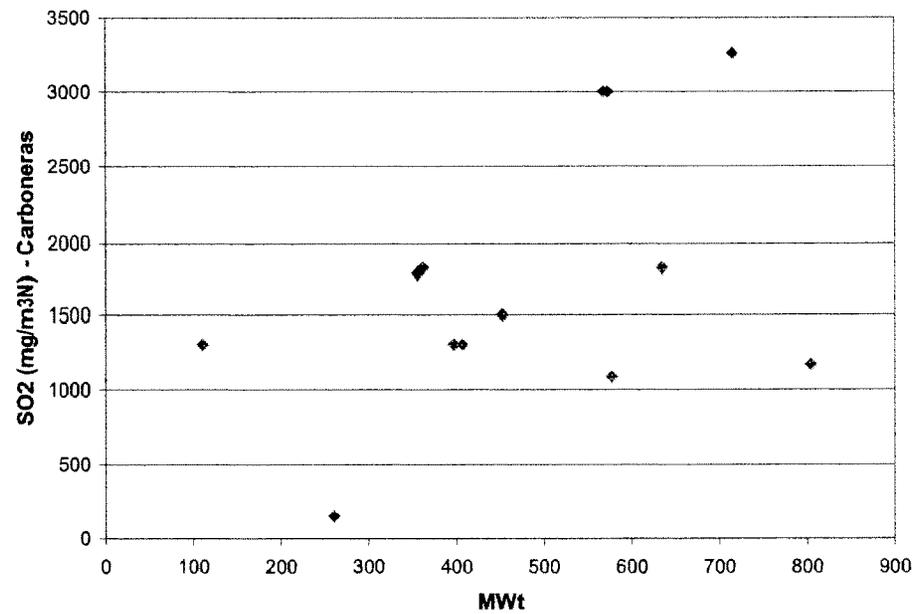
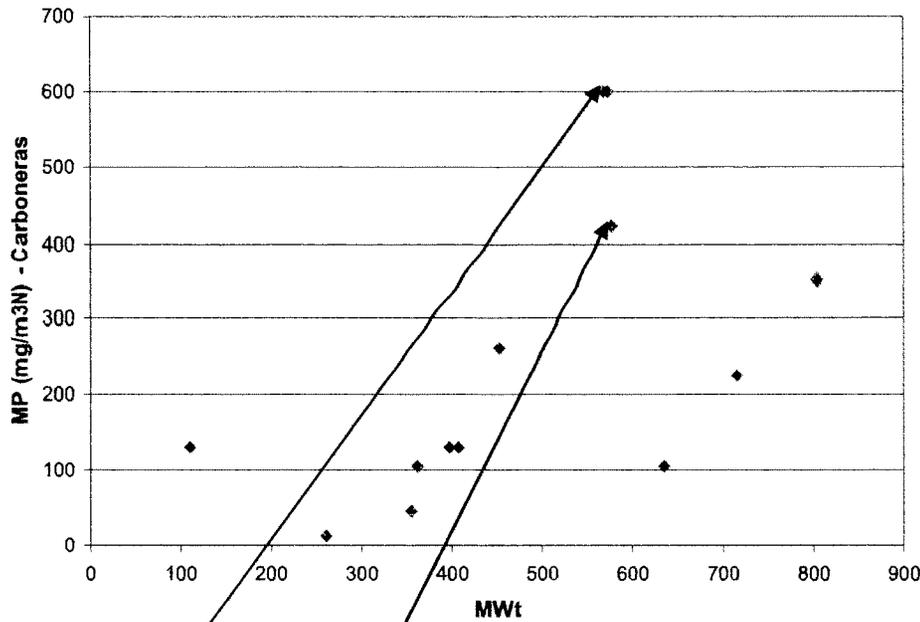
Tipo de Combustible	Nº de Fuentes	Incorpora algún Sistema de Control		
		MP	SO ₂	NOx
Sólido	13	12 Filtros Mangas Precipitador Electrostático	1 Lecho fluidizado	2 Quemador bajo NOx (DLN)
Líquido	38	2 Precipitador Electrostático	-	17 DLN inyección de agua
Gas	21	-	-	15 DLN inyección de agua
TOTAL	72	14	1	34

Estimación de Emisiones (Base 2008)

Contaminante	Emisiones (Ton/año)
MP	15.606
NOx	49.496
SO ₂	108.284
Hg	3,7
Ni	112
V	225

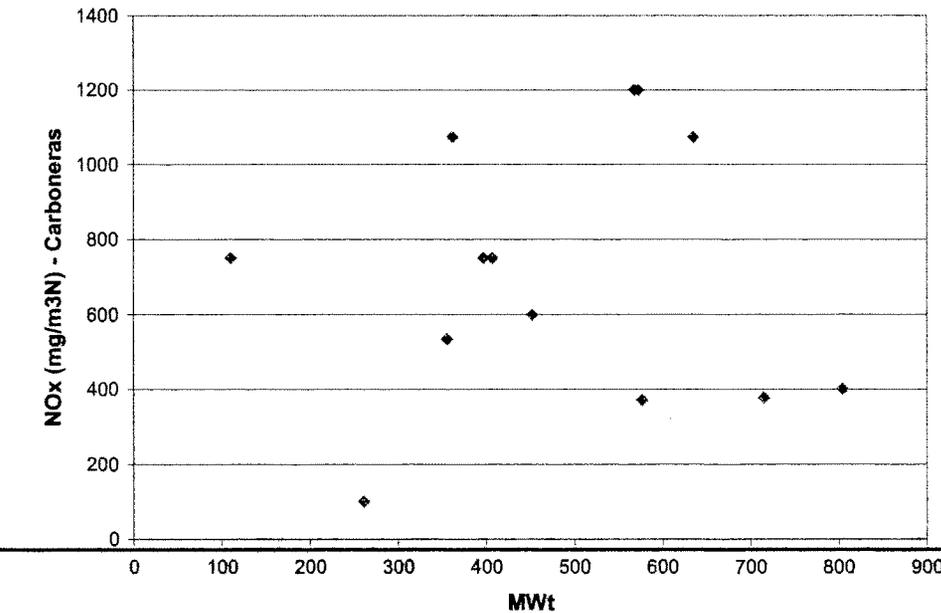
Fuente: Basada en Encuesta realizada al sector a regular en el marco del Estudio.

Análisis parque actual de Termoeléctricas: Carbón



Edelnor
Mejillones

Electroandina
Tocopilla



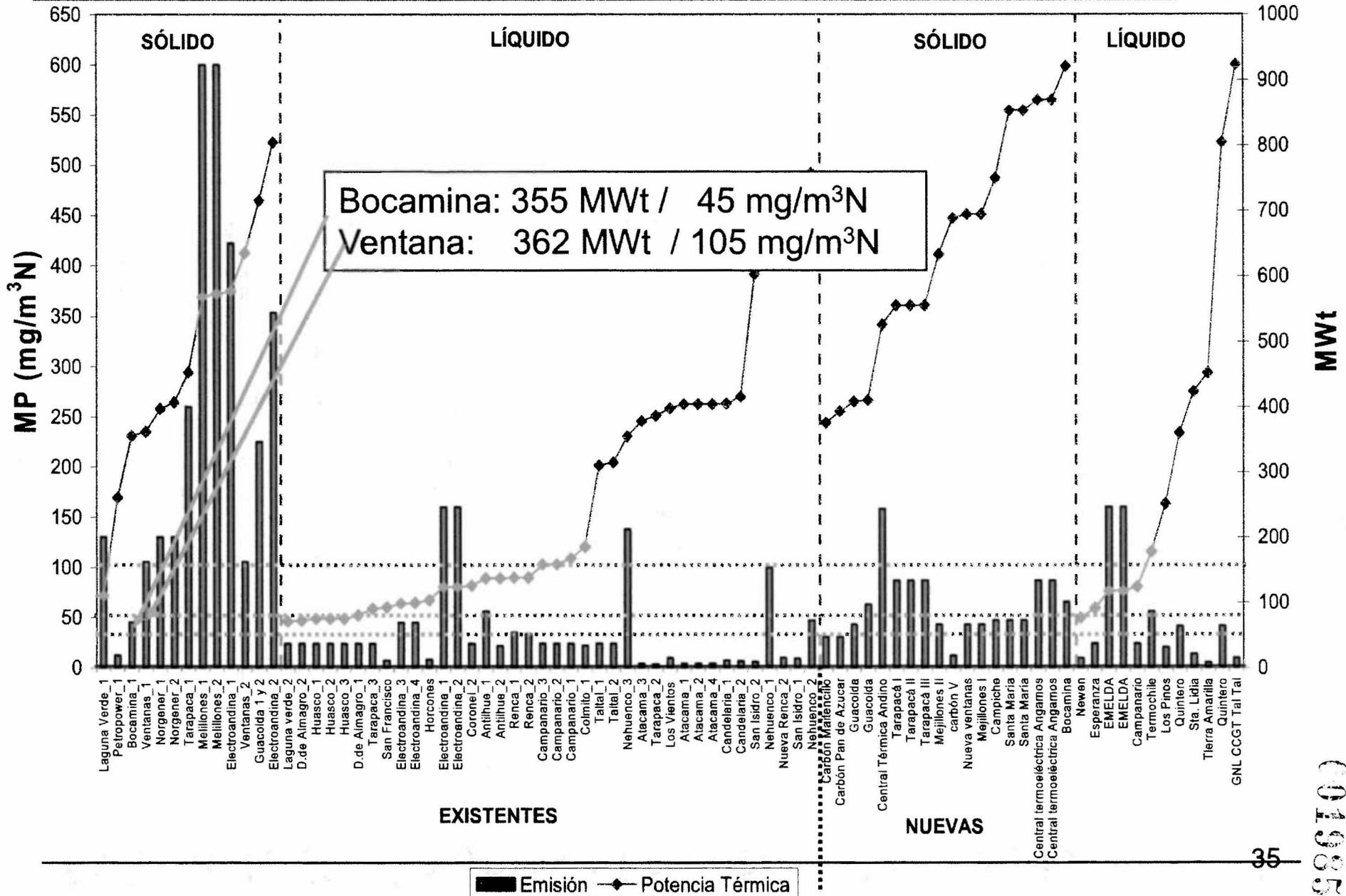
Norma de Emisión Termoeléctricas (mg/m³N) Tres Escenarios a evaluar

Combustible	MP mg/m ³ N			SO ₂ mg/m ³ N			NOx mg/m ³ N		
	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E2	E3
Sólido	100	50	30	900	400	200	600	400	200
Líquido	100	50	30	100	30	10	400	200	120
Gas Natural	-	-	-	-	-	-	100	80	50
Otros gases	-	-	-	400	200	100	100	80	50

Norma de Emisión Termoeléctricas (mg/m³N) Metales

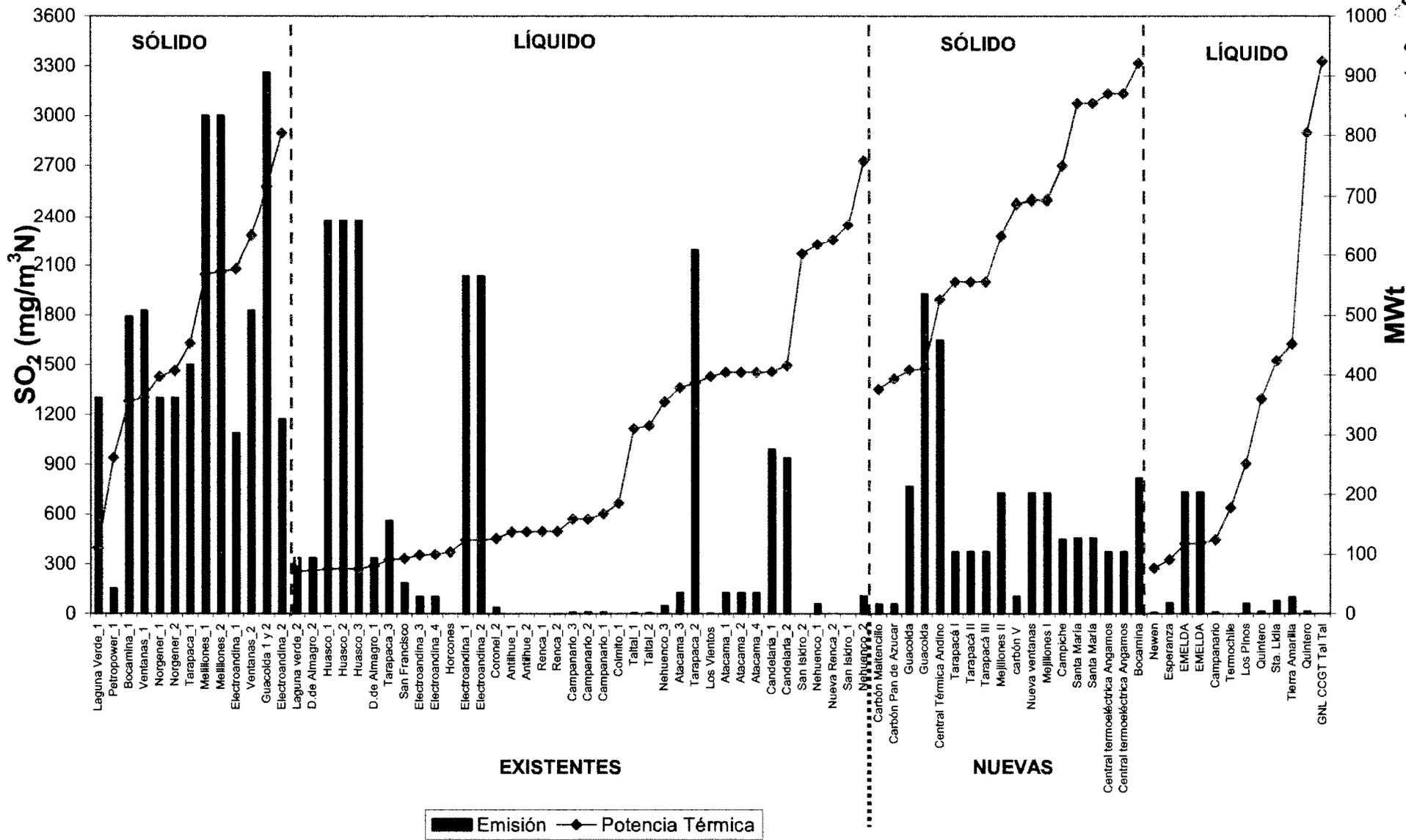
Combustible	Hg mg/m ³ N			Ni mg/m ³ N			V mg/m ³ N		
	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E2	E3
Sólido	0,2	0,1	0,05	1,0	0,5	0,25	2,0	1,0	0,5

Emisión de MP (mg/m³N): Escenarios Regulatorios

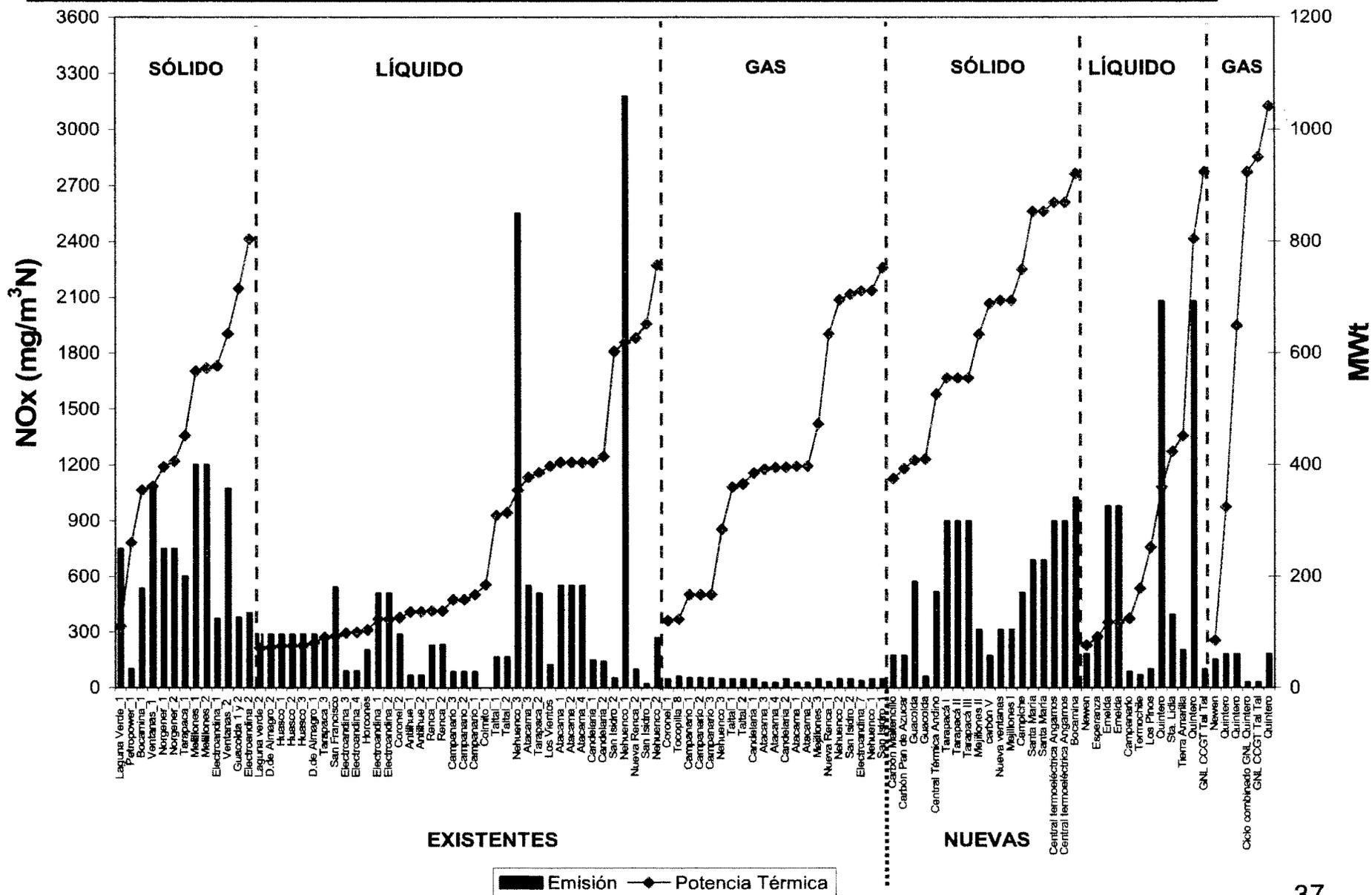


001985

Emisión de SO₂ (mg/m³N): Escenarios Regulatorios



Emisión de NOx (mg/m³N): Escenarios Regulatorios



Tecnología de Control y eficiencia de Remoción

Contaminante	Tecnología de Control	Eficiencia de remoción (%)
MP	<i>ESP</i>	99%
	<i>FF</i>	99,9%
SO₂	<i>DGC agua de mar</i>	97%
	<i>DDGC</i>	94%
	<i>WDGC</i>	98%
NO_x	<i>Quemadores Low-Nox*</i>	55%
	<i>SNCR</i>	50%
	<i>SCR</i>	95%
Hg	<i>ESP o FF</i>	70%
	<i>DGC+ESP o FF</i>	85%
Ni	<i>ESP o FF</i>	79%
	<i>DGC+ESP o FF</i>	97%
V	<i>ESP o FF</i>	85%
	<i>DGC+ESP o FF+SCR</i>	90%

**Co-beneficio
por reducción
de MP - SOX**

(*) Quemadores Low NOX corresponde a tecnología básica

Nº fuentes que NO cumplen Norma de metales con o sin control

Regulación de metales aplica: Carbón y Petcoke

Total: 31 fuentes

- Existentes (2008): 13
- Proyectadas (2020): 18

Escenario	Sin control			Sólo control de MP			Control de MP y SO _x		
	Hg	Ni	V	Hg	Ni	V	Hg	Ni	V
E1	0	28	28	0	0	0	0	0	0
E2	6	31	31	0	10	6	0	0	0
E3	21	31	31	0	23	20	0	0	8

En el anteproyecto norma se recomienda los valores para metales del **Escenario 2**, es decir, con control de MP y SO_x todas cumplen

4. Análisis de Beneficios y Costos

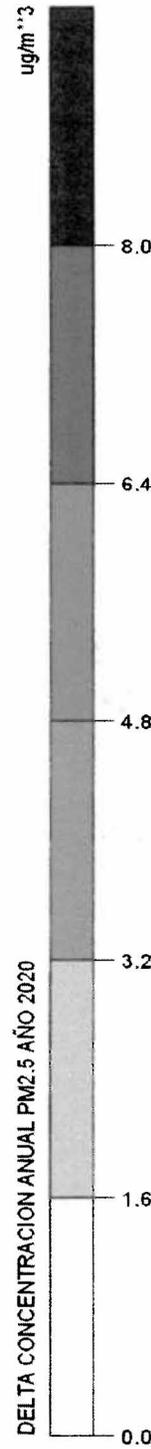
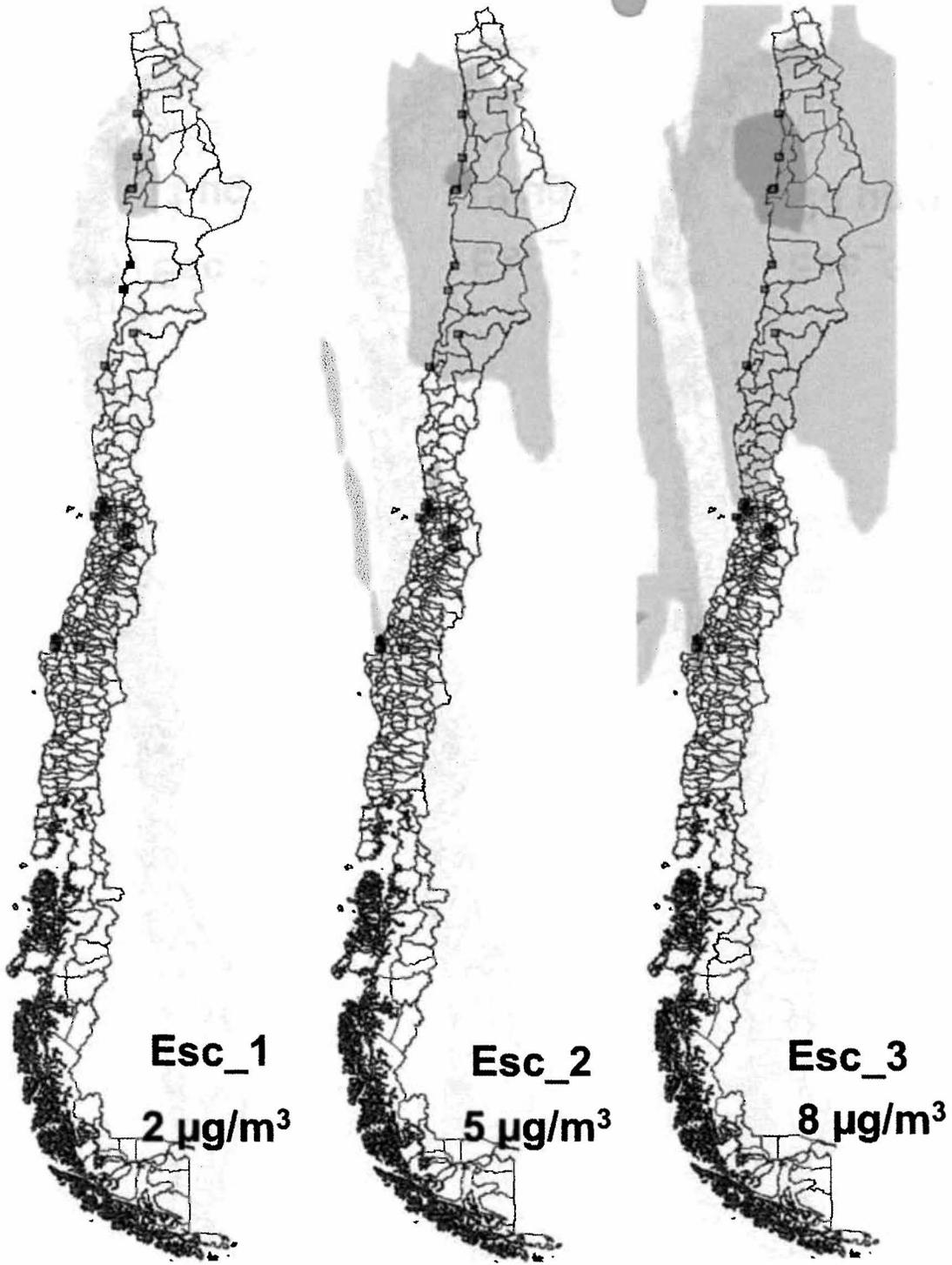
- Metodología USEPA – RIA
- Beneficios directos / indirectos (co-beneficios)
- Comparación caso base proyectado (BAU) con Norma emisión
- Beneficios
 - Cualitativos
 - Cuantificados pero no valorizados monetariamente
 - Cuantificables y valorizables
- Cortes temporales: 2014 y 2020

Beneficios: Reducción de Emisiones (ton/año)

	EMISIONES ton/año 2014					
ESCENARIOS	MP	NO_x	SO₂	Hg	Ni	V
SIN NORMA	17.833	66.086	133.253	5,9	179,7	359,3
Escenario 1	7.805	50.223	69.913	5,9	95,5	182,9
Escenario 2	4.794	36.632	36.496	5,6	45,7	91,5
Escenario 3	2.971	19.692	18.553	4,2	22,9	45,7

	EMISIONES ton/año 2020					
ESCENARIOS	MP	NO_x	SO₂	Hg	Ni	V
SIN NORMA	18.264	79.742	142.891	7,8	234,3	468,5
Escenario 1	9.171	61.365	87.526	7,8	123,3	246,5
Escenario 2	6.042	47.417	48.069	7,5	62,1	124,3
Escenario 3	3.901	26.592	24.785	5,6	31,1	62,1

- **Sistema CALMET/CALPUFF** – Aprobado por USEPA
- Terreno complejo – Interfase Tierra-agua
- Utilizado en evaluación de normas para termoeléctricas en USA y China
- Estima contaminantes primarios y secundarios
- **Input:** Topografía digital / Uso de suelo / Meteorología de superficie y altura / Emisiones
- **Output:** Concentraciones y Depositación de MP10, SO₂, NO_x, MP2.5

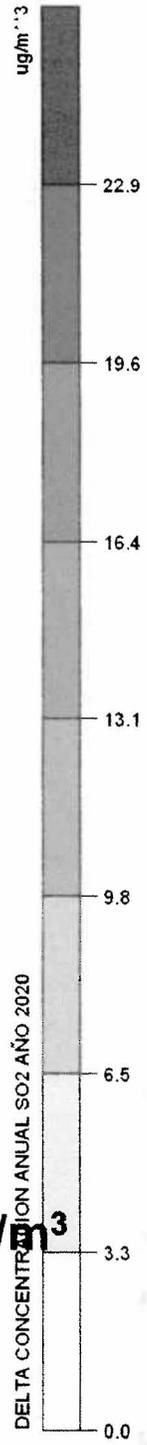
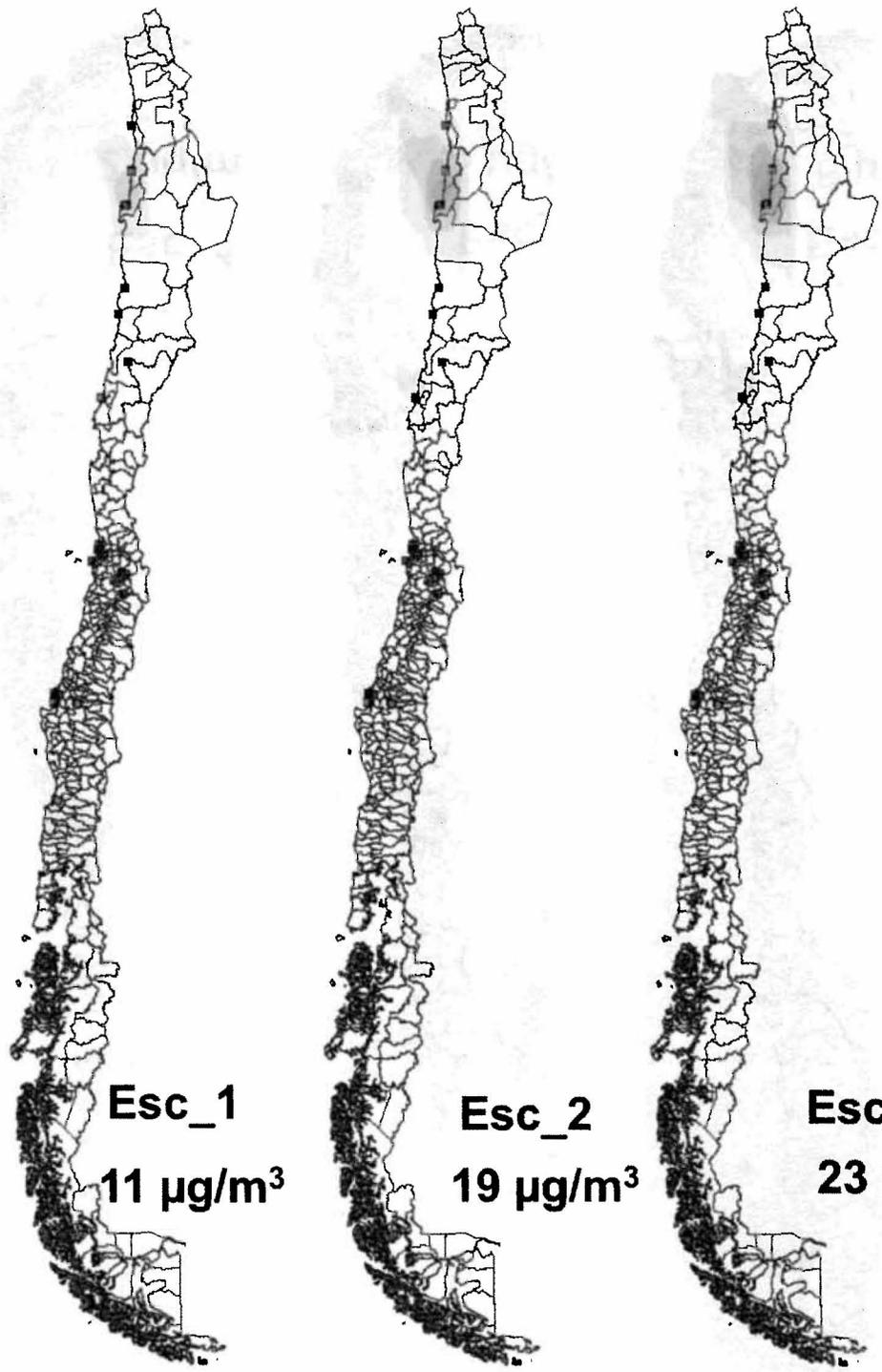


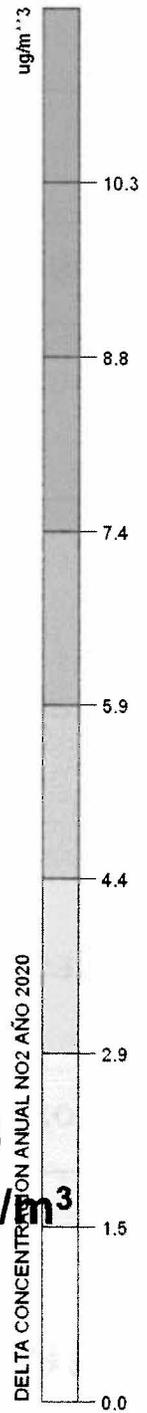
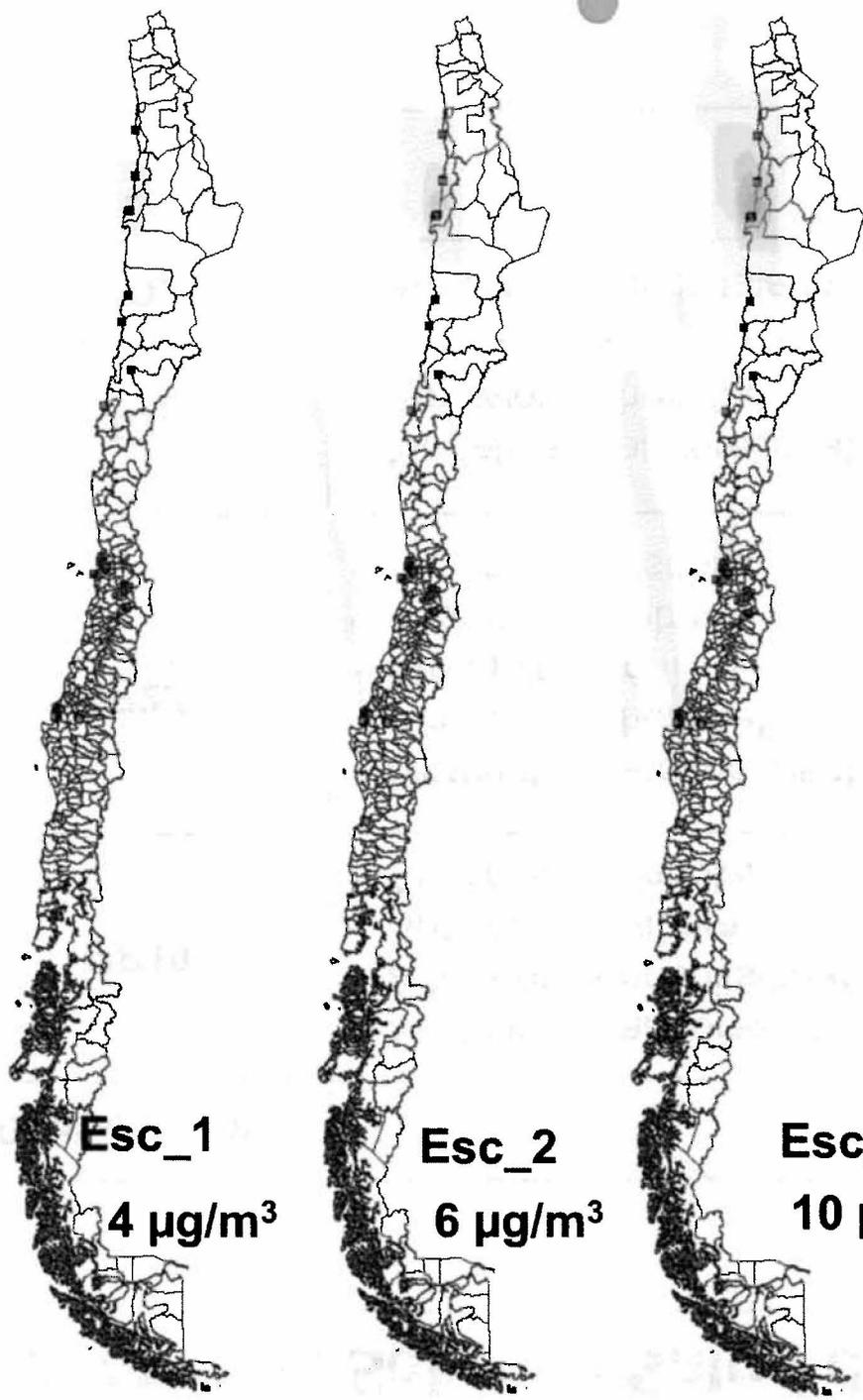
Diferencia de
concentraciones
de MP2.5

BASE - ESCENARIOS

01389 VTA

Diferencia de Concentraciones (Caso Base - [SO₂]) según Escenario: E1, E2, E3





Diferencia (de concentraciones
Caso Base – [NOx])
según Escenario: E1, E2, E3

Beneficios: Sobre la Salud de las personas

Contaminante	Efecto evaluado
MP10	<ul style="list-style-type: none">• Mortalidad cardiorespiratoria• Admisiones hospitalarias por causas cardiovasculares y respiratorias• Ausentismo laboral• Ausentismo escolar
MP2.5 (SO ₄ +NO ₃)	<ul style="list-style-type: none">• Mortalidad cardiorespiratoria• Admisiones hospitalarias por causas cardiovasculares y respiratorias• Bronquitis crónicas• Ausentismo laboral• Ausentismo escolar
SO ₂	<ul style="list-style-type: none">• Mortalidad cardiorespiratoria• Admisiones hospitalarias por causas cardiovasculares y respiratorias
NO ₂	<ul style="list-style-type: none">• Admisiones hospitalarias por causas cardiovasculares y respiratorias

➤ Estimación del número de casos evitados

$$\Delta E_{\delta} = \sum_{i=1}^{N_c} E_{o_{\delta}} \cdot (e^{\{\beta_{\delta} \cdot \Delta C\}} - 1) \cdot Pop_i$$

ΔE_{δ} : Número de Efectos tipo δ evitados, debido a la Norma de emisión

N_c : Número de celdas del área de estudio

β_{δ} : Coeficiente de Concentración-Respuesta para el efecto δ

E_o : *Tasa de admisión hospitalaria por enfermedad δ*

ΔC : *Delta Concentración (Base – Norma) obtenido con Modelo de
Dispersión Atmosférico Calpuff*

Pop_i : *Población en celda i obtenido del INE*

Beneficios: Casos evitados

Mortalidad evitada/año

Contaminante	2014			2020		
	E1	E2	E3	E1	E2	E3
MP	135	227	328	106	202	282

Morbilidad admisiones hospitalarias evitadas/año

Contaminante	2014			2020		
	E1	E2	E3	E1	E2	E3
MP	428	772	1124	442	742	1046
MP2.5	5267	8894	12861	4237	8055	11290
NOx	331	474	644	148	275	442
SO2	205	365	469	206	388	505

Escenario	2014			2020		
	E1	E2	E3	E1	E2	E3
Mill US\$	110 - 221	186 - 372	268 - 538	123 - 246	234 - 469	327 - 657

➤ Reducciones máximas en las Concentraciones de SO₂ - 2014

Zona	Tipo de Suelo	Área (Há)	Concentración Evitada SO ₂		
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Norte	Pradera	9942816	11,2	15,3	17,7
	Bosque	41660	1,6	2,5	2,9
	Agrícola	244242	3,4	5,3	6,1
Central	Pradera	3768328	2,4	4,3	5,4
	Bosque	3305976	2,4	4,3	5,4
	Agrícola	1985876	2,3	4,2	5,4
Sur	Pradera	2472461	0,04	0,1	0,2
	Bosque	5085389	0,04	0,1	0,2
	Agrícola	972178	0,04	0,1	0,2
Austral	Pradera	3160888	0,0001	0,0005	0,0008
	Bosque	7111991	0,0001	0,0021	0,0035
	Agrícola	3395	0,0005	0,0017	0,0028

➤ Reducciones en la Depositación de partículas (primarias+secundarias)

Zona	Tipo de Suelo	Área (Ha)	Depositación Evitada (Ton/año)		
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Norte	Pradera	9942816	238	350	425
	Bosque	41660	1	2	2
	Agrícola	244242	5	8	10
Central	Pradera	3768328	64	122	174
	Bosque	3305976	93	255	401
	Agrícola	1985876	31	70	105
Sur	Pradera	2472461	4	10	16
	Bosque	5085389	9	23	37
	Agrícola	972178	5	13	20
Austral	Pradera	3160888	0	0	0
	Bosque	7111991	1	2	3
	Agrícola	3395	0	0	0
TOTAL		38095198	451	855	1193

- Principales parámetros del dimensionamiento:
 - potencia térmica
 - tipo combustible
 - flujo volumétrico
 - concentración de contaminante
 - eficiencia de remoción requerida

- **Reacondicionamiento** de equipos en centrales existentes

- Costos de insumos, mano de obra, instalación de equipos, entre otros adaptados al caso chileno

- **Análisis de Variables Críticas:** espacio físico en centrales existentes (layouts)

Tecnologías de Control

- Material Particulado: Filtro de Mangas o Precipitadores Electroestáticos
- NOx: Reducción No Catalítica Selectiva (NSCR) y Reducción Catalítica Selectiva (SCR), también se incluye tecnología básica con quemadores Low Nox
- SO₂: Desulfurización (DGC) Húmeda, Semiseco y Agua de Mar

Costos Variables de Abatimiento

- Los Costos Variables No Combustibles, impactan en despacho económico de los sistemas
- Resultados para el SING y SIC de costos marginales esperados, costos de operación, valorización de retiros de energía

Costos de Inversión y Fijos de Operación

- Cuantificación de costos de inversión en términos de necesidades para alcanzar escenarios regulatorios
- Identificar soluciones para cada central generadora, definición de curvas de abatimiento por central

Despacho Económico de Largo Plazo

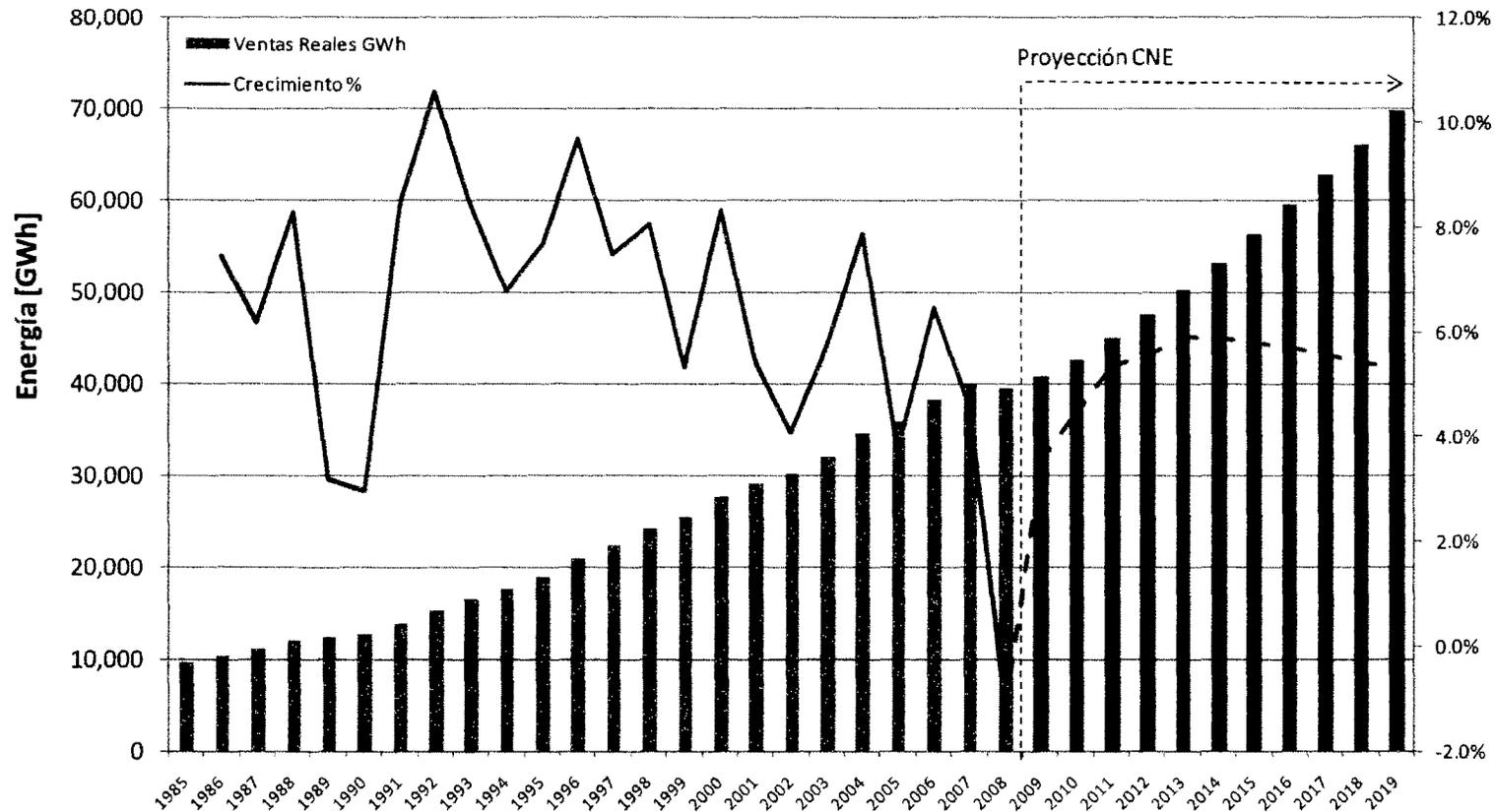
- Modelo Ose2000
- Representación del SIC y del SING
 - Oferta existente y plan de obras
 - Proyección de demanda por barra
 - Sistemas de transmisión
 - Gestión óptima de embalses
 - Precios de combustibles
- Bases de datos utilizada: Fijación de Precios de Nudo de abril 2009 CNE para el SIC y SING

Simulación del Sistema Eléctrico

Modelo de Despacho Hidrotérmico Multinodal y Multiembalse Ose2000

- Representación del SIC y del SING
- Simulación directa de bases de datos utilizados por la CNE en Fijación de Precios de Nudo

**Evolución Demanda de Energía Eléctrica 1985 - 2008 y
Proyección CNE 2009 - 2019**

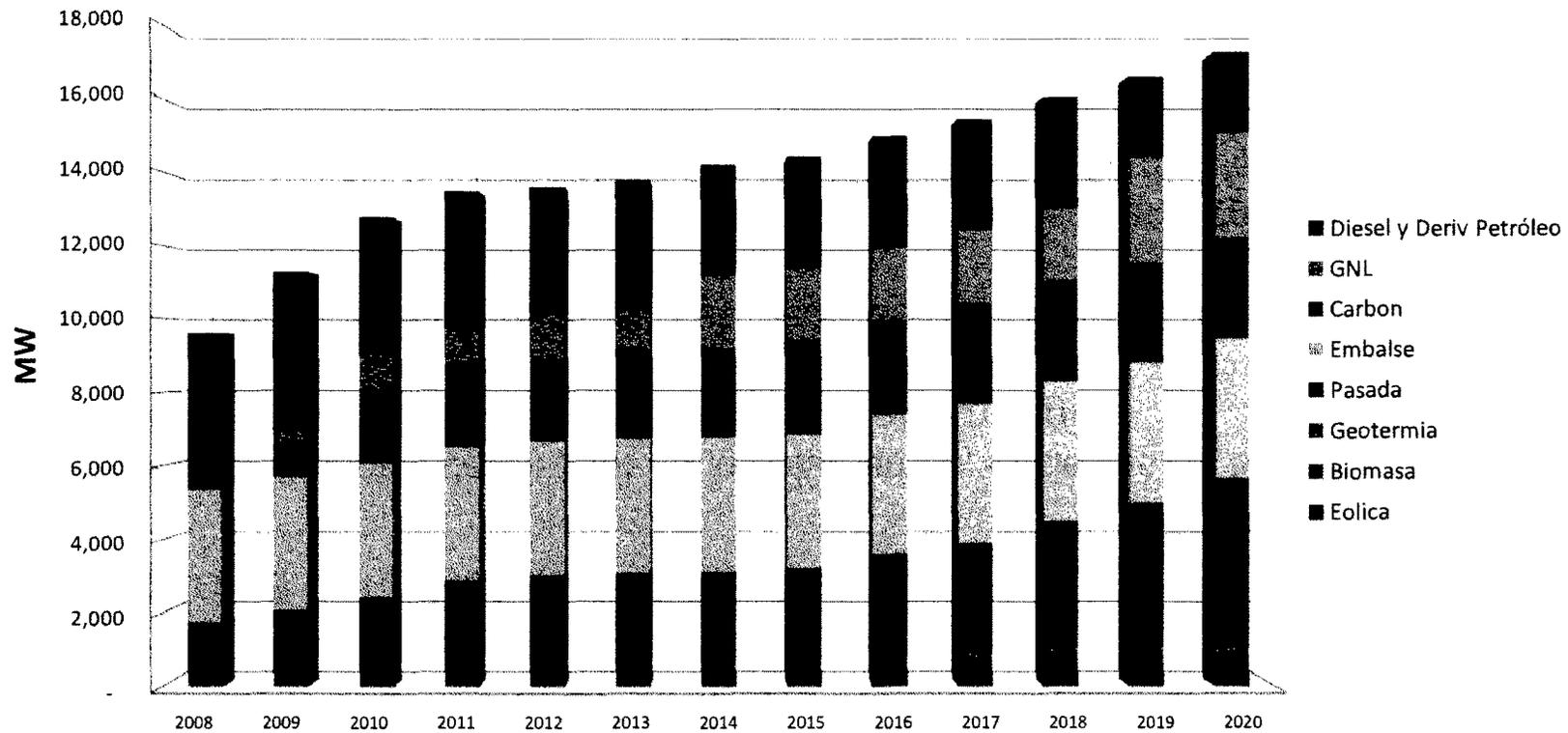


Simulación del Sistema Eléctrico

Bases de Modelación CNE abril 2009

- Plan de Obras CNE de abril 2009
- Previsión de demanda eléctrica desagregada
- Oferta actual y futura de generación
- Proyección de precios de combustibles

Evolución Parque Generación SIC - CNE Abril 2009



Metodología para Material Particulado:

- Principales Variables de Diseño: Flujo volumétrico, eficiencia de abatimiento, emisiones de contaminante, tipo de combustible/tecnología
- Tecnologías utilizadas: Precipitadores Electrostáticos y Filtros de Mangas
- Alternativas para aumentar eficiencia de equipos existentes: aumentar n^o de campos (Precipitadores Electrostáticos), cambiar mangas (Filtros de Mangas)
- Consideraciones de Costos Variables No combustibles: Electricidad, Aire Comprimido (Filtro de mangas), depósito de cenizas
- Consideraciones de Costos Fijos: Operación y Mantenimiento, Reemplazo de Mangas (Filtro de mangas).

Metodología para Óxidos Nitrosos:

- Principales Variables de Diseño: Flujo volumétrico, eficiencia de abatimiento, potencia térmica, emisiones del contaminante, tipo de combustible/tecnología
- Tecnologías utilizadas: Low Nox y SNCR solo para calderas, SCR para toda tecnología
- Alternativas para aumentar eficiencia de equipos existentes: Equipo de abatimiento adicional
- Consideraciones de Costos Variables No combustibles: Electricidad, consumo de reactivo (urea o amoníaco)
- Consideraciones de Costos Fijos: Operación y Mantenimiento, Reemplazo de Catalizador(SCR)

Metodología para Dióxido de Azufre:

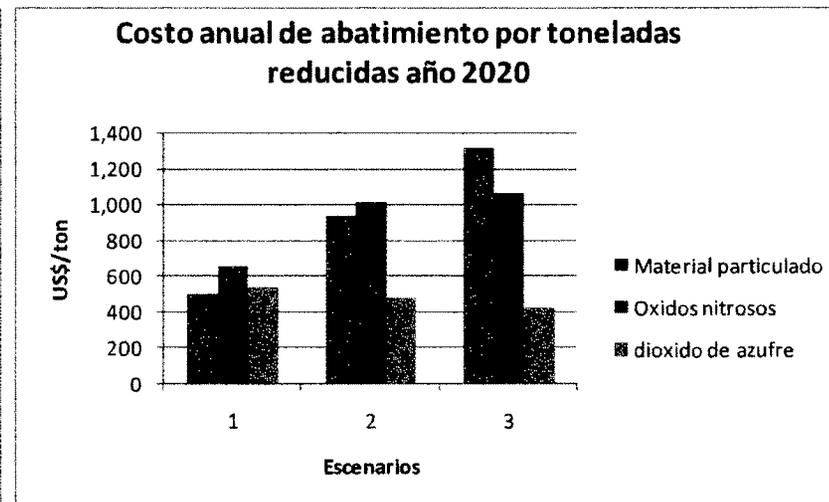
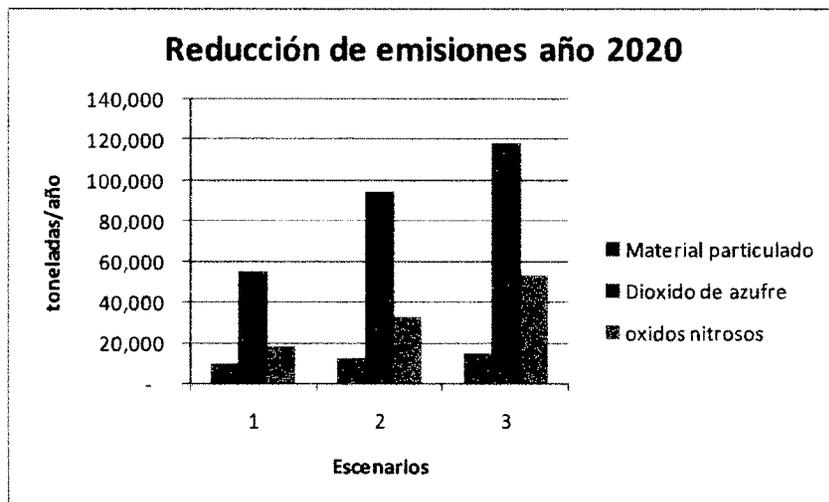
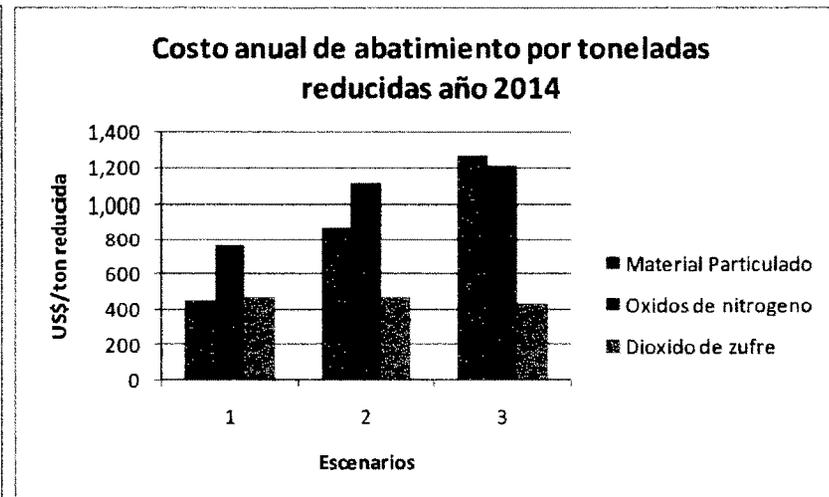
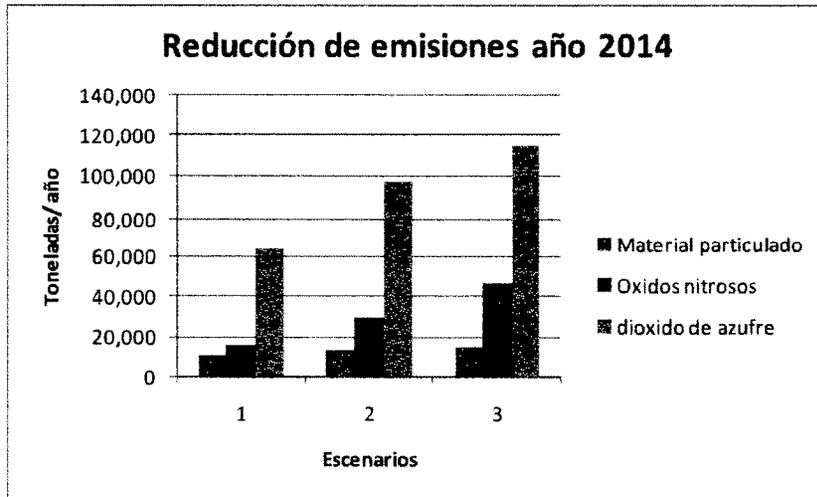
- Principales Variables de Diseño: Flujo volumétrico, eficiencia de abatimiento, potencia térmica, porcentaje de azufre en combustible, tipo de combustible/tecnología
- Tecnologías utilizadas: Desulfurizadores de Agua de Mar, Húmedo y Seco
- Alternativas para aumentar eficiencia de equipos existentes: Aumento de costos operacionales, cambio de equipo por tecnología más eficiente
- Consideraciones de Costos Variables No combustibles: Electricidad, consumo de reactivo (Húmedo y Seco), subproductos (Húmedo y Seco)
- Consideraciones de Costos Fijos: Operación y Mantenimiento

Resultado de Costos de Equipos

- Para existentes se considera un tren de inversiones de acuerdo a la programación de mantenimiento mayor contenido en las Bases CNE de Abril 2009
- Se consideran anualidades sobre las inversiones (6%, 24 años) en Millones de US\$

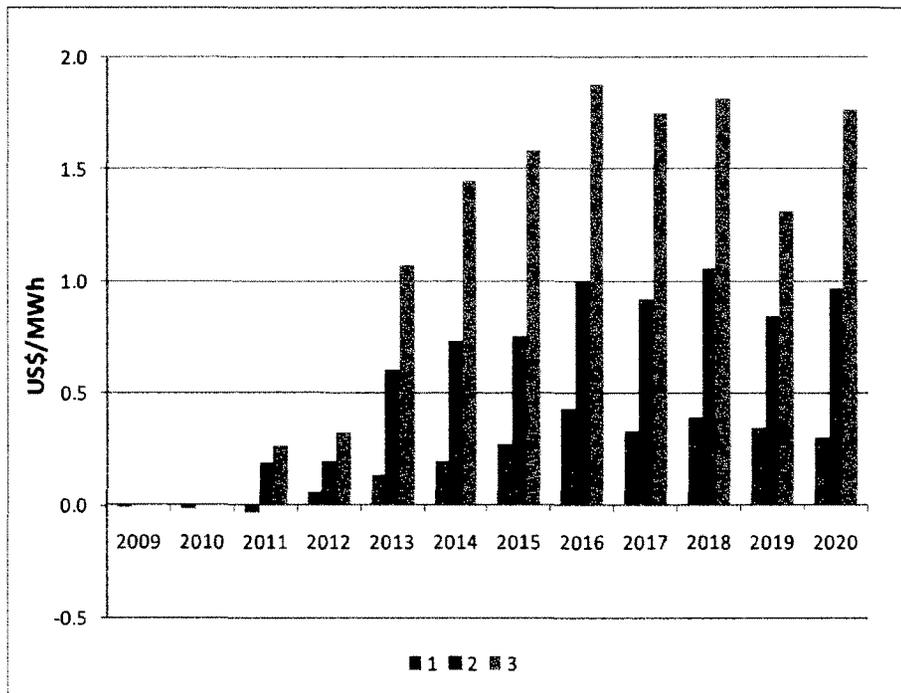
Costo Fijo	Escenario	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión	1	0	0	9	31	31	31	31	31	31	31
	2	0	0	19	61	61	61	61	61	61	61
	3	1	1	30	84	84	84	85	85	85	85
Costo Fijo	1	0	0	4	15	15	15	15	15	15	15
	2	0	0	7	28	28	28	28	28	28	28
	3	1	1	13	40	40	40	40	40	40	40
Total	1	0	0	13	46	46	46	46	46	46	46
	2	1	1	26	89	89	89	89	89	89	89
	3	2	2	43	124	124	124	124	124	125	125

Costo por Tonelada Reducida de Contaminante

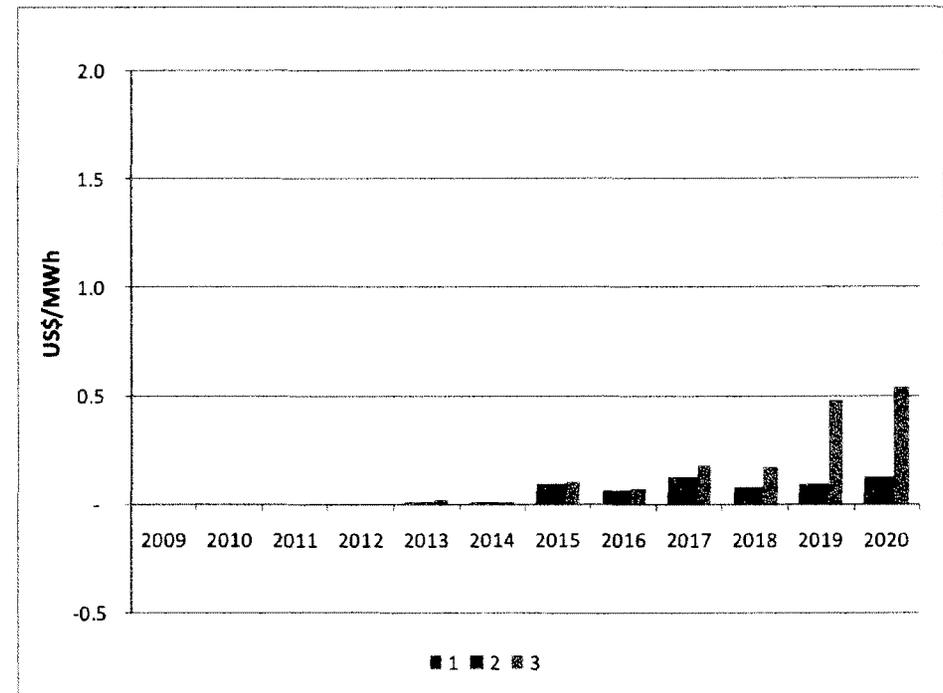


Resultado de Costos Marginales Esperados

El principal indicador económico del mercado eléctrico es el costo marginal del sistema, esto debido a que representa el precio de compra/venta de energía del mercado spot



SIC



SING

Resultado de Costos de Operación del Sistema

- Los costos de operación del sistema corresponden a los costos de producción de cada uno de los sistemas eléctricos (SIC y SING) y son resultado de la operación de las centrales térmicas.
- Un aumento o disminución en los costos variables de las centrales térmicas causa un impacto directo en los costos de operación del sistema.

Escenario	Costo de Operación (MMUS\$)			Diferencial Costo (MMUS\$)			% Aumento Costo c/respecto Escenario Base		
	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total
Base	10,253	8,687	18,940	-	-	-			
1	10,279	8,713	18,992	26	26	52	0.3%	0.3%	0.3%
2	10,353	8,737	19,091	101	50	151	1.0%	0.6%	0.8%
3	10,452	8,823	19,275	199	136	335	1.9%	1.6%	1.8%

Resultado de Costos Totales Anualizados

Costos Sociales

- Función de costos = (Inversión + Costo Fijo Operación) + diferencial de costos de operación y falla de cada Sistema Eléctrico
- Valores anuales en Millones de US\$

Costo Fijo	Escenario	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Inversión	1	0	0	9	31	31	31	31	31	31	31
	2	0	0	19	61	61	61	61	61	61	61
	3	1	1	30	84	84	84	85	85	85	85
Costo Fijo	1	0	0	4	15	15	15	15	15	15	15
	2	0	0	7	28	28	28	28	28	28	28
	3	1	1	13	40	40	40	40	40	40	40
Costo Operación SIC y SING	1	0	1	6	11	11	12	10	10	9	14
	2	4	5	18	28	30	33	29	32	31	35
	3	9	13	39	64	68	68	67	69	68	80
Total	1	0	1	19	57	57	58	56	56	55	60
	2	5	6	44	117	119	122	118	121	120	124
	3	11	15	82	188	192	192	191	193	193	205

5. Evaluación Económica

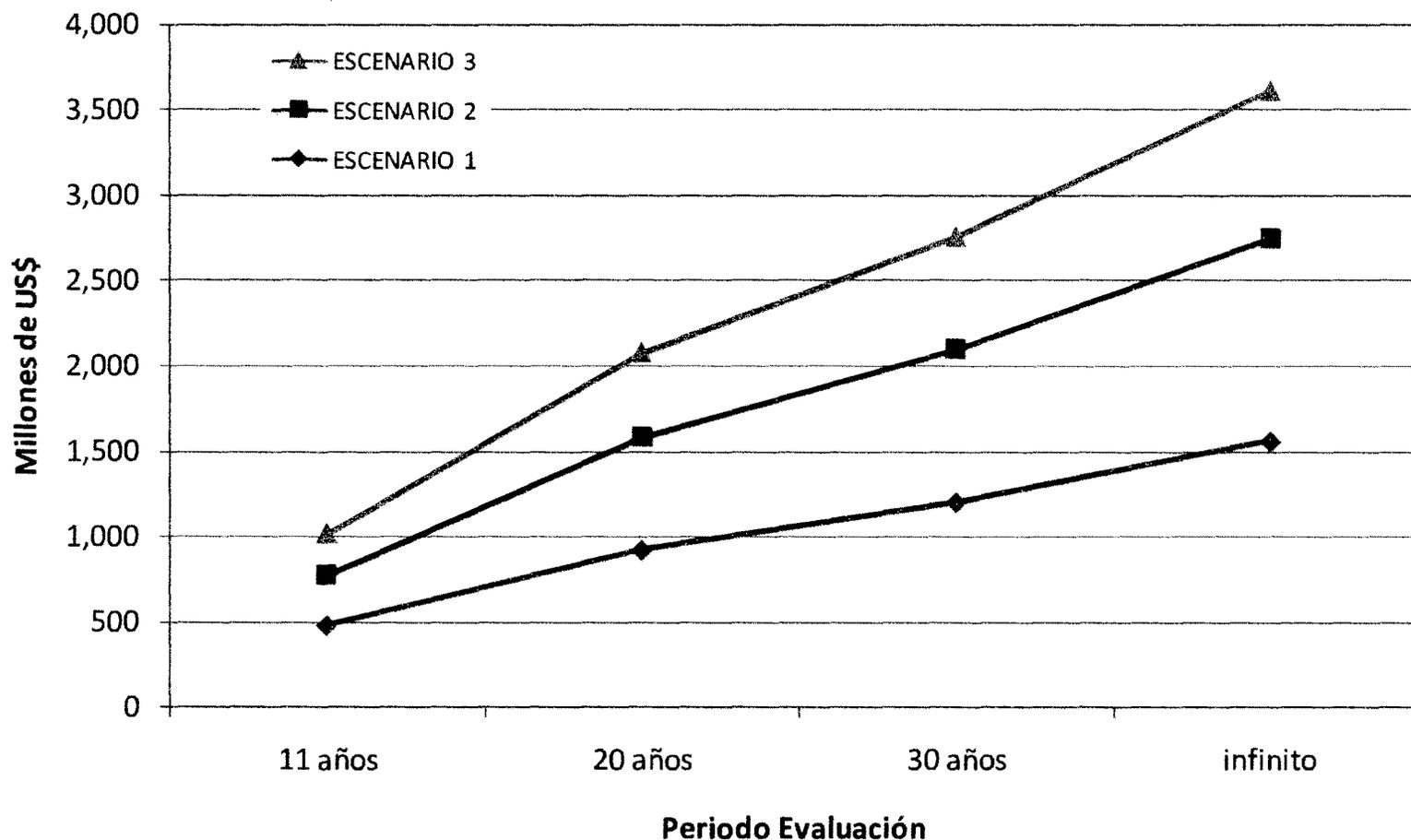
- Se considera 24 años de vida útil para equipos de abatimiento
- Tasa social de 6% anual. Período: 20 años

Resultados en Valor Presente a enero 2010, Millones de US\$

Costo y Beneficio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Beneficio salud	1.477	2.713	3.816
Costo Inversión y Fijos	429	798	1,035
Costo Sistema Eléctrico	127	335	707
Costo Total	555	1,134	1,741
Valor Actual Neto	922	1.579	2.075

Comparación según periodo de evaluación

Valor Actual Neto (6% anual) Para distintos periodos de Evaluación



El año 2020, parque generador se congela, no existen nuevas fuentes de emisiones, VAN se incrementa significativamente en el tiempo.

6. Análisis de Gradualismo para el parque Existente

➤ **Diferenciación entre nuevas y existentes**

- RCA no es un hito sostenible
- Puesta en servicio (Reglamento DS N°327 de 1997)

➤ **Gradualidad**

- SEIA: 6-12 meses (proyecto de mejoramiento)
- Decisión de compra: 6 meses
- Desde orden de compra, conexión y puesta en marcha: 18-24 meses
- Máximo: 3.5 años

➤ **Construcción del o los Equipos de Control**

- En forma simultanea a la operación de la Central
- Es factible la instalación de varios equipos de control
- 12 térmicas a carbón cuentan con equipo de control MP

➤ **Rol de los CDEC en la entrada de equipos centrales existentes**

- Supervisa en forma eficiente cada uno de los programas de mantenimiento
- Reprograma mantenimientos ante eventos que pueden condicionar la suficiencia o seguridad de abastecimiento del sistema

Recomendación de Plazo: 3 años

7. Recomendación de escenarios para el anteproyecto:

- Termoeléctricas nuevas deben cumplir con el escenario 3.
- Termoeléctricas existentes deben cumplir escenario 3 al 2020 y cumplir escenario 2 al 2014, salvo para el caso del SO₂ que deben cumplir inmediatamente el escenario 3.
- En el caso de metales, fuentes existentes y nuevas deben cumplir con el escenario 2.

Escenarios evaluados Norma de Emisión Termoeléctricas (mg/m³N)

Combustible	MP			SO ₂			NO _x		
	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E2	E3
Sólido	100	50	30	900	400	200	600	400	200
Líquido	100	50	30	100	30	10	400	200	120
Gas Natural	-	-	-	-	-	-	100	80	50
Otros gases	-	-	-	400	200	100	100	80	50

Combustible	Hg			N _i			V		
	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E2	E3
Sólido	0,2	0,1	0,05	1,0	0,5	0,25	2,0	1,0	0,5

8. Conclusiones:

Contar con una norma de emisión para termoeléctricas

- Al año 2020, se generarán reducciones significativas de emisiones de gases, material particulado y metales a la atmósfera. En 14.000 ton/año de MP, 53.000 ton/año de NOX y de 118.000 ton/año de SO₂.
- Se espera una reducción de 282 muertes por año al contar con la norma de emisión para termoeléctricas. Esto implica un beneficio (o costo evitado) de 656 millones de dólares al año.
- Se evitará que se depositen aproximadamente 640 ton/año de MP sobre áreas agrícolas, plantaciones, bosques, praderas y renovales en Chile.
- Se estima que se producirá una reducción aproximada de 222 mg/año de Hg depositado en cuerpos de agua dulce.

8. Conclusiones:

Contar con una norma de emisión para termoeléctricas

- En el caso de equipos de abatimiento para MP, no es en todos los casos necesario invertir en nuevos equipos, debido a que las centrales que utilizan combustible sólido ya cuentan con estos equipos (de 13 fuentes existentes, 12 declaran que cuentan con un equipo de control), y por lo tanto, solo se debe utilizar correctamente esos equipos o realizar las mantenciones correspondientes o reacondicionar dichos equipos de control.
- En el caso de equipos de abatimiento de NO_x, el parque existente debe invertir en tecnología básica como quemadores Low-NO_x al 2014; y al 2020 en tecnología de control desnitrificadora.
- Para equipos de abatimiento de SO₂, no aumenta significativamente la inversión, ya que las tecnologías usadas son altamente eficientes (sobre 90% de remoción).
- No se incurre en costos de inversión para tecnología de control para remover metales, pues se asume el cobeneficio (beneficio indirecto), logrado a través de la remoción de MP y SO_x.

8. Conclusiones:

Contar con una norma de emisión para termoeléctricas

- El efecto que provocaría la norma de emisión en las tarifas reguladas en cada sistema eléctrico, esta condicionada a los nuevos procesos de licitación de suministro para las concesionarias de distribución eléctrica, los cuales se deberían iniciar desde el año 2018 en adelante (es decir no tiene efecto hasta ese año). En efecto, las tarifas eléctricas reguladas en los próximos 10 años dependen de los precios alcanzados en los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006 a 2009, además dichos precios están indexados a variables de precios de combustibles (gas natural, diesel y carbón) e índices de precios de Estados Unidos (CPI).
- Por otra parte, se considera que los procesos de licitaciones llevados a cabo, internalizan el concepto de costo de control de abatimiento, esto debido a su cuantificación en los costos de inversión de las centrales térmicas de desarrollo utilizadas en los planes de obra de la CNE desde la fijación de precios de nudo de Octubre del año 2004 y teniendo en cuenta la definición del precio techo de las licitaciones por parte de la autoridad regulatoria.

8. Conclusiones:

Contar con una norma de emisión para termoeléctricas

- Es importante señalar que la aplicación de la norma de emisión en cualquiera de los escenarios analizados, no implica riesgo alguno en la seguridad de los sistemas eléctricos interconectados.
- Lo anterior se debe a que, la instalación de los equipos de abatimiento se debe realizar de forma que exista una coordinación con los programas de mantenimiento de las centrales termoeléctricas. En este sentido, es rol de cada CDEC–SIC y CDEC–SING, supervisar en forma eficiente cada uno de los programas de mantenimiento que permitirán instalar los equipos de control dentro del periodo exigido en la norma. En este sentido, ante eventos que puedan condicionar la suficiencia o seguridad de abastecimiento del sistema, cada CDEC tiene como obligación reprogramar de forma eficiente los mantenimientos asegurando el mínimo costo para el sistema eléctrico respectivo.

8. Conclusiones:

Contar con una norma de emisión para termoeléctricas

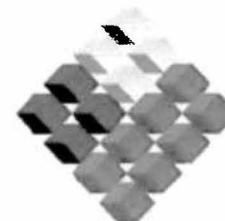
El escenario tres entrega el mayor valor actual neto (VAN), el que asciende a US\$2.075 millones de dólares en la evaluación usando un horizonte de 20 años. En esta evaluación el costo de inversión (lo cual es una ponderación de la adquisición de equipos de control, adecuación de equipos existentes e incorporación de tecnología básica) se estimó en 1.035 millones de dólares y los costos de operación en 707 millones de dólares.

Si se consideran horizontes de tiempo alternativos en la evaluación económica, se incrementa significativamente en el tiempo el VAN, alcanzando a 3.609 millones de dólares en el escenario tres al considerar un horizonte suficientemente grande.



Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas

*Preparado por el Consorcio
Consultor KAS Ingeniería-GEOAIRE
para la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)*



GOBIERNO DE CHILE
COMISIÓN NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

Santiago, Diciembre 2009

002004

d) Las facultades que me confiere el D.S. N° 397/76 y D.S. N° 42 de 19.01.09., ambos de V. y U., dicto la siguiente,

Resolución:

1°.- Apruébense los siguientes criterios de selección para los proyectos que postulen durante el año 2010 al programa Fondo Solidario de Vivienda, en la modalidad construcción de viviendas:

Criterio	Puntaje
Características del Proyecto Habitacional	7,5
Déficit Habitacional Comunal	7,5
Caracterización socioeconómica de las familias	7,5
Condiciones de Pobreza Comunal	7,5
	30,0

2°.- Sin perjuicio de lo anterior, los proyectos que cumplan alguna de las siguientes características obtendrán el puntaje máximo de 30 puntos:

- a) Familias catastradas por la Línea de Atención de Campamentos (LAC).
- b) Estar incluidas dentro de alguna Medida Presidencial.
- c) Destinado a atender a alguna situación de catástrofe.

Anótese, comuníquese, cúmplase y transcribese.- Dante Pancani Corvalán, Secretario Regional Ministerial Minvu (S) Región de Arica y Parinacota.
Lo que transcribo para su conocimiento y fines consiguientes.- Ministro de Fe.

Ministerio Secretaría General de la Presidencia

SUBSECRETARÍA GENERAL DE LA PRESIDENCIA

Comisión Nacional del Medio Ambiente

ANTEPROYECTO NORMA DE EMISIÓN PARA TERMOELÉCTRICAS

(Extracto)

Por resolución N° 7550 de 7 de diciembre del 2009, del Director Ejecutivo (S) de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), se aprobó el anteproyecto mencionado y se ordenó someterlo a consulta. La misma resolución ordena publicarlo en extracto que es del tenor siguiente:

Objetivo ambiental: Controlar las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂), Mercurio (Hg), Níquel (Ni) y Vanadio (V), a fin de proteger la salud de las personas y los recursos naturales renovables.

Vigencia: La presente norma entrará en vigencia a la fecha de publicación del decreto que la establezca.

Fiscalizador: Autoridad Sanitaria y Servicio Agrícola y Ganadero

Fundamentos: De acuerdo a la ley 19.300, el Estado tiene por función dictar normas de emisión, que establezcan la cantidad máxima permitida para uno o más contaminantes medidos en el efluente de la fuente emisora, de manera de prevenir que éstos puedan significar o representar un riesgo para la salud de las personas, la calidad de vida de la población, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental.

El proceso de combustión de las termoeléctricas genera emisiones de partículas, gases y metales pesados, estos últimos principalmente por el uso de carbón y petcoke. Dadas las características del parque actual y sus proyecciones, es necesario actuar de manera preventiva y correctiva, regulando tanto a las termoeléctricas existentes como a las futuras.

Los esfuerzos de prevención y control de esta norma de emisión se concentran en la reducción de emisiones de material particulado, óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y en la reducción de metales pesados: mercurio, níquel y vanadio, los cuales se encuentran como elementos traza en los combustibles fósiles, principalmente en el carbón y petcoke.

Están comprobados los efectos adversos crónicos y agudos sobre la salud de las personas y sobre el medio ambiente, asociados al material particulado, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno.

Actualmente a nivel internacional se están haciendo esfuerzos para la reducción de emisiones de mercurio, dado que es una sustancia tóxica y persistente a escala global, es bioacumulativo como mercurio de metilo, con impactos sobre la salud de la población y la vida silvestre. Entre las fuentes principales de emisiones de mercurio en el mundo se encuentran las termoeléctricas.

El níquel y vanadio, también presentan peligrosidad para la salud. El níquel es cancerígeno, provoca efectos adversos en las vías respiratorias, incluyendo el asma, disminución de la función del pulmón, y bronquitis. El vanadio genera efectos adversos como irritación de pulmones, garganta, ojos y cavidades nasales, daño cardíaco y vascular, inflamación del estómago e intestinos, daño en el sistema nervioso, sangrado del hígado y riñones, irritación de la piel, temblores severos y parálisis.

La Política Energética de Chile señala en sus Nuevos Lineamientos "Transformando la Crisis Energética en una Oportunidad", 2008, que se debe velar porque las opciones de generación energética seleccionadas minimicen los impactos sobre el medio ambiente y sobre el territorio.

Actualmente existen las tecnologías disponibles de control de emisiones de las termoeléctricas, en Chile y en el mundo, para los contaminantes señalados.

Límites de Emisión: Los límites máximos de emisión se verificarán en chimenea para termoeléctricas existentes y nuevas, de acuerdo a los niveles y plazos que se indican a continuación:

Tabla 1: Límites de emisión para termoeléctricas existentes (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	50	200	400
Líquido	30	30	200
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

⁽¹⁾ N: Condiciones normales a 25°C y 1 atmósfera.

⁽²⁾ Corrección de O₂ en base seca de un 6% para combustibles sólidos, 3% para líquidos y gaseosos.

⁽³⁾ n.a.: no aplica.

Tabla 2: Límites de emisión para termoeléctricas nuevas (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

Tabla 3: Límites de emisión para metales pesados, termoeléctricas existentes y nuevas que utilicen carbón o petcoke (mg/Nm³):

Combustible	Mercurio (Hg)	Níquel (Ni)	Vanadio (V)
Carbón y/o Petcoke	0,1	0,5	1,0

Los valores límites de emisión de la Tabla N° 1 y N° 2, se evaluarán sobre la base de promedios horarios y se deberán cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento en régimen durante un año calendario, el 5% restante comprende a las horas de funcionamiento de las etapas de encendido, apagado o probables fallas.

Los valores límites de emisión de la Tabla N° 3, se evaluarán una vez al año y se considerarán sobrepasados cuando el resultado de la medición de cualquier metal pesado, indique una concentración mayor al valor establecido en la Tabla.

Programa y Plazos de Cumplimiento de la Norma

Las termoeléctricas existentes deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla N° 1 y N° 3 en un plazo de tres años, contado desde el inicio del año calendario siguiente a la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión; y con los valores de la Tabla N°2 al año 2020.

Las termoeléctricas nuevas deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla N° 2 y N° 3 desde la entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión.

Dentro del plazo de 60 días, contados desde la presente publicación cualquier persona podrá formular observaciones al contenido del presente anteproyecto. Dichas observaciones deberán ser presentadas, por escrito, en las Oficinas Regionales de CONAMA, correspondiente al domicilio del interesado.

El texto completo del presente anteproyecto puede ser consultado en la página web de CONAMA: www.conama.cl

marcas
Instituto Nacional de Propiedad Industrial

- Marcas ● patentes de invención
- modelos de utilidad ● dibujos y diseños industriales
- esquemas de trazado o topografías de circuitos integrados,
- indicaciones geográficas y
- denominaciones de origen

Protección efectiva de los distintos elementos que conforman la marca comercial o patente

Oficinas atención de usuarios:
Moneda 975 Piso 13 - Santiago Centro

DIARIO OFICIAL - Suplemento Marcas aparece los Viernes



REVOLUCIONARIO. - Edgardo Enríquez era el tercer hombre dentro de la estructura del MIR, liderado por su hermano Miguel (al centro en foto principal). Su misión en el exilio era organizar el comité exterior para buscar financiamiento.

del interrogatorio del mencionado Claudet, se logró determinar sólo que era correo de la JCR. Se le tomaron solamente fotografías. Claudet ya no existe".

La desaparición en noviembre de Jean Ives Claudet Fernández, enlace de "El Pollo" -apodo por el que era conocido Enríquez en el MIR-, fue un llamado de atención. Un cable de Arancibia a la DINA del 17 de noviembre de 1975 indica que habían obtenido información sobre su llegada a Buenos Aires: "Pollo Enríquez ubicado en Baires. Se esperan novedades luego".

Los agentes chilenos se movían en la capital argentina como en su casa. En una declaración por exhorto al juez Giovanni Salvi, el agente Michael Townley graficó estas andanzas de los sabuesos de Manuel Contreras recordando las acciones del brigadier Pedro Espinoza, su lugarteniente en la DINA.

"Uno ve gente robando. Espinoza, lo sé, creo que fueron \$35.000 a \$40.000 que robó a un delincuente común que pensábamos estaba dando dinero a la extrema izquierda y al cual persuadí, a través de su novia, que regresara a Chile para enfrentar un juicio. Y le robaron dinero a él en Argentina, y Espinoza le robó a él cuando regresó a Chile. Yo lo acepté porque pensé que el hombre era muy afortunado de que no lo hubieran matado", dijo Townley.

Pese a este siniestro escenario, Enríquez no tuvo problema durante casi un año en su vida clandestina. El 28 de marzo de 1976, a pocos días del golpe de Estado de Jorge Rafael Videla en Argentina, mientras participaba en una reunión de la comisión política del Partido Revolucionario de Trabajadores en la localidad de Moreno de la provincia de Buenos Aires, una patrulla policial llegó hasta la quinta donde se encontraban reunidos los hombres más buscados de Argentina.

"Eso fue paradójicamente un 26 de marzo, digo paradójicamente porque fue días después del golpe y era una provocación a los represores. Fue en la localidad de Moreno, en el poniente de Buenos Aires. La reunión fue sorprendida por fuerzas policiales y salimos a los tiros. Yo salí en el primer grupo donde iba Edgar-

do y Santucho, en la calle nos subdividimos y yo salgo con Santucho y Edgardo toma hacia el campo con otros miembros de la Dirección. Ellos estuvieron dos días bastante complicados. Se metieron en un maizal con el Ejército peinando la zona. En cambio, nosotros en dos horas estuvimos en el sitio de reencuentro", rememora Luis Mattini, sucesor de Mario Santucho en la conducción del PRT.

Al cabo de dos días, Enríquez rompió el cerco y llegó al punto de encuentro. Llegó a mi casa agitado, lastimado pero contento, muy contento porque decía que era su 'Nancahuazú' (guerrilla de Ernesto Guevara en Bolivia), era como si hubiese sido su bautizo de fuego. Estaba contento porque había salvado con vida y lo había pasado muy feo. Nosotros tuvimos unas bajas ahí, pero el grueso salvó", dice Mattini con nostalgia.

Por esos días, el padre de Enríquez estaba en Oxford. Allí se enteró que su hijo estaba desaparecido en Buenos Aires. El dolor otra vez se apoderaba de la familia. Sólo se alivió cuando le avisaron que había sido una falsa alarma. La tranquilidad duraría apenas unas semanas. Como la supuesta detención fue noticia

en la prensa francesa y venezolana, inmediatamente se activó la cacería de los servicios de inteligencia.

La verdadera detención ocurrió la segunda semana de abril. Sus cercanos asumieron que su ausencia en una reunión política, junto a la de la brasileña Regina Marcondes, no era una buena señal. Edgardo era riguroso y cumplidor de sus citas. No hay testimonios respecto de lo que sucedió ese 40 de abril. Nadie ha aclarado si la muerte lo sorprendió de inmediato o pasó por varios centros de detenidos y luego fue asesinado. Sólo se sabe que su cuerpo fue llevado al Hospital Pirovano. Sus restos se perdieron en el tiempo.

"Se supone que fue enterrado en un nicho, que luego fue sacado de él y llevado a una fosa común donde hay miles de restos de muchas épocas. Ahora el Programa de Derechos Humanos está trabajando para que el Registro Civil emita el certificado de defunción de mi padre, lo último que nos falta, porque encontrar el cuerpo es muy difícil y tampoco nos quita el sueño", dice José Miguel. //LND

investigacion@lanacion.cl

COMISION NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE

ANTEPROYECTO NORMA DE EMISIÓN PARA TERMOELÉCTRICAS (EXTRACTO)

Por Resolución N° 7550 de 7 de diciembre del 2009, del Director Ejecutivo (S) de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), se aprobó el anteproyecto mencionado y se ordenó someterlo a consulta. La misma resolución ordena publicarlo en extracto que es del tenor siguiente:

Objetivo ambiental: Controlar las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂), Mercurio (Hg), Níquel (Ni) y Vanadio (V), a fin de proteger la salud de las personas y los recursos naturales renovables.

Vigencia: La presente norma entrará en vigencia a la fecha de publicación del decreto que la establezca.

Fiscalizador: Autoridad Sanitaria y Servicio Agrícola y Ganadero

Fundamentos: De acuerdo a la ley 19.300, el Estado tiene por función dictar normas de emisión, que establezcan la cantidad máxima permitida para uno o más contaminantes medidos en el efluente de la fuente emisora, de manera de prevenir que éstos puedan significar o representar, un riesgo para la salud de las personas, la calidad de vida de la población, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental.

El proceso de combustión de las termoeléctricas genera emisiones de partículas, gases y metales pesados, estos últimos principalmente por el uso de carbón y petcoque. Dadas las características del parque actual y sus proyecciones, es necesario actuar de manera preventiva y correctiva, regulando tanto a las termoeléctricas existentes como a las futuras.

Los esfuerzos de prevención y control de esta norma de emisión se concentran en la reducción de emisiones de material particulado, óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y en la reducción de metales pesados: mercurio, níquel y vanadio, los cuales se encuentran como elementos traza en los combustibles fósiles, principalmente en el carbón y petcoque.

Están comprobados los efectos adversos crónicos y agudos sobre la salud de las personas y sobre el medio ambiente, asociados al material particulado, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno.

Actualmente a nivel internacional se están haciendo esfuerzos para la reducción de emisiones de mercurio, dado que es una sustancia tóxica y persistente a escala global, es bioacumulativo como mercurio de metilo, con impactos sobre la salud de la población y la vida silvestre. Entre las fuentes principales de emisiones de mercurio en el mundo se encuentran las termoeléctricas.

El níquel y vanadio, también presentan peligrosidad para la salud. El níquel es cancerígeno, provoca efectos adversos en las vías respiratorias, incluyendo el asma, disminución de la función del pulmón, y bronquitis. El vanadio genera efectos adversos como irritación de pulmones, garganta, ojos y cavidades nasales, daño cardíaco y vascular, inflamación del estómago e intestinos, daño en el sistema nervioso, sangrado del hígado y riñones, irritación de la piel, temblores severos y parálisis.

La Política Energética de Chile señala en sus Nuevos Lineamientos "Transformando la Crisis Energética en una Oportunidad", 2008, que se debe velar por las opciones de generación energética seleccionadas minimicen los impactos sobre el medio ambiente y sobre el territorio.

Actualmente existen las tecnologías disponibles de control de emisiones de las termoeléctricas, en Chile y en el mundo, para los contaminantes señalados

Límites de Emisión:

Los límites máximos de emisión se verificarán en chimeneas para termoeléctricas existentes y nuevas, de acuerdo a los niveles y plazos que se indican a continuación:

Tabla 1: Límites de emisión para termoeléctricas existentes (mg/Nm³):

Combustible	Materia Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	50	200	400
Líquido	30	30	200
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

⁽¹⁾ N: Condiciones normales a 25°C y 1 atmósfera.
⁽²⁾ Corrección de O₂ en base seca de un 6% para combustibles sólidos, 3% para líquidos y gaseosos.
⁽³⁾ n.a.: no aplica.

Tabla 2: Límites de emisión para termoeléctricas nuevas (mg/Nm³):

Combustible	Materia Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas Natural	n.a.	n.a.	50
Otros gases	n.a.	100	50

Tabla 3: Límites de emisión para metales pesados, termoeléctricas existentes y nuevas que utilicen carbón o petcoque (mg/Nm³):

Combustible	Mercurio (Hg)	Níquel (Ni)	Vanadio (V)
Carbón y/o Petcoque	0,1	0,5	1,0

Los valores límites de emisión de la Tabla N° 1 y N° 2, se evaluarán sobre la base de promedios horarios y se deberán cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento en régimen durante un año calendario, el 5% restante comprende a las horas de funcionamiento de las etapas de encendido, apagado o probables fallas.

Los valores límites de emisión de la Tabla N° 3, se evaluarán una vez al año y se considerarán sobrepasados cuando el resultado de la medición de cualquier metal pesado, indique una concentración mayor al valor establecido en la Tabla.

Programa y Plazos de Cumplimiento de la Norma

Las termoeléctricas existentes deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla N° 1 y N° 3 en un plazo de tres años, contado desde el inicio del año calendario siguiente a la fecha de entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión; y con los valores de la Tabla N°2 al año 2020.

Las termoeléctricas nuevas deberán cumplir con los valores límites de emisión de la Tabla N° 2 y N° 3 desde la entrada en vigencia del decreto que establezca la norma de emisión.

Dentro del plazo de 60 días, contados desde la presente publicación cualquier persona podrá formular observaciones al contenido del presente anteproyecto. Dichas observaciones deberán ser presentadas, por escrito, en las Oficinas Regionales de CONAMA, correspondiente al domicilio del interesado.

El texto completo del presente anteproyecto puede ser consultado en la página web de CONAMA: www.conama.cl

La Nación Dic 2009



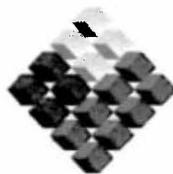
002007

KAS
INGENIERIA

Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas

Informe Final

PREPARADO PARA



GOBIERNO DE CHILE
COMISIÓN NACIONAL
DEL MEDIO AMBIENTE

DICIEMBRE 2009

INDICE GENERAL

INDICE GENERAL	i
INDICE ANEXOS (DOCUMENTO ADJUNTO)	iv
INDICE DE TABLAS	vii
INDICE DE FIGURAS	xiii
EQUIPO DE CONSULTORES	xix
CONTRAPARTE TÉCNICA	xxi
RESUMEN EJECUTIVO	2
1 INTRODUCCIÓN	18
1.1 Objetivo general	18
1.2 Objetivos Específicos	18
2 ANÁLISIS DEL SECTOR REGULADO	20
2.1 Antecedentes Generales del Sector Eléctrico	20
2.1.1 Principales Características.....	20
2.1.2 Estructura actual del sector eléctrico	25
2.2 Funcionamiento del Mercado Eléctrico Chileno	27
2.2.1 Esquema Básico de Comercialización.....	27
2.2.2 Centro de Despacho Económico de Carga	28
2.2.3 Potencia Firme.....	30
2.2.4 Clientes Regulados	31
2.2.5 Esquema de Licitaciones a Distribuidoras	31
2.2.6 Margen Comercial de una Generadora Eléctrica.....	32
2.3 Parque de Generación del SIC y SING	34
2.3.1 Capacidad Instalada y Puesta en Servicio	34
2.4 Comportamiento Histórico Mercado Eléctrico Chileno.....	38
2.4.1 Generación Histórica.....	38
2.4.2 Precios Combustibles	39
2.4.3 Precios Regulados	42
2.4.4 Resultado de Licitaciones.....	45



2.5	Análisis Comparado Sector Eléctrico Internacional.....	47
2.5.1	Capacidad Instalada.....	47
3	DESCRIPCIÓN DE LA FUENTE A REGULAR.....	50
3.1	Definición de fuente a regular	50
3.1.1	Consideraciones Jurídicas	50
3.1.2	Fuente regulada.....	55
3.1.3	Fuente nueva y existente.....	57
3.2	Fuentes excluidas de la normativa.....	59
3.2.1	Central de cogeneración	59
3.2.2	Motores de combustión interna	60
3.3	Gradualidad de entrada en vigencia de la norma.....	60
3.4	Contaminantes atmosféricos y sus efectos	62
3.3.1	Material Particulado (MP).....	63
3.3.2	Dióxido de Azufre (SO ₂).....	64
3.3.3	Óxidos de Nitrógeno (NO _x).....	65
3.3.4	Mercurio (Hg).....	65
3.3.5	Níquel (Ni).....	67
3.3.6	Vanadio (V).....	68
3.5	Objetivos de protección ambiental y resultados esperados de la norma	69
3.6	Regulaciones internacionales.	69
4	ESCENARIOS DE REGULACIÓN	72
4.1	Fundamentos del Diseño Regulatorio.....	72
4.2	Criterios de Diseño de Escenarios.....	73
4.3	Metodología Utilizada	74
4.3.1	Situación Actual – Año 2008	76
4.3.2	Tamaño a Regular.....	77
4.4	Situación Futura – Centrales según Plan de Obra	96
4.3	Definición de Escenarios.....	104
5	POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DEL PARQUE EXISTENTE	108
5.1	Reducción de emisiones con la aplicación de la norma	108
5.1.1	Línea base proyectada	108
5.1.2	Reducción de emisiones	109

5.2	Factibilidad técnica y económica de la reducción de emisiones del sector.....	113
5.2.1	Estrategias para reducción de emisiones	113
5.2.2	Tecnologías utilizadas por las centrales termoeléctricas.....	115
5.2.3	Nivel de cumplimiento de los escenarios de norma para el parque proyectado al año 2020.	117
5.3	Estimación de Costos de Controles de Abatimiento	117
5.3.1	Antecedentes Generales.....	117
5.3.2	Procedimiento de selección de tecnología de abatimiento	118
5.3.3	Procedimiento de estimación de costos por tipo de abatimiento.....	122
5.3.4	Costos asociados a la medición de emisiones y fiscalización.	130
5.3.5	Resultados generales de la estimación de costos.....	133
6	ANÁLISIS DE COSTOS E IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO.....	140
6.1	Simulación de la Operación Económica de los Sistemas Eléctricos	140
6.1.1	Principales Antecedentes.....	140
6.1.2	Bases Generales.....	141
6.1.3	Plan de Obras de Generación.....	142
6.1.4	Precios de Combustibles.....	146
6.2	Análisis de Costos de Sistemas Eléctricos	147
6.2.1	Costos Variables de Centrales Térmicas	147
6.2.2	Generación Esperada del Sistema	148
6.2.3	Resultados de Costos Marginales Esperados	149
6.2.4	Costos de Operación.....	153
6.2.5	Costos de Inversión y Costos Fijos Anuales	154
6.2.6	Costos Totales	155
7	EVALUACIÓN DE LOS BENEFICIOS.....	158
7.1	Potencial de Reducción de Emisiones	159
7.2	Estimación de Efectos en Salud	164
7.2.1	Método de la Función de Daño	164
7.2.2	Modelación de Calidad del Aire.....	165
7.2.3	Área de Modelación.....	166
7.2.4	Información Utilizada.....	168
7.2.5	Resultados de la Modelación de Calidad del Aire.....	170

7.2.6	Número de Casos Evitados.....	174
7.2.7	Valoración de Beneficios.....	174
7.3	Beneficios en Recursos Naturales	178
7.3.1	Reducciones en las Concentraciones de SO ₂	181
7.3.2	Depositación de Partículas.....	183
7.3.3	Depositación de Mercurio	184
7.4	Otros Beneficios	185
8	EVALUACIÓN ECONÓMICA	188
8.1	Escenarios Evaluados	188
8.1.1	Resumen de Costos.....	188
8.1.2	Resumen de Beneficios	189
8.1.3	Resultados de la Evaluación.....	189
8.2	Combinación de Escenarios	191
8.2.1	Resumen de Costos de Combinaciones	192
8.2.1	Resumen de Beneficios de Combinaciones.....	193
8.2.2	Resultados de la Evaluación de Combinaciones	193
9	CONCLUSIONES	196

INDICE ANEXOS (DOCUMENTO ADJUNTO)

INDICE ANEXOS	2
ANEXO I: PROCESAMIENTO DE ENCUESTA.....	3
1.1 Información solicitada en encuesta:	5
1.2 Información utilizada en la evaluación.....	11
ANEXO II. DESCRIPCIÓN TECNOLOGÍAS DE CONTROL DE EMISIONES.....	21
2.1 Tecnologías de abatimiento para material particulado	21
2.2 Tecnologías de abatimiento para dióxido de azufre	22
2.3 Tecnologías de abatimiento para óxidos de nitrógeno	23
ANEXO III. TECNOLOGÍAS DE CONTROL UTILIZADAS.....	25
3.1 Centrales termoeléctricas actuales.....	25
3.2 Eficiencia de abatimiento centrales existentes	28



092010

KAS
INGENIERIA

3.3 Centrales termoeléctricas proyectadas.....	29
ANEXO IV. NORMAS DE EMISIÓN EXTRANJERAS.....	31
ANEXO V. COSTOS DE EQUIPOS DE ABATIMIENTOS POR ESCENARIOS	39
ANEXO VI. EQUIPOS DE ABATIMIENTO: ACTUALES Y PROPUESTOS PARA CUMPLIMIENTO DE NORMA POR ESCENARIO.....	71
ANEXO VII. CARACTERIZACIÓN DE CENTRALES SEGÚN TAMAÑO.	83
ANEXO VIII. OBSERVACIONES SEMINARIO.....	89

INDICE DE TABLAS

Capítulo 2

Tabla 2. 1: Potencia bruta instalada [MW] por sistema eléctrico y tipo (Diciembre 2008).	20
Tabla 2. 2: Potencia instalada por empresa propietaria SIC 2008 (Fuente: CNE).	22
Tabla 2. 3: Potencia instalada por empresa propietaria SING 2008 (Fuente: CNE).	22
Tabla 2. 4: Capacidad Instalada Termoeléctricas SIC. (Fuente: CNE, Diciembre 2008)	35
Tabla 2. 5: Capacidad Instalada Termoeléctricas SING. (Fuente: CNE, Diciembre 2008)	35
Tabla 2. 6: Importación de Carbón Térmico [Toneladas al año].....	41
Tabla 2. 7: Capacidad Instalada [MW] de Países Seleccionados al 2007. (Fuente: EIA)	48

Capítulo 3

Tabla 3. 1: Tiempos de instalación y conexión para sistemas de abatimiento.	61
Tabla 3. 2: Cronograma instalación de equipamientos central Bocamina.....	61
Tabla 3. 3: Tiempos de construcción y puesta en marcha para centrales termoeléctricas.....	62
Tabla 3. 4: Resumen normas extranjeras de emisión de MP, SO ₂ , y NO _x (mg/m ³ N).....	70
Tabla 3. 5: Normas extranjeras de emisión de metales (mg/m ³ N).....	70

Capítulo 4

Tabla 4. 1: Total de Fuentes Año 2008	76
Tabla 4. 2: Emisiones total de fuentes al año 2008.	77
Tabla 4. 3: Emisiones de Centrales Termoeléctricas menores a 50 MWt.	81
Tabla 4. 4: Potencia Térmica (MWt) Centrales Existentes-Año 2008.	81
Tabla 4. 5: Emisiones Centrales Termoeléctricas ≥ 50 MWt año 2008.	83
Tabla 4. 6: Sistemas de control de emisiones usados por las fuentes actuales.	84
Tabla 4. 7: Número de fuentes con sistemas de control de emisiones.....	84
Tabla 4. 8: Factores de emisión de metales en unidades de carbón.....	94
Tabla 4. 9: Centrales Termoeléctricas Nuevas consideradas en el Plan de Obras de la CNE de Abril del año 2009.	96
Tabla 4. 10: Escenario de Norma 1.	104
Tabla 4. 11: Escenario de Norma 2.	105
Tabla 4. 12: Escenario de Norma 3.	105
Tabla 4. 13: N° de Fuentes que no Cumplen Escenarios MP.	105

Tabla 4. 14: N° de Fuentes que no Cumplen Escenarios SO ₂	106
Tabla 4. 15: N° de Fuentes que no Cumplen Escenarios NO _x	106
Tabla 4. 16: Eficiencias de control de metales.	107
Tabla 4. 17: Número de fuentes que no cumplen norma según escenario y tecnología de control.	107

Capítulo 5

Tabla 5. 1: Línea base de emisiones año 2008.	108
Tabla 5. 2: Emisiones año 2014.....	110
Tabla 5. 3: Emisiones año 2020.....	110
Tabla 5. 4: Eficiencia de remoción tecnología básica.	114
Tabla 5. 5: Eficiencia de remoción tecnología de control de emisiones.....	114
Tabla 5. 6: Nivel de incumplimiento del parque proyectado al 2020.....	117
Tabla 5. 7: Supuestos del cálculo de costos, filtros de mangas.	123
Tabla 5. 8: Supuestos del cálculo de costos, precipitadores electrostáticos.	124
Tabla 5. 9: Supuestos del cálculo de costos, quemadores Low NO _x	125
Tabla 5. 10: Supuestos del cálculo de costos, equipo con tecnología SNCR.	126
Tabla 5. 11: Supuestos del cálculo de costos, equipo con tecnología SCR.....	127
Tabla 5. 12: Relación de costos de inversión y costos fijos sobre la inversión de desulfurizadores.	129
Tabla 5. 13: Relación de costos de ítems de costo variable no combustible para desulfurizadores.	129
Tabla 5. 14: Centrales que no cuentan con monitoreo continuo de emisiones.	131
Tabla 5. 15: Costos de inversión sistemas de medición de emisiones.....	132
Tabla 5. 16: Costos de certificación de sistemas de monitoreo de emisiones.	132
Tabla 5. 17: Costos de inversión total para sistemas de medición de emisiones requerida.....	132
Tabla 5. 18: Rangos de Inversión Unitaria para Material Particulado y NO _x , escenario 3 (US\$/kWe).	133
Tabla 5. 19: Rangos de Costos Fijos Unitarios para Material Particulado y NO _x , escenario 3 (US\$/kWe).....	133
Tabla 5. 20: Inversión y costos fijos unitarios para para SO ₂ , escenario 3 (US\$/kWe).	133
Tabla 5. 21: Rangos de CVNC unitarios para Material Particulado y NO _x , escenario 3 (US\$/MWh- e).....	134
Tabla 5. 22: Rangos de CVNC unitarios para SO ₂ , escenario 3 (US\$/MWh-e).....	134



Tabla 5. 23: Inversión total para centrales con equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento (Millones de US\$).....	134
Tabla 5. 24: Inversión total para centrales sin equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento (Millones de US\$).....	135
Tabla 5. 25: Costos Fijos anuales para centrales con equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento (Millones de US\$).....	136
Tabla 5. 26: Costos Fijos anuales para centrales sin equipos de abatimiento previos que requieran reacondicionamiento (Millones de US\$).....	136

Capítulo 6

Tabla 6. 1: Proyección Demanda Energía SIC Abril 2009.....	141
Tabla 6. 2: Centrales Térmicas a Carbón Plan de Obras – Abril 2009.....	142
Tabla 6. 3: Centrales GNL Plan de Obras – Abril 2009.....	143
Tabla 6. 4: Centrales de pasada Plan de Obras – Abril 2009.....	144
Tabla 6. 5: Centrales térmicas a carbón – Plan de Obras SING Abril 2009.....	146
Tabla 6. 6: Programa de utilización de GNL – Plan de Obras SING Abril 2009.....	146
Tabla 6. 7: Precios Combustibles CNE Abril 2009.....	146
Tabla 6. 8: Costos marginales esperados SIC en US\$/MWh.	150
Tabla 6. 9: Costos marginales esperados SING en US\$/MWh.	151
Tabla 6. 10: Costos Sistemas Eléctricos en Millones de US\$.	153
Tabla 6. 11: Valor Actual Costos de Operación Totales (millones US\$).....	154
Tabla 6. 12: Costos de inversión y costos fijos anuales 2020, (millones US\$).....	154
Tabla 6. 13: Valor Actual Costo Total (millones US\$).....	155
Tabla 6. 14: Flujo de costos totales anuales para aplicación de escenarios de norma en millones de US\$.....	155

Capítulo 7

Tabla 7. 1: Efectos en salud evaluados.....	158
Tabla 7. 2: Emisiones Año 2014	159
Tabla 7. 3: Porcentaje de Reducción de Emisiones Año 2014.....	159
Tabla 7. 4: Emisiones Año 2020.	160
Tabla 7. 5: Porcentaje de Reducción de Emisiones Año 2020.....	160
Tabla 7. 6: Proyección de Población.	168

Tabla 7. 7: Betas utilizados en la estimación de beneficios.....	168
Tabla 7. 8: Valoración de efectos en salud (US\$).	169
Tabla 7. 9: Casos Evitados Escenario 1.....	175
Tabla 7. 10: Casos Evitados Escenario 2.....	175
Tabla 7. 11: Casos Evitados Escenario 3.....	175
Tabla 7. 12: Beneficio Millones US\$/año Escenario 1 - Año 2014.	176
Tabla 7. 13: Beneficio Millones US\$/año Escenario 2 - Año 2014.	176
Tabla 7. 14: Beneficio Millones US\$/año Escenario 3 - Año 2014.	176
Tabla 7. 15: Beneficio Millones US\$/año Escenario 1 - Año 2020.	177
Tabla 7. 16: Beneficio Millones US\$/año Escenario 2 - Año 2020.	177
Tabla 7. 17: Beneficio Millones US\$/año Escenario 3 - Año 2020.	177
Tabla 7. 18: Reducción de concentraciones promedios y máximas de SO ₂ (µg/m ³).....	181
Tabla 7. 19: Reducción de concentraciones promedios y máximas de SO ₂ (µg/m ³).....	182
Tabla 7. 20: Reducción de depositación de PM10 (ton/año).....	183
Tabla 7. 21: Reducciones en la Depositación de Hg (mg/año) en cuerpos de agua 2014.	185
Tabla 7. 22: Reducciones en la Depositación de Hg (mg/año) en cuerpos de agua 2020.	185

Capítulo 8

Tabla 8. 1: Costos de Inversión y Fijos Anualizados en Millones de US\$.....	188
Tabla 8. 2: Beneficios en Salud según valor de efectos en salud en Millones de US\$.....	189
Tabla 8. 3: Beneficios en Salud Anuales 2014-2020 en Millones de US\$.....	189
Tabla 8. 4: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 20 años).	189
Tabla 8. 5: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 11 años).	190
Tabla 8. 6: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 30 años).	190
Tabla 8. 7: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Perpetuidad)....	190
Tabla 8. 8: Combinación 1.	192
Tabla 8. 9: Combinación 2.	192
Tabla 8. 10: Combinación 3.	192
Tabla 8. 11: Costos de Inversión y Fijos Anualizados en Millones de US\$ (Combinaciones).	192



Tabla 8. 12: Beneficios en Salud según valor de efectos en salud en Millones de US\$ (combinaciones)	193
Tabla 8. 13: Beneficios en Salud Anuales 2014-2020 en Millones de US\$ (combinaciones).	193
Tabla 8. 14: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Periodo 20 años).	193
Tabla 8. 15: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Periodo 11 años).	194
Tabla 8. 16: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Periodo 30 años).	194
Tabla 8. 17: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Perpetuidad).	194

INDICE DE FIGURAS

Capítulo 2

Figura 2. 1: Potencia instalada SIC y SING a Diciembre 2008. (Fuente, CNE, Elaboración Propia)	20
Figura 2. 2: Demanda eléctrica de energía y potencia SIC y SING. (Fuente: CNE, Elaboración Propia).	21
Figura 2. 3: Diagrama Unilineal Simplificado del Sistema Interconectado del Norte Grande - SING (Fuente: CDEC-SING, 2009).	23
Figura 2. 4: Diagrama Unilineal Simplificado del Sistema Interconectado del Norte Grande - SIC (Fuente: CDEC-SIC, 2009).	24
Figura 2. 5: Estructura básica del sector eléctrico. (Fuente: Elaboración Propia)	25
Figura 2. 6: Esquema General del Mercado Generación Eléctrica. (Fuente: Elaboración Propia)	29
Figura 2. 7: Evolución capacidad instalada SIC a Diciembre 2008.	34
Figura 2. 8: Antigüedad del parque térmico del SIC. (Fuente: CNE, Elaboración propia)	36
Figura 2. 9: Cronograma de Puesta en Servicio Generadores Existentes SIC. (Fuente: CNE, Elaboración Propia)	36
Figura 2. 10: Antigüedad del parque térmico existente del SING. (Fuente: CNE, Elaboración propia)	37
Figura 2. 11: Cronograma de Puesta en Servicio Generadores Existentes SING. (Fuente: CNE, Elaboración Propia)	37
Figura 2. 12: Generación histórica SIC. (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración Propia)	38
Figura 2. 13: Generación histórica SING. (Fuente: CDEC-SING, Elaboración Propia)	39
Figura 2. 14: Evolución de los precios de combustibles del parque generador (Fuente: CNE, Elaboración Propia).	40
Figura 2. 15: Evolución de la importación al país de carbón térmico bituminoso y subbituminoso. (Fuente: CNE, elaboración propia)	41
Figura 2. 16: Importación total de Carbón por origen año 2008. (Fuente: CNE)	41
Figura 2. 17: Evolución histórica de la producción de carbón nacional 1990-2008. (Fuente: CNE, Elaboración Propia)	42
Figura 2. 18: Evolución precios de nudo SIC.	43
Figura 2. 19: Evolución precios de nudo SING.	43

Figura 2. 20: Evolución costo marginal real SIC. (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración Propia).....	44
Figura 2. 21: Evolución costo marginal real SING. (Fuente: CDEC-SING, Elaboración Propia)....	44
Figura 2. 22: Volúmenes adjudicados Licitaciones de Distribuidoras SIC.	45
Figura 2. 23: Precios resultantes por empresa generadora/distribuidora.	45
Figura 2. 24: Precios de Nudo históricos en \$/KWh indexados por UF a Abril 2009.....	47
Figura 2. 25: Capacidad Instalada por tipo de Generación.....	48
Figura 2. 26: Evolución capacidad instalada por tipo de generación 1991-2007.	49

Capítulo 4

Figura 4. 1: Metodología para la definición de escenarios regulatorios.....	75
Figura 4. 2: Localización Centrales Termoeléctricas.	76
Figura 4. 3: Emisiones acumuladas de MP-Año2008.	78
Figura 4. 4: Emisiones acumuladas de SO ₂ -Año2008.....	78
Figura 4. 5: Emisiones acumuladas de NO _x -Año 2008.	79
Figura 4. 6: Emisiones acumuladas de Hg-Año 2008.	79
Figura 4. 7: Emisiones acumuladas de Ni-Año 2008.	80
Figura 4. 8: Emisiones acumuladas de V-Año 2008.	80
Figura 4. 9: Concentraciones de MP (mg/m ³ N), Año 2008.....	85
Figura 4. 10: Gráfico de Concentraciones de MP v/s Potencia térmica – Unidades a carbón...5.2.1.1-	86
Figura 4. 11: Gráfico de Concentraciones de MP v/s Potencia térmica – Unidades a diesel. ...5.2.1.1-	86
Figura 4. 12: Gráfico de Concentraciones de SO ₂ v/s Potencia térmica – Unidades a carbón. .5.2.1.1-	87
Figura 4. 13: Gráfico de Concentraciones de SO ₂ v/s Potencia térmica – Unidades a diesel....5.2.1.1-	88
Figura 4. 14: Concentraciones de SO ₂ (mg/m ³ N), Año 2008	89
Figura 4. 15: Gráfico de Concentraciones de NO _x versus Potencia térmica – Unidades a carbón. ..90	
Figura 4. 16: Gráfico de Concentraciones de NO _x versus Potencia térmica – Unidades a diesel.91	
Figura 4. 17: Gráfico de Concentraciones de NO _x versus Potencia térmica – Unidades a gas.91	
Figura 4. 18: Concentraciones de NO _x (mg/m ³ N), Año 2008.....	93
Figura 4. 19: Concentraciones de Hg (mg/m ³ N), Año 2008.	94
Figura 4. 20: Concentraciones de Ni (mg/m ³ N), Año 2008.	95

Figura 4. 21: Concentraciones de V (mg/m ³ N), Año 2008.	96
Figura 4. 22: Concentraciones de MP (mg/m ³ N), Situación Futura.	99
Figura 4. 23: Concentraciones de SO ₂ (mg/m ³ N), Situación Futura.	100
Figura 4. 24: Concentraciones de NO _x (mg/m ³ N), Situación Futura.	101
Figura 4. 25: Concentraciones de Hg (mg/m ³ N), Situación Futura.	102
Figura 4. 26: Concentraciones de Ni (mg/m ³ N), Situación Futura.	103
Figura 4. 27: Concentraciones de V (mg/m ³ N), Situación Futura.	103

Capítulo 5

Figura 5. 1: Línea base de emisiones proyectada para material particulado, anhídrido sulfuroso y óxidos de nitrógeno.	109
Figura 5. 2: Reducción de emisiones año 2014 para material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.	111
Figura 5. 3: Reducción de emisiones año 2020 para material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.	111
Figura 5. 4: Reducción de emisiones año 2014 para mercurio, níquel y vanadio.	112
Figura 5. 5: Reducción de emisiones año 2020 para mercurio, níquel y vanadio.	112
Figura 5. 6: Tecnologías de abatimiento para material particulado usadas por las centrales termoeléctricas año 2008 y 2011.	115
Figura 5. 7: Tecnologías de abatimiento para óxidos de nitrógeno usadas por las centrales termoeléctricas año 2008 y 2011.	116
Figura 5. 8: Tecnología de abatimiento para dióxido de azufre usadas por centrales termoeléctricas año 2008 y 2011.	116
Figura 5. 9: Proceso de selección de tecnología abatimiento material particulado.	119
Figura 5. 10: Proceso de selección de tecnología abatimiento de óxidos nitrosos.	120
Figura 5. 11: Proceso de selección de tecnología abatimiento de dióxido de azufre.	121
Figura 5. 12: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para filtro de mangas.	123
Figura 5. 13: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para precipitador electrostático.	124
Figura 5. 14: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para Equipo SNCR.	126

Figura 5. 15: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para Equipo SCR.	127
Figura 5. 16: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para desulfurizadores.....	130
Figura 5. 17: Inversión en reacondicionamiento y equipos nuevos de abatimiento, Escenario N°3.	135
Figura 5. 18: Inversión en equipos de abatimiento por tipo de combustible de unidad generadora para 3 escenarios de norma (millones de US\$).	137
Figura 5. 19: Costos fijos anuales en equipos de abatimiento por tipo de combustible de unidad generadora para 3 escenarios de norma (millones de US\$).....	138
Figura 5. 20: Costos variables no combustibles totales en equipos de abatimiento por tipo de combustible de unidad generadora para 3 escenarios de norma (millones de US\$).....	138

Capítulo 6

Figura 6. 1: Evolución real y proyección demanda eléctrica SIC.	142
Figura 6. 2: Proyección del parque generador SIC 2009 -2020.....	145
Figura 6. 3: Parque Generador SIC 2020.....	145
Figura 6. 4: Costos variables centrales térmicas año 2012.	148
Figura 6. 5: Generación Esperada por Tecnología SIC – Escenario Base.....	149
Figura 6. 6: Comparación Generación por tipo de combustible años 2011 y 2018 – Escenario Base.	149
Figura 6. 7: Perfil de costos marginales esperados del SIC por escenario.	150
Figura 6. 8: Diferencial Costos Marginales SIC con respecto a Caso Base.	151
Figura 6. 9: Perfil de costos marginales esperados del SING por escenario.	152
Figura 6. 10: Diferencial Costos Marginales SING con respecto a Caso Base.	152
Figura 6. 11: Comparación de costos por tonelada reducida de contaminante año 2014.....	156
Figura 6. 12: Comparación de costos por tonelada reducida de contaminante año 2020.....	156

Capítulo 7

Figura 7. 1: Emisiones de MP (ton/año) según escenario y año evaluado.	161
Figura 7. 2: Emisiones de NOx (ton/año) según escenario y año evaluado.	161
Figura 7. 3: Emisiones de SO ₂ (ton/año) según escenario y año evaluado.....	162
Figura 7. 4: Emisiones de Hg (ton/año) según escenario y año evaluado.	162

Figura 7. 5: Emisiones de Ni (ton/año) según escenario y año evaluado.	163
Figura 7. 6: Emisiones de V (ton/año) según escenario y año evaluado.	163
Figura 7. 7: Esquema del sistema CALMET/CALPUFF.	166
Figura 7. 8: Área de modelación.	167
Figura 7. 9: Estaciones meteorológicas utilizadas en la modelación.....	169
Figura 7. 10: Diferencia (Caso Base – [MP2.5]) – según Escenario: E1, E2, E3.....	171
Figura 7. 11: Diferencia (Caso Base – [SO ₂]) – según Escenario: E1, E2, E3.	172
Figura 7. 12: Diferencia (Caso Base – [NO _x]) – según Escenario: E1, E2, E3.....	173
Figura 7. 13: Usos de Suelo por Zona del país.	179
Figura 7. 14: Distribución de superficie por tipos de suelo.	180
Figura 7. 15: Distribución de superficie por tipos de suelo y zona.	181
Figura 7. 16: Distribución de cuerpos de agua por Zona del país.	184

Capítulo 8

Figura 8. 1: Comparación del VAN con distintos periodos de evaluación.....	191
Figura 8. 2: Comparación del VAN con distintos periodos de evaluación (Combinaciones).	195

EQUIPO DE CONSULTORES

- Carlos Barría: Jefe del Estudio (KAS Ingeniería)
- Pedro Sanhueza: Jefe Evaluación de Beneficios (GEOAIRE)
- Samuel Jerardino: Asesor Experto Mercados Eléctricos (KAS Ingeniería)
- Enzo Sauma: Asesor economista (PUC)
- Marcela Fernandez: Abogado especialista ambiental
- Paulino Gonzalez: Asesor especialista máquinas térmicas
- Evelyn Salazar: Emisiones y Beneficios en Salud (GEOAIRE)
- Mónica Torreblanca: Modelación Calidad del Aire (GEOAIRE)
- María Teresa Palma: Análisis de emisiones y potencial de reducción (KAS Ingeniería)
- Jaime Ordenes: Estimación de costos equipos de abatimiento (KAS Ingeniería)
- María José Rodríguez: Meteorología (GEOAIRE)
- Francisco Aguirre: Sistemas de Información Geográfica (GEOAIRE)
- Rodrigo Marambio: Modelación sistemas eléctricos (KAS Ingeniería)
- Marcelo Mena: Asesor especialista ambiental (UNAB)
- María Pía Bravo: Coordinación (KAS Ambiental)
- Marcela Jerardino: Coordinación (KAS Ambiental)
- Rodolfo Granifo: Recopilación y encuesta termoeléctricas (KAS Ambiental)
- Jaime Ortiz: Asesor ingeniería civil



CONTRAPARTE TÉCNICA

- Carmen Gloria Contreras, CONAMA D.E. Coordinación formulación de la norma de emisión
- Maritza Jadrijevic, CONAMA D.E.
- Priscilla Ulloa, CONAMA D.E.
- Ingrid Henriquez, CONAMA D.E.
- Claudio Bonacic, CONAMA D.E.
- Germán Oyola, CONAMA Bío-Bío
- Sandra Briceño, CONAMA D.E.
- Alberto Gil, CONAMA D.E.
- Carolina Gómez, CNE
- Olga Espinoza, SAG - MINAGRI
- Walter Folch, MINSAL
- Teodoro Saavedra, MINVU
- Angela Soriano, MINVU

RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Nacional del Medio Ambiente, en adelante CONAMA, ha solicitado al Consorcio Consultor KAS Ingeniería y GEOAIRE, realizar el estudio “Análisis General del Impacto Económico y Social de una Norma de Emisión para Termoeléctricas”, en orden de satisfacer los requerimientos explicitados en el Reglamento para la dictación de Normas de Calidad y de Emisión (D.S. N° 93/95 del Minsegapres, en adelante DS93), para la elaboración de cualquier norma ambiental.

La norma de emisión de termoeléctricas fue definida en el 4° Programa priorizado de Normas del año 1999, en acuerdo del Consejo Directivo de CONAMA, iniciándose su proceso de elaboración el año 2006.

Los contaminantes prioritarios a regular en esta normativa son: Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NOx), Dióxido de Azufre (SO₂), Mercurio (Hg), Vanadio (V) y Níquel (Ni).

I. Fundamentos para elaborar la Norma

Los siguientes fundamentos han guiado el enfoque regulatorio en el diseño, discusión y elaboración para el estudio de esta norma:

- *El sector de termoeléctricas es uno de los sectores prioritarios a regular por su aporte en las emisiones de material particulado, gases y metales pesados.*
- *Chile se ha comprometido con un Plan Nacional para la Gestión de los Riesgos del Mercurio, el cual fue aprobado el 25 de agosto del 2009, por el Acuerdo 415/2009 del Consejo Directivo de CONAMA.*
- *La norma de emisión para termoeléctricas será una contribución para el cumplimiento de la norma de calidad primaria para material particulado fino (MP2.5).*
- *La Política Energética de Chile señala en sus Nuevos Lineamientos “Transformando la Crisis Energética en una Oportunidad”, 2008, que se debe velar porque las opciones de generación energética seleccionadas minimicen los impactos sobre el medio ambiente y sobre el territorio.*
- *Actualmente existen las tecnologías disponibles de control de emisiones para termoeléctricas, en Chile y en el mundo, para los contaminantes señalados. Más aún se ha demostrado a través de este estudio que son costo-efectivas en el contexto nacional.*
- *Se ha revisado la tendencia y los enfoques de la regulación internacional y se ha tomado contacto con oficinas y agencias internacionales.*

II. Fuente emisora a regular

Se define termoeléctrica como una instalación compuesta por una o más unidades destinadas a la generación de electricidad mediante un proceso térmico. Entendiéndose como unidad destinada a la generación eléctrica las turbinas a gas o vapor, con una potencia térmica mayor o igual a 50MWt (megawatt térmico¹) en función del poder calorífico superior del combustible.

Para distinguir entre fuente nueva y existente, se ha realizado un análisis técnico jurídico del cual se concluye que el hito que mejor refleja la entrada en operación de una termoeléctrica es su puesta en servicio, según el Reglamento de la Ley Eléctrica, D.S. N° 327/97 del MINECON. De acuerdo a este hito se analizó la situación de los proyectos en construcción y en estudio señalados en el Plan de Obras asociado al Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo del mes de abril 2009, disponible por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Se descartó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) como un hito sostenible para diferenciar entre fuentes existentes y nuevas, debido a las siguientes razones: jurídicamente ninguna norma de emisión oficial y vigente se ha diseñado considerando la RCA. Un proyecto de central termoeléctrica puede contar con una RCA favorable, y no ser construida o pueden pasar varios años antes que se construya. Cabe considerar además, que si un proyecto de generación no se encuentra en el Plan de Obras de la CNE no significa que no se lleve a cabo, dado que la decisión de iniciar la construcción de cualquier central depende sólo de decisiones privadas. Por otra parte, actualmente se discute sobre la caducidad de la RCA y sobre la cesión de esta entre titulares.

III. Emisiones al aire de las termoeléctricas, efectos sobre la salud y el medio ambiente

Las emisiones al aire asociadas a la actividad de generación eléctrica térmica se relacionan principalmente con la combustión, el tipo y calidad de los combustibles (carbón, petcoke, diesel, petróleo pesado y gas natural), la tecnología y eficiencia de combustión (caldera, lecho fluidizado, turbina, motor de combustión interna), la tecnología de quemadores (low NO_x, tangencial, frontal), buenas prácticas de operación y mantención y los sistemas de control de emisiones.

La combustión en termoeléctricas genera partículas, gases y metales pesados. Los contaminantes principales corresponden a Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂) y los metales pesados Mercurio (Hg), Vanadio (V) y Níquel (Ni).

Los efectos sobre la salud están documentados ampliamente por la Organización Mundial de la Salud (OMS) y la Agencia de Sustancias Tóxicas y Registro de Enfermedades (ATSDR). También se han documentado pero con una menor cantidad de estudios, los efectos sobre la flora y la fauna.

Actualmente a nivel internacional, los esfuerzos de reducción de emisiones se centran en el mercurio (Hg), dado que es una sustancia tóxica y persistente a escala global, es bioacumulativo como mercurio de metilo, con impactos sobre la salud de la población y la vida silvestre. Entre sus

¹ Un megawatt (MW) equivale a un millón de watts. Megawatt térmico (MWt) se refiere a la potencia térmica producida por el combustible, mientras megawatt eléctrico (MWe) se refiere a la potencia eléctrica generada a partir de la potencia térmica. Para transformar desde megawatts térmicos a eléctricos se debe multiplicar por la eficiencia de la tecnología utilizada, la cual varía entre 20% a 50%.

principales efectos peligrosos se indica que puede ser mortal por inhalación y perjudicial por absorción cutánea, puede tener efectos nocivos sobre los sistemas: nervioso, digestivo, respiratorio, inmunológico y renal; provocando temblores, trastornos de la visión y la audición, parálisis, insomnio, inestabilidad emocional, deficiencia del crecimiento durante el desarrollo fetal y problemas de concentración y retraso en el desarrollo durante la infancia. Entre las fuentes principales de emisiones de mercurio en el mundo se encuentran las termoeléctricas.

El níquel y vanadio, también presentan peligrosidad para la salud. El níquel es cancerígeno, provoca efectos adversos en las vías respiratorias, incluyendo el asma, disminución de la función del pulmón, y bronquitis. El vanadio genera efectos adversos como irritación de pulmones, garganta, ojos y cavidades nasales, daño cardíaco y vascular, inflamación del estómago e intestinos, daño en el sistema nervioso, sangrado del hígado y riñones, irritación de la piel, temblores severos y parálisis.

Cabe destacar que todos los estudios científicos indican que las centrales termoeléctricas que utilizan carbón, corresponden a una de las principales fuentes emisoras de mercurio, siendo de suma importancia disminuir sus emisiones debido al tiempo de residencia del mercurio en la troposfera que puede llegar a cientos de años. Al capturar las emisiones al aire de mercurio se reduce indirectamente también otros metales como vanadio y níquel², debido a que el mercurio es más volátil que el níquel y el vanadio (comparándose sus puntos de ebullición: Hg 356,7 °C, V 3.680 °C y Ni: 2.730°C).

En este mismo ámbito, cabe hacer presente que Chile se ha comprometido con un Plan Nacional para la Gestión de los Riesgos del Mercurio, el cual fue aprobado el 25 de agosto del 2009, por el Acuerdo 415/2009 del Consejo Directivo de CONAMA.

Dadas las características de los metales pesados, la opción de no regularlos conlleva a asumir el pasivo que se genera y su respectivo costo social.

IV. Descripción del parque actual de termoeléctricas

Para la elaboración de la norma de emisión se consideró el año 2008 como línea de base, año para el cual se estableció, a partir de los resultados validados de una encuesta aplicada al sector a regular, una estimación de las emisiones de material particulado, dióxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, mercurio, níquel y vanadio. También se revisó la incorporación o no de equipos de control.

En resumen para el año 2008, la generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) fue de un 99% proveniente de termoeléctricas, con una potencia instalada de 3.589 MWe de las cuales un 58% corresponde a térmicas que usan gas natural o diesel, un 34% a carbón o petcoke y un 8% a diesel o fuel Oil N° 6; mientras que la generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Central (SIC) fue de un 47,5% proveniente de termoeléctricas, con una potencia instalada de 4.458 MWe, de las cuales aproximadamente un 76% corresponde a gas y/o diesel, un 19% a carbón y un 5% restante comprende licor negro-desechos forestales, entre otros.

² Organización Global para la Investigación del Transporte y Depositación del mercurio del Programa del Medio Ambiente de Naciones Unidas (PNUMA) "UNEP Global Partnership for Mercury Transport and Fate Research (UNEP-MFTP) initiative.

Tabla 1: Generación térmica en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), 2008.

Tecnología	Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Turbina Vapor	Carbón – Petcoke	1.206	34%
Turbinas Gas y Motores	Diesel	144	4%
Turbinas Gas y Motores	Fuel Oil No 6	128	4%
Ciclos Combinados/Abiertos	Gas Natural/Diesel	2.112	59%
Potencia Termoeléctrica		3.589	100%

Tabla 2: Generación térmica en el Sistema Interconectado Central (SIC), 2008.

Tecnología	Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Turbina Vapor	Licor Negro	42	1%
Turbina Vapor	Carbón	838	19%
Turbina Gas	Diesel	767	17%
Turbina Gas	IFO 180	64	1%
Ciclo Abierto Dual	Gas Natural/Diesel	784	18%
Turbina Vapor	Desechos Forestales	124	3%
Ciclo Combinado Dual	Gas Natural/Diesel	1.763	40%
Motores y Otros	Derivados del Petróleo	75	2%
Potencia Termoeléctrica		4.458	100%

Cabe destacar que para el parque existente no existen exigencias para reacondicionar las termoeléctricas, por consiguiente mejorar la calidad o la eficiencia de las instalaciones es una decisión privada. La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio no establece requisitos de vida útil o de disponibilidad y eficiencia para las centrales generadoras. En ambos sistemas interconectados, el pago por potencia firme no considera la antigüedad de las generadoras, tampoco se incorporan mecanismos para maximizar la eficiencia de las centrales generadoras en fijaciones tarifarias. La ausencia de exigencias para mejorar la eficiencia o para repotenciar una termoeléctrica permite la existencia de centrales con bajo rendimiento, aumentando con esto la emisión de contaminantes.

Por lo anterior, tanto en el SIC como en el SING, la antigüedad del parque de termoeléctricas comprende algunas centrales con más de 24 años, vida útil considerada por la CNE para sus fijaciones tarifarias (precio de nudo). Por ejemplo, las termoeléctricas con más de 24 años en el SIC representan el 16% equivalente a 722 MWe y en el SING el 10% equivalente a 345 MWe (Figuras N° 1 y 2). Por otra parte, se constató en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) que un plan de cierre de una termoeléctrica a carbón es a los 30 años.

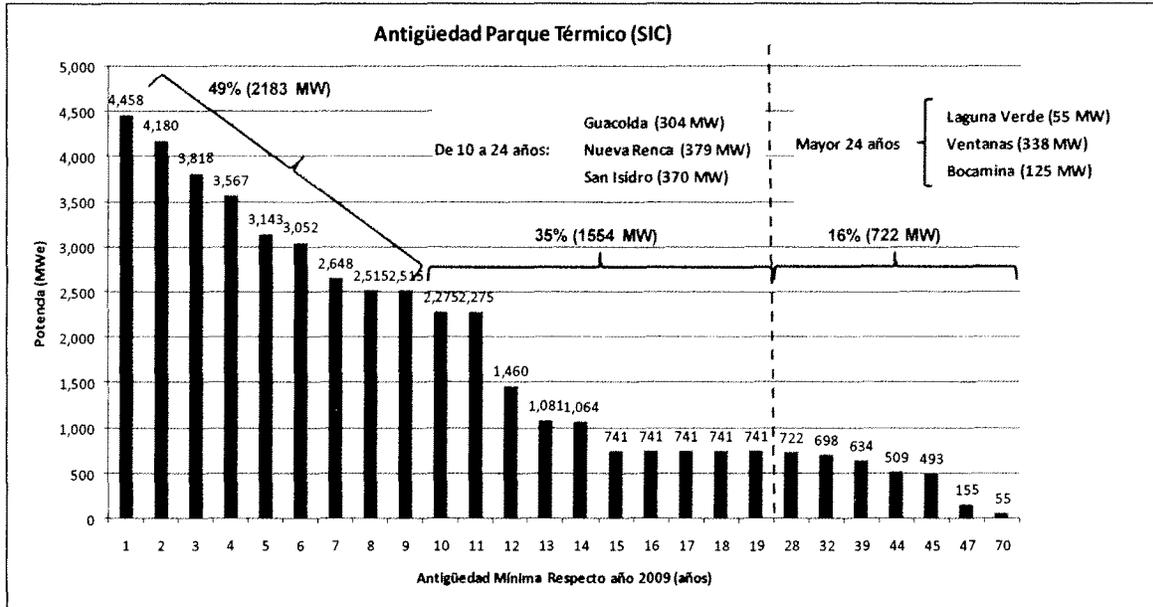


Figura 1: Antigüedad del Parque de Termoeléctricas (SIC)

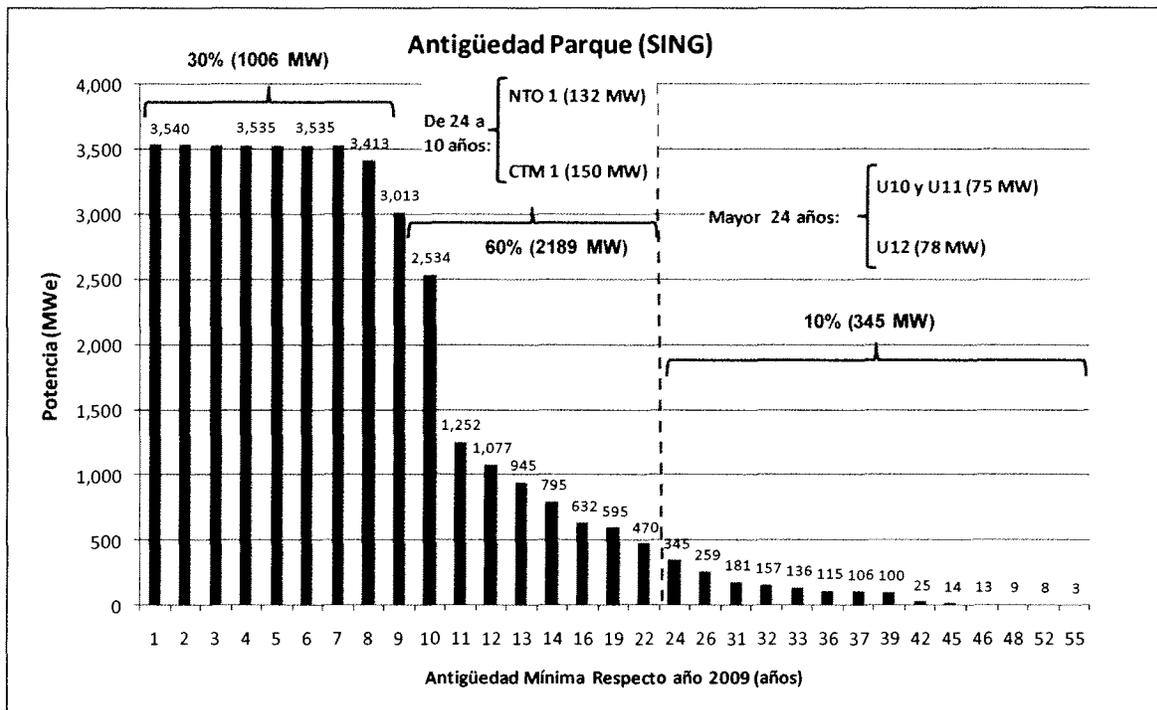


Figura 2: Antigüedad del Parque de Termoeléctricas (SING)

Los principales resultados del procesamiento de la encuesta indican que:

- a) Las tecnologías de control actualmente utilizadas y declaradas por las centrales corresponden para material particulado a precipitadores electrostáticos y filtros de mangas; para óxidos de nitrógeno la inyección de agua y quemadores bajo NOx (Low NOx) y para dióxido de azufre la inyección de caliza en lecho fluidizado y un desulfurizador de agua de mar (en construcción).
- b) Mediante el análisis de la encuesta se estimó el nivel de control de emisiones que posee el parque al año 2008. De esto se extrae que sólo un 27% de las fuentes emisoras (chimeneas) posee algún sistema de control o abatimiento para material particulado, para óxidos de nitrógeno el 47% posee tecnología básica y para dióxido de azufre sólo un 2%.
- c) Del total emitido el año 2008 sólo un 0,08%, 0,04% y un 0,6% para material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx) y dióxido de azufre (SO₂), respectivamente, corresponde a termoeléctricas con potencia menor a 50 MWt. Tomando en cuenta este hecho, en conjunto con la Guía del Banco Mundial, y considerando que las unidades inferiores a 50MWt son motores de combustión interna que serán regulados por otra norma, se establece como límite inferior para la implementación de esta norma una potencia de 50 MWt.
- d) Las unidades a carbón, principalmente calderas, registran emisiones de MP que varían entre 12 y 600 mg/m³N, para SO₂ varían entre 153 y 3.260 mg/m³N y para NOx varían entre 100 y 1.200 mg/m³N.
- e) Las unidades que utilizan combustibles líquidos, tiene rangos de emisión entre 1 y 2.377 mg/m³N para SO₂, entre 1 y 3.178 mg/m³N para NOx y entre 9 y 160 mg/m³N para MP. En el caso del SO₂ la variación se explica por la calidad del combustible, que puede ser diesel o fuel oil y por el uso de un lecho fluidizado.
- f) En el caso de las emisiones utilizando gas natural, se observa una menor variabilidad, con un nivel de emisiones promedio de 43 mg/m³N de NOx.

La estimación de emisiones en la línea de base (2008) se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 3: Estimación de Emisiones (Base 2008)

Contaminante	Emisiones (Ton/año)
MP	15.606
NOx	49.496
SO ₂	108.284
Hg	3,7
Ni	112
V	225

V. Proyección del parque de Termoeléctricas

Para proyectar el parque de termoeléctricas se utilizó el Plan de Obras informado por la CNE. De acuerdo al Plan de Obras asociado al Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo del mes de abril 2009 por la Comisión Nacional de Energía (CNE), todos los proyectos termoeléctricos que se encuentran en construcción y que tendrán su puesta en servicio antes del 2012 utilizarán carbón como combustible, representando tanto en el SIC como en el SING aproximadamente 2.211 MWe.

Cabe señalar que la llegada del gas natural licuado (GNL) permitirá que una parte de los ciclos combinados y ciclos abiertos concebidos originalmente para operar con gas natural, y que actualmente utilizan diesel, vuelvan a utilizar gas natural. El único proyecto concebido para utilizar GNL según el Plan de Obras, es la Central Quintero. Por otra parte, todos los proyectos termoeléctricos en estudio del SIC y el SING, programados posteriormente al inicio del 2012 hasta el 2020, comprenden centrales termoeléctricas que usarán carbón³.

Tecnología de control disponible y costo-efectiva

Entre las tecnologías de control disponibles⁴ y costo-efectivas, se distinguen las de control preventivo y las de control de emisión primario y secundario. Los controles preventivos y primarios tienen por objeto inhibir la formación de los contaminantes a partir de cambios a nivel operacional, dentro de este tipo se encuentra la utilización de combustibles con azufre menor al 1% (control preventivo) y la utilización de quemadores Low-NO_x (control primario). El control de emisión secundario es aquel que integra un equipo auxiliar (post-combustión) que captura o remueve un contaminante. Dentro de este tipo de tecnologías se consideran los filtros de mangas (FM), precipitadores electrostáticos (PE), desulfurizadores (DGC, hay secos, húmedos y con agua de mar) y los desnitrificadores que comprenden sistemas de reducción catalítica selectiva (SCR) y reducción no catalítica selectiva (SNCR).

Las principales tecnologías disponibles para el control de emisiones⁵ y su eficiencia de remoción se muestran en las siguientes Tablas. Cabe destacar el co-beneficio que se logra en la reducción de metales al incluir equipos de control para material particulado y gases.

Tabla 4: Tecnología de control preventiva o básica y eficiencia de remoción

Contaminante	Tecnología	Eficiencia
SO ₂	Inyección de caliza en lecho fluidizado	80%-90% ⁽¹⁾
NO _x	Quemador Low NO _x + Recirculación de gases (QLN-RG)	64% ⁽²⁾
NO _x	Recirculación de gases (RG)	60% ⁽³⁾
NO _x	Quemador Low NO _x (QLN)	35%-55% ⁽⁴⁾
NO _x	Inyección de agua o vapor (IA V)	68% ⁽⁵⁾
NO _x	Combustión con bajo exceso de aire	10%-20% ⁽⁶⁾

(1) Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica 2008, Banco Mundial

³ El Plan de obras además incluye un número importante de centrales hidroeléctricas.

⁴ Se entenderá como tecnologías disponibles a tecnologías probadas, costo-efectivas y disponibles en el mercado.

⁵ Fuente: Elaboración propia en base a información de: Expediente Público, proveedor ALSTOM para el caso de abatimiento de mercurio, de Banco mundial en Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica (2008) para el caso de abatimiento de Material Particulado, dióxido de azufre y óxidos nitrosos.

- (2) Evaluation of Gas Reburning and Low-NOx Burners on a Wall-Fired Boiler, US department of Energy.
 (3) Evaluation of Gas Reburning and Low-NOx Burners on a Wall-Fired Boiler, US department of Energy.
 (4) AP-42, 5ta edición, "External combustión sources", "Bituminous and Subbituminous Coal Combustion".
 (5) Eficiencia de IA V en turbina a gas. Boletín técnico: ¿Óxidos de nitrógeno (NOx) por qué y cómo se controlan? EPA-456-F-00-002.
 (6) AP-42, 5ta edición, "External combustión sources", "Bituminous and Subbituminous Coal Combustion".

Tabla 5: Tecnología de control de emisiones y eficiencia de remoción

Contaminante	Tecnología	Eficiencia
SO ₂	DGC húmeda	< 98% ⁽¹⁾
SO ₂	DGC semiseco	<94% ⁽²⁾
SO ₂	DGC agua mar	< 97% ⁽³⁾
NO _x	SCR	80%-95% ⁽⁴⁾
NO _x	SCNR	30%-50% ⁽⁵⁾
MP	Precipitador electrostático (PE)	<99,8% ⁽⁶⁾
MP	Filtro de mangas (FM)	<99,9% ⁽⁷⁾
Hg	PE o FM	70% ⁽⁸⁾
Hg	DGC+PE o FM	85% ⁽⁹⁾
Ni	PE o FM	79,1% ⁽¹⁰⁾
Ni	DGC+PE o FM	97,2% ⁽¹¹⁾
V	PE o FM	85% ⁽¹²⁾
V	DGC+PE o FM	90% ⁽¹³⁾

(1), (2), (4), (5), (11), (13): Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica 2008, Banco Mundial.

(3) Tecnologías de Desulfurización de ALSTOM: Reduciendo emisiones de óxidos de azufre en plantas de generación de energía. Alain Bill, Paris, Francia. Svein-Ole Strommen, Oslo, Noruega.

(6) Manual de costos de control de contaminación del aire de la EPA, 6ta edición, 2002.

(7) AP-42, EPA, "External combustión sources", "Bituminous and Subbituminous Coal Combustion".

(8) Air quality control system Hg removal technologies ALSTOM

(9) Fuente: J.M. Pacyna et al. Mercury pollution and human welfare. 2009

(10) AP-42 Documentación técnica.

(12) Davis E. N. and Associates. National Inventory of sources and emissions of Arsenic, Beryllium, Manganese, Mercury and Vanadium. Report for Environmental Protection Agency, 1971.

VI. Definición de Escenarios normativos evaluados para regular las termoeléctricas

Se determinaron tres escenarios de regulación, que establecen límites de emisiones como concentración de los contaminantes en la salida de las chimeneas. Los criterios para la definición de los escenarios se basaron en aspectos normativos, técnicos y económicos.

Los criterios normativos establecen las prioridades de los contaminantes a incluir en la norma de emisión. Dado que existen normas de calidad del aire para material particulado, dióxido de azufre, y los óxidos de nitrógeno, entonces se requiere normar las emisiones de estos contaminantes. Además, es necesario normar la emisión de mercurio debido a que está incluido en el Plan Nacional de Gestión de Riesgos del Mercurio. Se considera también que al reducir las emisiones de material particulado, a través de una norma de emisión, se logra en forma indirecta la reducción de metales tales como níquel y vanadio, los que han sido reconocidos por sus efectos nocivos sobre la salud humana y el medioambiente. Asimismo, al controlar los gases (SO₂, NO_x), se obtienen co-

beneficios debido a la reducción de material particulado secundario (sulfatos y nitratos), es decir material particulado fino MP2.5.

En el desarrollo de la norma de emisión, se han considerado los criterios establecidos por el Banco Mundial, los cuales se basan en investigaciones científicas, consulta a especialistas, al sector industrial, gubernamental, y a la sociedad. Además, el International Finance Corporation (IFC), entidad dependiente del Banco Mundial, privilegia el uso de tecnologías y prácticas comprobadas de prevención y control de emisiones, consideran la disponibilidad de tecnologías, la factibilidad técnica de instalación, operación y mantenimiento, el aumento del costo del capital de inversión, del costo de operación y mantenimiento, las tendencias en legislación ambiental de países desarrollados y en vías de desarrollo.

Los criterios técnicos se basan por una parte en la calidad del combustible que utilizan las termoeléctricas. Tal es el caso del contenido de azufre en el combustible líquido y sólido, y en el contenido de cenizas del combustible sólido.

De gran importancia ha sido la definición futura del contenido de azufre en los combustibles líquidos que se comercializarán a partir del año 2010 en Chile y de las calidades de carbón que se utilizan en nuestro país, que en su gran mayoría, provienen de Colombia e Indonesia, los cuales son reconocidos por su buena calidad (contenido de azufre menor a 1%). Además, están los criterios asociados a las tecnologías que utilizan las termoeléctricas (calderas, turbinas) y a los métodos de prevención (buenas prácticas) y los sistemas de control de emisiones. Como criterio básico se considera la prevalencia del uso de tecnologías y prácticas comprobadas de prevención y control de emisiones, así como la disponibilidad de tecnologías a nivel global y la factibilidad técnica de instalación, operación y mantenimiento de los equipos.

Los criterios económicos están basados en los costos de los sistemas de abatimiento (control de emisiones), costos de operación, mantención y monitoreo. Asimismo, se consideran los beneficios ambientales en salud, recursos naturales, materiales, entre otros.

En resumen, para el diseño de escenarios se analizó el nivel de emisiones de las termoeléctricas actuales y proyectadas, el nivel de equipamiento de control de emisiones en las termoeléctricas actuales y proyectadas, de las distintas alternativas disponibles para el control de emisiones, se realizaron visitas técnicas a termoeléctricas, se tomó contacto con agencias internacionales, como el IFC del Banco Mundial, NILU, entre otras, y se revisó la normativa internacional, en cuanto a su enfoque y tendencia.

A partir de todo este análisis se determinaron tres escenarios de regulación, que establecen límites de emisiones como concentración de los contaminantes en la salida de las chimeneas.

Tabla 6: Escenarios evaluados para MP, SO₂ y NO_x

Combustible	MP			SO ₂			NO _x		
	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E2	E3
Sólido	100	50	30	900	400	200	600	400	200
Líquido	100	50	30	100	30	10	400	200	120
Gas Natural	-	-	-	-	-	-	100	80	50
Otros gases	-	-	-	400	200	100	100	80	50

Tabla 7: Escenarios evaluados para Mercurio (Hg), Níquel (Ni) y Vanadio (V)

Combustible	Hg			Ni			V		
	E1	E2	E3	E1	E2	E3	E1	E2	E3
Sólido	0,2	0,1	0,05	1,0	0,5	0,25	2,0	1,0	0,5

La evaluación de beneficios sociales se desarrolló en dos cortes temporales al periodo de evaluación, años 2014 y 2020.

Escenarios de reducción de emisiones

Se estableció la reducción de emisiones para cada escenario regulatorio en comparación a la línea base de emisiones. Las siguientes Tablas muestran las emisiones en un escenario sin norma y con norma al año 2014 y 2020 para cada contaminante.

Tabla 8: Emisiones al 2014 (ton/año)

Escenarios	Emisiones ton/año 2014					
	MP	NO _x	SO ₂	Hg	Ni	V
SIN NORMA	17.833	66.086	133.253	5,9	179,7	359,3
E1	7.805	50.223	69.913	5,9	95,5	182,9
E2	4.794	36.632	36.496	5,6	45,7	91,5
E3	2.971	19.692	18.553	4,2	22,9	45,7

Tabla 9: Emisiones al 2020 (ton/año)

Escenarios	Emisiones ton/año 2020					
	MP	NO _x	SO ₂	Hg	Ni	V
SIN NORMA	18.264	79.742	142.891	7,8	234,3	468,5
E1	9.171	61.365	87.526	7,8	123,3	246,5
E2	6.042	47.417	48.069	7,5	62,1	124,3
E3	3.901	26.592	24.785	5,6	31,1	62,1

Tabla 10: % de reducción de cada escenario respecto a escenario sin norma. Año 2014

Escenarios	MP	NO _x	SO ₂	Hg	Ni	V
E1	56,2	24,0	47,5	0,0	46,9	49,1
E2	73,1	44,6	72,6	5,1	74,6	74,5
E3	83,3	70,2	86,1	28,8	87,3	87,3

Tabla 11: % de reducción de cada escenario respecto a escenario sin norma. Año 2020

Escenarios	MP	NOx	SO ₂	Hg	Ni	V
E1	49,8	23,0	38,7	0,0	47,4	47,4
E2	66,9	40,5	66,4	3,8	73,5	73,5
E3	78,6	66,7	82,7	28,2	86,7	86,7

VII. Uso de herramientas para la modelación en el sistema eléctrico y en la calidad del aire

Para reflejar el comportamiento del sistema eléctrico se usó el modelo Ose2000, el cual simula el despacho económico a largo plazo. Se seleccionó este modelo por varias razones, entre las más importantes cabe destacar, que es el mismo modelo que usa la *Comisión Nacional de Energía* (CNE) para la determinación de los precios de nudo que calcula semestralmente, el cual simula el despacho hidrotérmico esperado del sistema eléctrico, donde la principal función objetivo es la operación a mínimo costo considerando el costo de las centrales térmicas y la gestión óptima de los recursos embalsados en el caso del SIC. En resumen, el modelo representa para ambos sistemas, la oferta existente y el plan de obras, la proyección de demanda por barra, el sistema de transmisión, la gestión óptima de embalses (en el SIC) y los precios de combustibles. En el caso de las detenciones programadas de todas las centrales, está dado por un programa de mantenimiento eficiente. En el Estudio se utilizó el programa definido por la CNE en la fijación de precios de nudo de Abril 2009.

Para simular la relación emisión-calidad para la línea de base y las reducciones en cada escenario, se seleccionó el modelo CALMET-CALPUFF, el cual ha sido utilizado ampliamente a nivel nacional e internacional para evaluar a este tipo de fuente emisora. El modelo estima contaminantes primarios y secundarios, es aplicable en caso de terreno complejo e interfases de tierra-agua, incorpora la formación de aerosoles secundarios (MP2.5) producto de las emisiones de sus precursores: dióxidos de azufre y óxidos de nitrógeno. Como entrada al modelo se utiliza la topografía, el uso de suelo, la meteorología tanto de superficie como de altura y las emisiones de cada fuente emisora. Para este estudio destaca la valiosa información de monitoreo de estaciones meteorológicas y de calidad del aire a lo largo del país, que sirvió de entrada al modelo y para el análisis posterior de su aplicación, información que fue entregada por el propio sector de termoeléctricas a través de la encuesta que realizó el estudio. Como resultado de salida del modelo, se obtienen las concentraciones de MP10, SO₂, NOx, MP2.5 y la depositación de MP, SO₂ y Hg.

VIII. Análisis Costo Beneficio

La aplicación de una norma de emisión para centrales termoeléctricas, traerá consigo una serie de beneficios directos e indirectos (co-beneficios). La evaluación se realiza al comparar la situación base proyectada, con la situación esperada al aplicar la norma de emisión para las termoeléctricas.

Para la evaluación de beneficios de cada escenario se evaluaron monetariamente los efectos de morbilidad y mortalidad, debido a las reducciones logradas en la calidad del aire para MP10, MP2.5, NOx y SO₂.

También se cuantificaron otros beneficios, los que no fueron valorados económicamente debido a que no se dispone de metodologías costo-beneficio, asociados a la depositación de material particulado y óxidos de azufre sobre distintas coberturas vegetales y a la depositación de mercurio

sobre cuerpos de agua. No se cuantificaron otros impactos, tales como: la reducción de la visibilidad y el deterioro y ensuciamiento de la infraestructura.

La reducción de emisiones de Mercurio, Níquel y Vanadio es un resultado o co-beneficio de la reducción de material particulado y dióxidos de azufre, lo que implica que el sector de termoeléctricas a regular no incurrirá en costos de inversión y operación para equipos de control específicos, a pesar de que existe tecnología disponible y probada como la de carbón activado para reducir mercurio.

Los beneficios se valoraron hasta el año 2020 debido a que la proyección de centrales térmicas se encuentra hasta esa fecha, sin embargo, los beneficios se reflejarán desde la aplicación de la norma hasta por más de 20 años. Por lo expuesto, se debe considerar en el análisis que los beneficios están subvalorados, considerando que la vida útil de las centrales termoeléctricas y de los equipos de abatimiento que se instalarán es mayor que el período hasta el 2020.

Para la evaluación de los costos se consideró la potencia térmica, el tipo y calidad de combustible, el flujo volumétrico, la concentración de contaminante, la eficiencia de remoción requerida, el reacondicionamiento de equipos en termoeléctricas existentes, los costos de insumos, mano de obra, instalación de equipos, entre otros ítems de costos adaptados al caso chileno, además del análisis de la disponibilidad de espacio físico en centrales existentes

Resultados del análisis costo beneficio

De acuerdo a los resultados obtenidos en costos y beneficios, la siguiente Tabla entrega el VAN (Valor Actual Neto) a enero 2010, de la aplicación de la norma de emisión para cada escenario analizado, utilizando una tasa de 6% anual y un horizonte de evaluación de 20 años.

Tabla 12: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 20 años).

Costo y Beneficio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Beneficio salud	1.477	2.713	3.816
Costo Inversión y Fijos	429	798	1,035
Costo Sistema Eléctrico	127	335	707
Costo Total	555	1,134	1,741
Valor Actual Neto	922	1.579	2.075

De la Tabla anterior, se observa que en el Escenario 1, la diferencia entre los beneficios y los costos de la aplicación de la norma alcanzan a 922 millones de US\$, por su parte, la aplicación del Escenario 2 entrega un resultado neto de 1.579 millones de US\$ y finalmente, el Escenario 3 obtiene un beneficio neto de 2.075 millones de US\$.

El escenario tres entrega el mayor valor actual neto (VAN), el que asciende a 2.075 millones de US\$ en la evaluación usando un horizonte de 20 años. En esta evaluación el costo de inversión (lo cual es una ponderación de la adquisición de equipos de control, adecuación de equipos existentes e incorporación de tecnología básica) se estimó en 1.035 millones de US\$ y los costos de operación

en 707 millones de US\$. Si se consideran horizontes de tiempo alternativos en la evaluación económica, se observa que se incrementa significativamente el VAN en el tiempo, alcanzando a 3.561 millones de US\$ en el escenario tres al considerar un horizonte suficientemente grande.

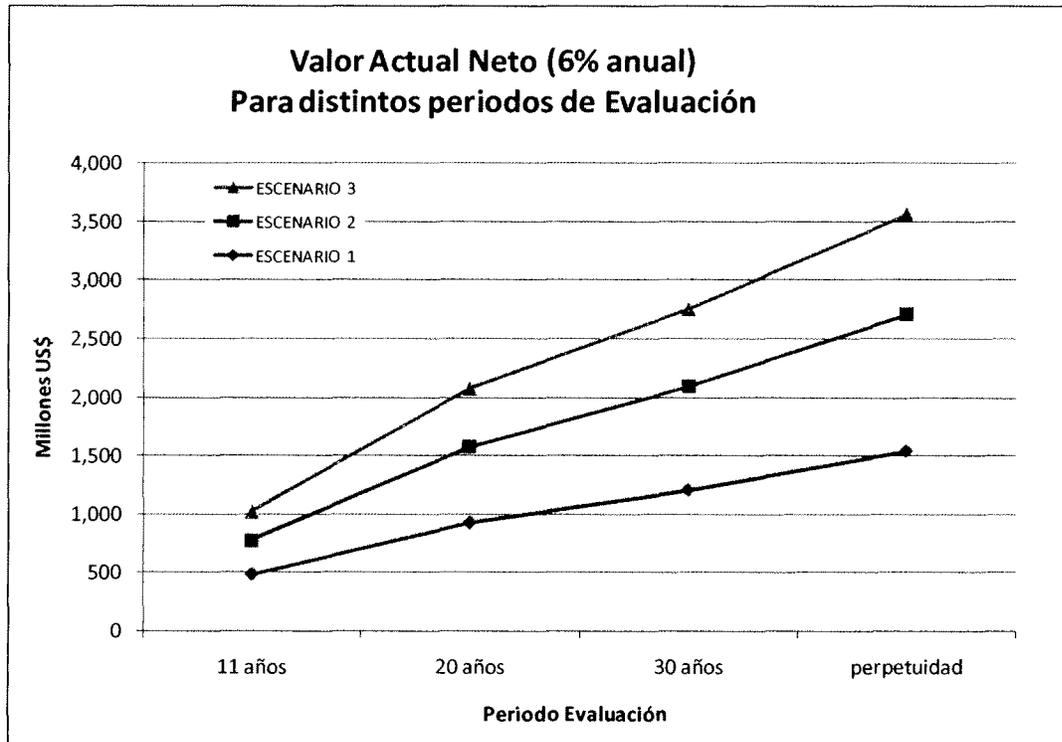


Figura 3: Valor Actual Neto (VAN) para distintos periodos de evaluación

En resumen, al aplicar el escenario tres se obtendrán las siguientes implicancias:

- Los resultados indican que al año 2020, se generarán reducciones significativas de emisiones de gases, material particulado y metales a la atmósfera. Esto se traduce en reducciones de 14.000 ton/año de MP, 53.000 ton/año de NO_x y reducciones de 118.000 ton/año de SO_2 .
- Se espera una reducción de 282 muertes por año al contar con la norma de emisión para termoeléctricas. Esto implica un beneficio (o costo evitado) de hasta 672 millones de US\$ al año.
- Se obtendrán beneficios sobre los recursos naturales, pues se evitaría que se depositen aproximadamente 640 ton/año de MP sobre áreas agrícolas, plantaciones, bosques, praderas y renovales en Chile.
- Se estima que se producirá una reducción aproximada de 222 mg/año de Hg depositado en cuerpos de agua, al contar con una norma de emisión para este contaminante.

- Se obtienen co-beneficios (beneficios indirectos) que comprenden la reducción de material particulado secundario (MP2.5) a través de la reducción de las emisiones de sus precursores (dióxidos de azufre y óxidos de nitrógeno).
- En el caso de equipos de abatimiento para material particulado, no es necesario invertir en nuevos equipos, debido a que las centrales que utilizan combustible sólido ya cuentan con estos equipos (de trece fuente existentes que usan combustibles sólidos, 12 declararon que ya tiene un equipo de control). Por lo tanto, solo se debe utilizar correctamente esos equipos o realizar las mantenciones correspondientes o reacondicionar dichos equipos de control.
- Para equipos de abatimiento de SO₂, no aumenta significativamente la inversión, ya que las tecnologías usadas son altamente eficientes (sobre 90% de remoción). Por tal razón, es recomendable que la solución óptima se realice de una vez.
- No se deben incurrir en costos de inversión para tecnología de control para remover metales, pues se asume el beneficio indirecto, logrado a través de la remoción de MP y SO₂.
- Con respecto a los efectos que provocaría la aplicación de la norma de emisiones en las tarifas reguladas en cada sistema eléctrico, estos están condicionados a los nuevos procesos de licitación de suministro para las concesionarias de distribución eléctrica, los cuales se deberían iniciar desde el año 2018 en adelante. Es decir, la aplicación de la norma no tiene efecto hasta ese año. En efecto, las tarifas eléctricas reguladas en los próximos 10 a 15 años dependen de los precios alcanzados en los procesos de licitación llevados a cabo durante los años 2006 a 2009, además dichos precios están indexados a variables de precios de combustibles (gas natural, petróleo diesel, carbón, etc.) e índices de precios de Estados Unidos (CPI).
- Además, los procesos de licitación llevados a cabo ya incluyen como información de mercado los costos asociados a equipos de abatimiento (inversión, mantención, operación, etc.). Esto se debe a que el precio techo de dichas licitaciones definidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE) incorporan dichos costos de inversión. La CNE incluye los costos asociados a sistemas de abatimiento, para las centrales futuras consideradas en el Plan de Obras, desde la fijación de precio de Nudo de Octubre del año 2004.
- Es importante señalar que la aplicación de la norma de emisión en cualquiera de los escenarios analizados, no implica riesgo alguno en la seguridad de los sistemas eléctricos interconectados.
- Lo anterior se debe a que, la instalación de los equipos de abatimiento se debe realizar de forma que exista una coordinación con los programas de mantenimiento de las centrales termoeléctricas. En este sentido, es rol de cada Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC SIC) y Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC SING), supervisar en forma eficiente cada uno de los programas de mantenimiento que permitirán instalar los equipos de control dentro del periodo exigido en la norma. En este sentido, ante eventos que puedan condicionar la suficiencia o seguridad de abastecimiento del sistema, cada CDEC tiene como obligación reprogramar de forma eficiente los mantenimientos asegurando el mínimo costo para el sistema eléctrico respectivo.



9. Análisis de la gradualidad para el parque existente

Se ha estimado que aplicar un gradualismo de 3 años para las termoeléctricas existentes sería suficiente, debiendo dar cumplimiento a partir del año 2014. Las termoeléctricas nuevas deben cumplir con los límites desde su puesta en servicio.

Para determinar lo anterior, uno de los principales aspectos analizados ha sido las funciones de cada uno de los Centros de Despacho Económicos de Carga (CDEC-SIC y CDEC-SING), los cuales programan de forma eficiente los mantenimientos anuales y los mantenimientos mayores para cada una de las centrales de los sistemas.

Otro aspecto para determinar la gradualidad en las termoeléctricas existentes, ha sido el análisis de costo efectividad para dar cumplimiento a la norma, que considera tecnologías básicas de control de emisiones y de buenas prácticas de operación y mantención. La implementación de la tecnología de control se realiza en paralelo al funcionamiento de la central, pudiendo ser de más de un equipo de control, aprovechando la detención programada para la conexión del flujo al equipo de control.

Al respecto, se ha concluido que el tiempo para incorporar los equipos de control y considerando eventualidades, desde la orden de compra hasta la puesta en servicio, puede tomar de 18 a 24 meses, esto dependerá de la solución caso a caso.

1 INTRODUCCIÓN

Las normas de emisión son instrumentos de gestión ambiental fundamentales en el apoyo a normas de calidad primaria de calidad de aire. El decreto 93 del año 1995 establece un reglamento para fijar tales normas de emisión, y establece que éstas son de carácter preventivo. Para poder fijar las normas es necesario definir los valores norma, además de su área geográfica de aplicación, el objetivo de protección, el tipo de fuente a regular, y finalmente los plazos para el cumplimiento de ésta. Dentro de los antecedentes requeridos para dictar una norma debe incluirse un análisis de factibilidad técnica y económica de su implementación. La norma de emisión de termoeléctricas fue definida como priorizada en el año 1999, en acuerdo del Consejo Directivo de CONAMA, y en el año 2006 se da inicio al proceso de la dictación de la norma.

La generación termoeléctrica es fuente importante de contaminantes locales y globales. Inevitablemente todos los procesos de combustión tienen emisiones de óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono, y monóxido de carbono. Dependiendo de la composición del combustible también se emiten grandes cantidades de dióxido de azufre. Finalmente son fuentes importantes de material particulado. Las emisiones tienen impactos en contaminantes normados en forma primaria, como lo son el material particulado, el NO_2 y SO_2 . Adicionalmente las emisiones de NO_2 y SO_2 son precursores de los ácidos nítrico y sulfúrico, componentes de la lluvia ácida. El impacto de las emisiones de material particulado primario se considera más bien local. Sin embargo las emisiones de SO_2 se encuentran reguladas en normas de calidad primaria y secundaria. El SO_2 también se transforma en la atmósfera para formar material particulado fino en la forma de sulfato. Los NO_x emitidos también son precursores del material particulado fino, en la forma de nitratos.

Finalmente la generación termoeléctrica emite dióxido de carbono, el gas de efecto invernadero antropogénico de mayor contribución al cambio climático.

1.1 Objetivo general

El objetivo central de este estudio es realizar un análisis general del impacto económico y social que tendrá la futura regulación de emisiones para termoeléctricas considerando la evaluación de tres escenarios regulatorios.

1.2 Objetivos Específicos

- 1) Identificar impactos y efectos de la futura norma sobre sector a regular mediante un análisis del mercado de la generación eléctrica, la composición del parque generador existente y futuro, las tecnología de generación y abatimiento, emisiones base y proyectadas frente a distintos escenarios.
- 2) Fundamentar los contenidos de la norma de acuerdo al reglamento de normas de emisión y calidad, decreto supremo 93 del año 1995.
- 3) Evaluar el impacto de los escenarios en cuanto a la seguridad, y tarifa para clientes regulados y no regulados, indicando rangos de incertidumbre.



-
- 4) Realizar los costos al privado y al Estado (mediante control y fiscalización) para cumplir la normativa propuesta (en cada uno de los escenarios).
 - 5) Evaluar los beneficios sociales, representado como beneficios a la salud, de los escenarios.
 - 6) Presentar un análisis de costo beneficio de la normativa de emisión en todos sus escenarios.

El presente estudio mostrará el proceso de selección de escenarios de regulación, la metodología en la estimación del costo de cumplimiento de la norma mediante equipos de abatimiento, el impacto de la normativa en los precios de generación eléctrica, y los beneficios sociales de la implementación de la norma.

2 ANÁLISIS DEL SECTOR REGULADO

En este capítulo, se realiza un análisis del sector eléctrico del país, con particular énfasis en los dos principales sistemas eléctricos, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Se realiza una revisión de las principales características del mercado eléctrico chileno, en particular de los mecanismos de funcionamiento del mercado de generación. Se entregan los esquemas básicos de comercialización de los generadores y la relación con las tarifas a clientes finales del sistema eléctrico.

El objetivo del capítulo es entregar los aspectos más relevantes del sector eléctrico que se deben considerar para la comprensión de la actividad emisora, y de los potenciales y posibles efectos que podría tener la norma sobre dicho sector.

2.1 Antecedentes Generales del Sector Eléctrico

2.1.1 Principales Características

El sector eléctrico chileno está compuesto por dos sistemas eléctricos principales, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) cuya oferta de generación conjunta cubre el 99,4 % de la demanda de energía eléctrica del país. En el siguiente cuadro se presenta la potencia bruta instalada en cada uno de los sistemas eléctricos del país.

Tabla 2. 1: Potencia bruta instalada [MW] por sistema eléctrico y tipo (Diciembre 2008).

Tipo	SIC	SING	Magallanes	Aysén
Termoeléctrica	4,458	3,589	99	28
Hidroeléctrica	4,910	13	-	21
Eólica	18	-	-	2
Total	9,386	3,602	99	50
%Sistema	71.4%	27.4%	0.8%	0.4%

Como se observa en la siguiente figura, el SIC tiene una importante participación en centrales hidroeléctricas (53%), no así el SING, que sólo posee un 0.36% de participación hidroeléctrica, contando con una participación de más de 33% de centrales térmicas a carbón.

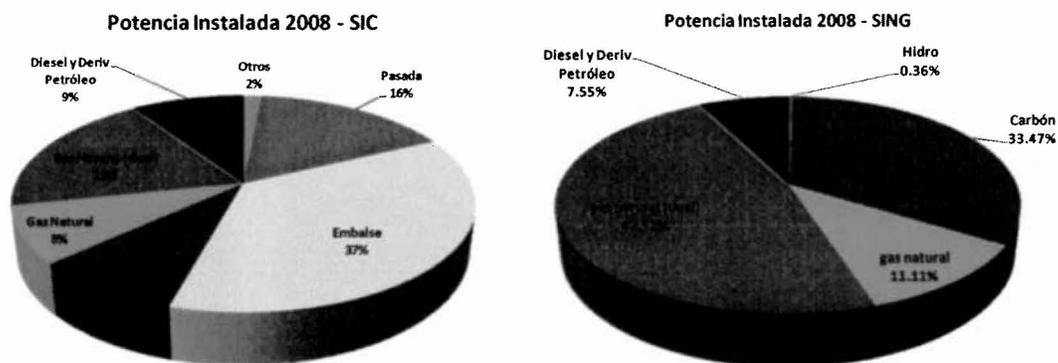


Figura 2. 1: Potencia instalada SIC y SING a Diciembre 2008. (Fuente, CNE, Elaboración Propia)

La demanda de energía de los sistemas interconectados a tenido un crecimiento sostenido en los últimos 10 años, exhibiéndose por ejemplo, tasas de 7.3% y 7.9% de crecimiento en las ventas de energía entre los años 2003 y 2004. Sin embargo, en el año 2008 hubo un decrecimiento de -1.0% en el SIC, lo cual se puede percibir como un avance en temas de eficiencia energética, pero también como resultado de un estancamiento en el crecimiento económico del país⁶.

Es importante destacar una particularidad para el SING, cuya capacidad instalada duplica la demanda de potencia. Dicha observación puede indicarnos una sobreinstalación del parque generador de dicho sistema eléctrico, lo cual desde el punto de vista operativo no existe, porque algunas unidades de dicho sistema (por ejemplo: ciclos combinados de Gas Atacama) están limitados para generar hasta 300 MW, por un tema de seguridad y limitación de los sistemas de transmisión. De la misma forma, el ciclo combinado Salta⁷ de AES Gener instalado en territorio Argentino, hoy en día inyecta al sistema chileno menos de un tercio de su capacidad instalada.

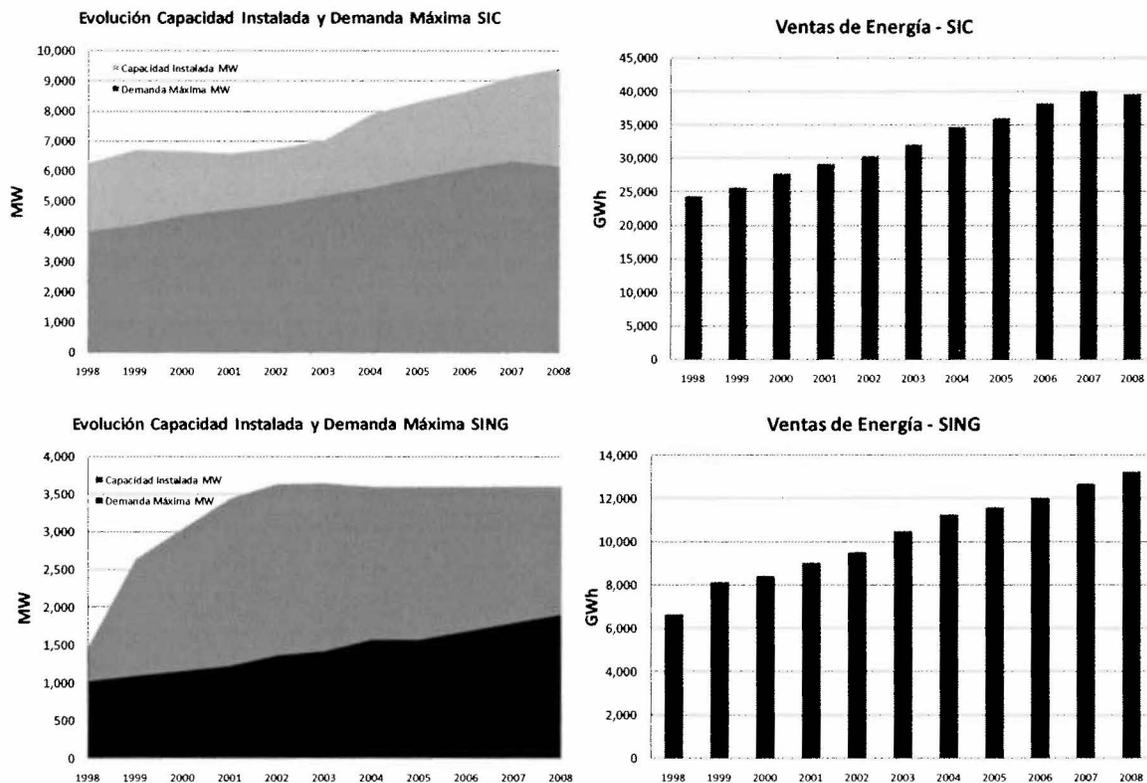


Figura 2. 2: Demanda eléctrica de energía y potencia SIC y SING. (Fuente: CNE, Elaboración Propia).

⁶ En general, se asocia una correlación entre la demanda eléctrica de los países con el crecimiento económico, por ejemplo con el PIB.

⁷ El ciclo combinado Salta fue concebido como una central dedicada exclusivamente para abastecer al SING, sin embargo, debido a los cortes de suministro de gas natural y a limitaciones de transmisión, la planta no genera el total de su capacidad instalada a Chile.

Por otra parte, la potencia instalada por empresa de generación, reconociendo la propiedad de cada una de las filiales en el SIC, se presenta en el siguiente cuadro. De esta forma, se observa que Endesa posee el 45.9% de la capacidad instalada, junto a Colbún alcanzan aproximadamente el 70% de la potencia bruta y si sumamos a AES Gener, resulta que el 86% de la capacidad instalada en el SIC es controlada por tres empresas.

Tabla 2. 2: Potencia instalada por empresa propietaria SIC 2008 (Fuente: CNE).

Empresa	[MW]	Participación
AES Gener	1,564	16.67%
Colbún	2,195	23.39%
Endesa	4,307	45.89%
Arauco Generación	169	1.80%
Ibener S.A.	124	1.32%
Petropower S.A	75	0.80%
Pilmaiquén S.A	39	0.42%
Pullinque S.A.	49	0.52%
Otros	864	9.21%
Total	9,386	100%

De la misma forma, en el SING la propiedad se concentra principalmente en Suez Energy, AES Gener y Gas Atacama, quienes poseen el 94% de la capacidad instalada del sistema, esto es incluyendo propiedad de cada una de las filiales.

Tabla 2. 3: Potencia instalada por empresa propietaria SING 2008 (Fuente: CNE).

Empresa	[MW]	Participación
Suez Energy	1,682	47%
AES Gener	920	26%
GasAtacama	781	22%
Celta	182	5%
Mantos Blancos	29	1%
Otros	9	0%
Total	3,602	100%

En las siguientes figuras se ilustran los diagramas unilineales simplificados de los principales sistemas de transmisión del SING y SIC. Los sistemas de transmisión del SING se caracterizan por ser en su gran mayoría instalaciones adicionales, es decir, se utilizan para abastecer directamente las demandas en las zonas mineras desde los puntos de generación en la costa. Asimismo, causado que algunas centrales del SING deban operar limitando la potencia máxima que disponen para el despacho del sistema.

Por su parte, los principales sistemas de transmisión del SIC tienen una topología de columna vertebral, la cual principalmente lleva la energía desde las zonas de grandes embalses en la zona sur del país (zonas de Ancoa y Charrúa) hasta la zona centro del país donde ocurre el mayor consumo.

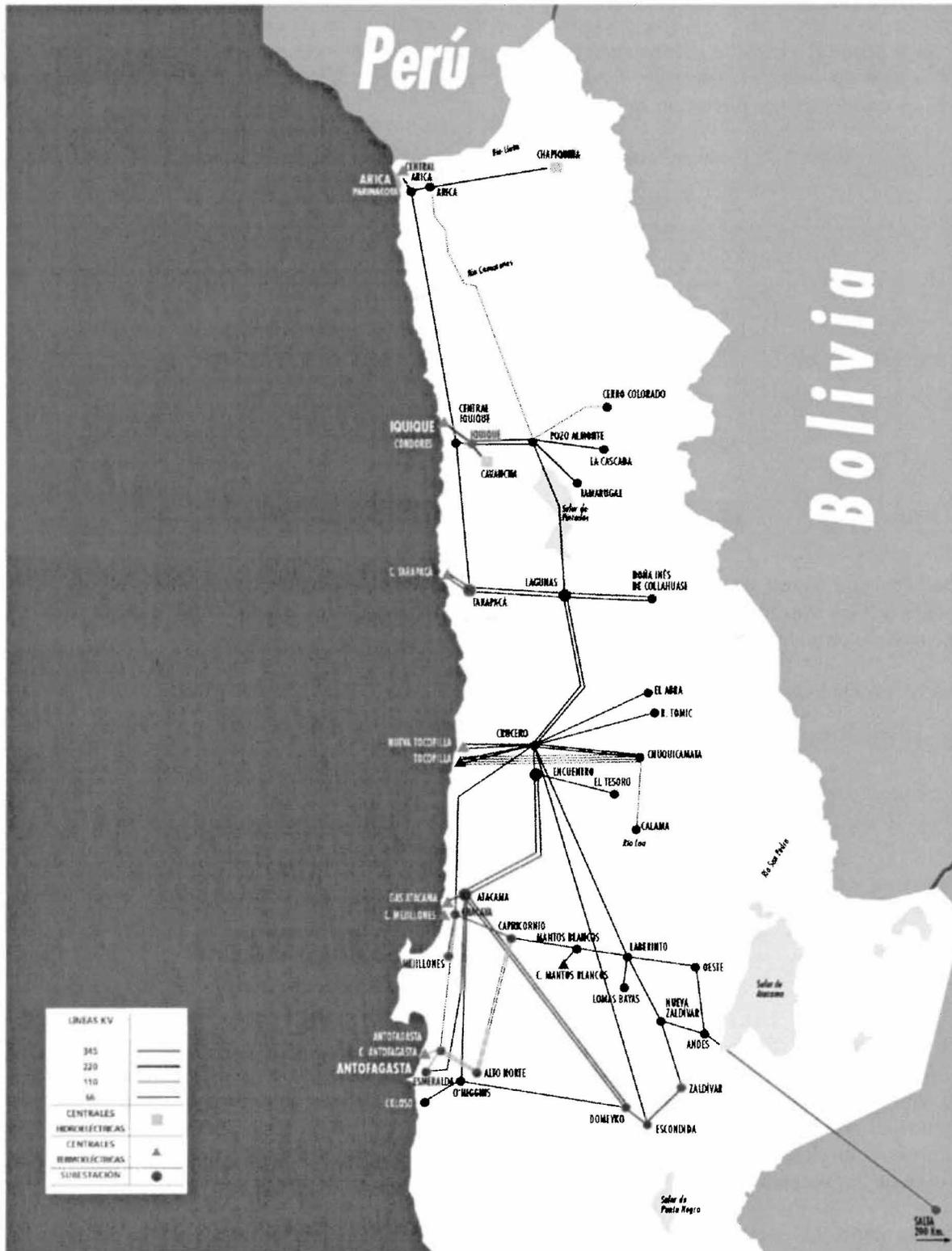


Figura 2. 3: Diagrama Unilineal Simplificado del Sistema Interconectado del Norte Grande - SING (Fuente: CDEC-SING, 2009).

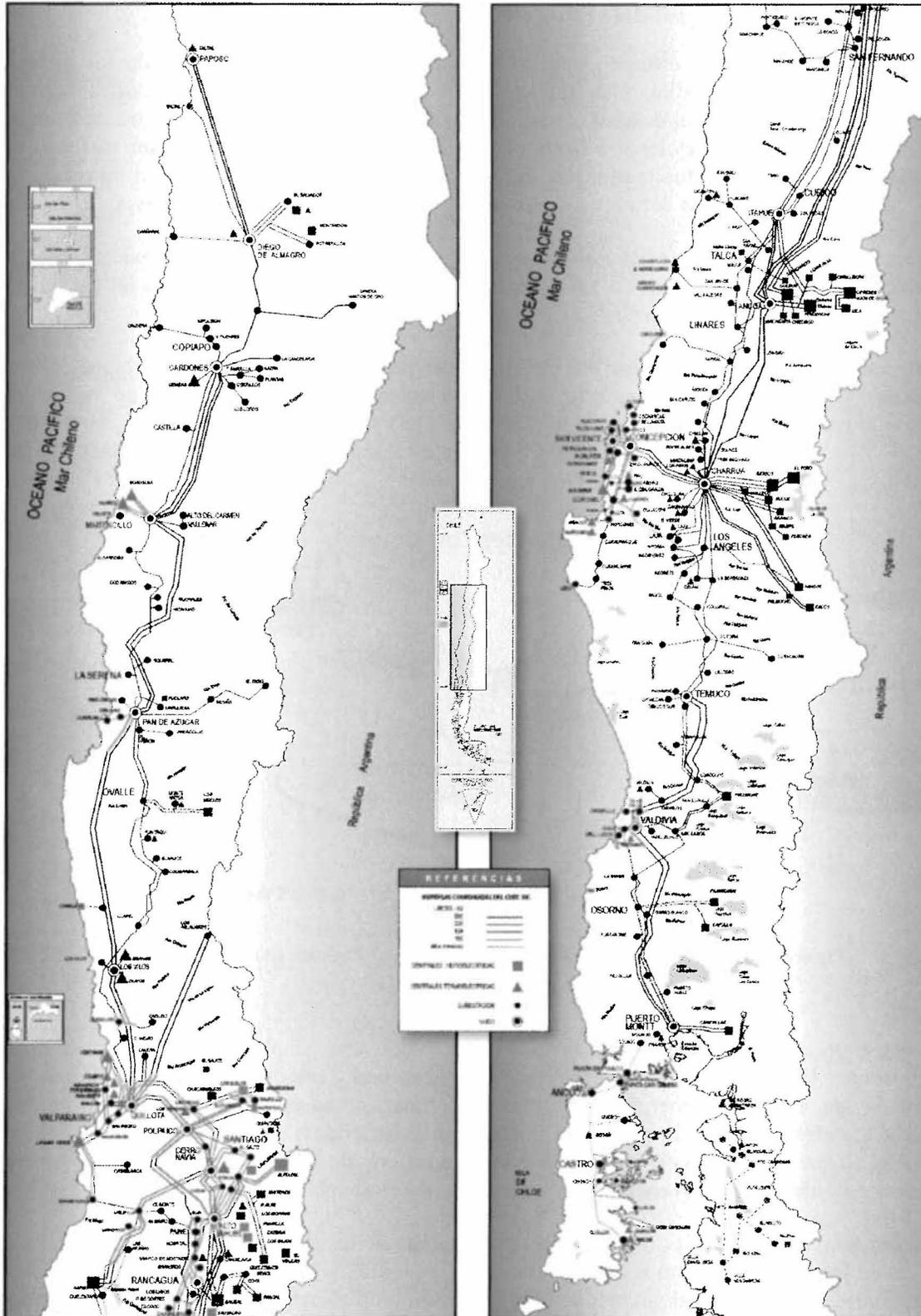


Figura 2. 4: Diagrama Unilineal Simplificado del Sistema Interconectado del Norte Grande - SIC (Fuente: CDEC-SIC, 2009).

2.1.2 Estructura actual del sector eléctrico

La estructura del mercado eléctrico chileno cumple las características básicas de los mercados competitivos a nivel mundial. Con un segmento de generación con características de libre competencia en un pool con despacho centralizado donde la mayor parte de las transacciones se realizan vía contratos financieros bilaterales de suministro de largo plazo y un mercado spot residual basado en los costos marginales de operación, donde el balance entre la inyección y el retiro, permite el cálculo y la definición de los pagos entre generadores excedentarios y deficitarios.

La transmisión y distribución eléctrica son segmentos bajo regulación de tarifas, donde se asegura el libre acceso y el pago por uso de las instalaciones de transmisión, y se utiliza un esquema de empresa modelo en el caso de la tarificación de las empresas distribuidoras.

La siguiente figura ilustra la estructura básica del sector eléctrico, destacando la competencia del segmento generación, el cual depende de las instalaciones de transmisión de alto voltaje para evacuar la generación a los centros de consumo, para abastecer a grandes consumos como clientes libres y a las concesionarias de distribución las cuales abastecen a los clientes regulados de cada sistema.

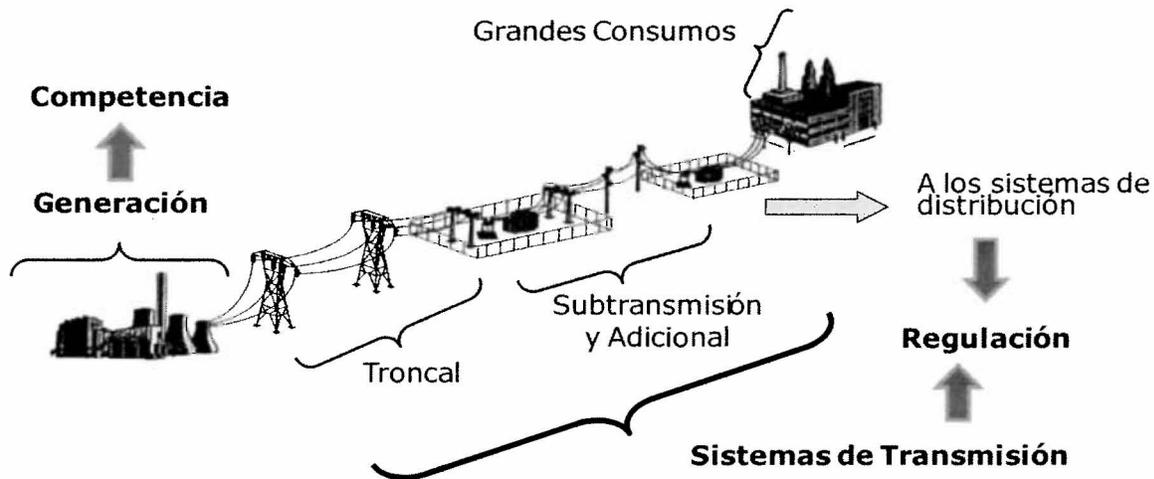


Figura 2. 5: Estructura básica del sector eléctrico. (Fuente: Elaboración Propia)

El sector energético chileno se caracteriza por tener una amplia dependencia externa de combustibles, las importaciones de petróleo crudo, gas natural y carbón equivalen aproximadamente al 70 % de la matriz energética de fuentes primarias, además, la preponderancia de la hidroelectricidad en la matriz energética provocan una importante dependencia de la variabilidad hidrológica, que junto al crecimiento sostenido pero incierto de la demanda eléctrica han generado escenarios de abastecimiento energético con una gran incertidumbre.

El desempeño estructural del mercado eléctrico chileno se ha visto afectado por dos situaciones críticas en los doce últimos años, una severa sequía en los años 1998 y 1999 puso de manifiesto la inestabilidad de un sistema dominado por la generación hidroeléctrica y las debilidades del modelo de coordinación/operación del mercado. La segunda situación crítica comenzó en mayo del año 2004 con la decisión del gobierno de Argentina de reducir arbitrariamente las exportaciones de gas

natural al país, lo que dejó al descubierto la limitada capacidad de alternativas energéticas en el país, el estancamiento de las inversiones en generación eléctrica y la urgente necesidad de modernización del mercado eléctrico.

Antes de las reformas llevadas a cabo en la llamada Ley Corta II⁸, dichas situaciones críticas de abastecimiento eléctrico, no veían reflejado el aumento de los costos de generación en los precios regulados (precios de nudo) que regían los contratos entre concesionarias de distribución y los generadores. Lo anterior sucede, dado que el precio de nudo se fija en una banda entorno a los precios promedio de los contratos libres, los cuales no entregan las señales temporales efectivas de las situaciones coyunturales del mercado.

Es así como la Ley Corta II introdujo un esquema de subastas para la determinación de los precios regulados, obligando a las concesionarias de servicio público de distribución eléctrica a licitar sus requerimientos de energía. Con dichas reformas, disminuye la importancia del precio spot (costo marginal de corto plazo) como señal de expansión en el mercado, aumentando la importancia de las señales de largo plazo que los propios generadores observan, permitiendo así, cubrir la inversión en nueva capacidad con contratos de largo plazo.

Desde el año 2006 se han llevado a cabo tres procesos de licitación, adjudicándose más de 20,000 GWh a las distintas distribuidoras en contratos de 15 años, sin embargo, la rapidez impuesta al diseño y ejecución del mecanismo de licitaciones a generado algunos inconvenientes, como la no adjudicación de una importante cantidad de energía en los procesos realizados, el aumento secuencial del precio base de licitación, lo que junto a una disparidad de los indexadores utilizados han provocado un aumento en los precios adjudicados en niveles sobre el precio medio de largo plazo que refleja el mercado.

Hoy en día se están estudiando y desarrollando diversos proyectos para mejorar el abastecimiento energético del país:

- Los terminales de regasificación de gas natural licuado (GNL) en la zona centro del SIC (Quintero, Región de Valparaíso) y en el SING (Mejillones, Región de Antofagasta). El primero, con fecha prevista para entrar en operación en Julio del presente año 2009, y el segundo para el primer trimestre del año 2010.
- Existen proyectos en construcción de centrales térmicas a carbón, que inyectarán alrededor de 1,440 MW y 760 MW de capacidad en el SIC y SING respectivamente entre los años 2010 y 2012.
- El aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos en la región de Aysén, a través de proyectos que alcanzan aproximadamente 2750 MW (HidroAysén) y otros que pueden alcanzar más de 1500 MW adicionales, que de obtener la aprobación ambiental para su construcción comenzarían a entrar en operación en etapas desde el año 2016.
- El aumento sostenido del interés por invertir en energías renovables no convencionales, en particular, proyectos de generación eólica en la zona norte del SIC (regiones de Atacama y

⁸ Ley 20.018 del 19 de mayo de 2005.

Coquimbo), cuya puesta en operación ya se está ejecutando, existiendo un potencial eólico de más de 2500 MW sólo en dichas regiones con factores de planta no menores a 25%⁹.

Existen importantes desafíos que enfrenta el sector energético ante la situación futura de abastecimiento, el aumento significativo que han tenido algunos proyectos en su tramitación ambiental, la discusión país que enfrenta las posturas que apoyan el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de la región de Aysén y los que se oponen a intervenir dicha zona natural del país. Asimismo, el significativo aumento en la matriz energética de centrales térmicas a carbón que producirían un aumento considerable en los niveles de emisiones de gases efecto invernadero y contaminantes locales (NOx, SOx, PM, etc), lo que se enfrenta a la normativa de emisiones en estudio.

Además, la posibilidad de tener acceso al suministro de gas natural licuado se ha visto enfrentada a los elevados precios con que llega dicho hidrocarburo y las restricciones contractuales que los propietarios de los terminales han sometido para el uso de los agentes que no participan de los proyectos.

Por otra parte, el aumento del tren de inversiones en generación eléctrica, la particular geografía del país y la localización de los proyectos de centrales en construcción y en estudio, han puesto de manifiesto una debilidad estructural del mercado que dice relación con la capacidad de llegar a tiempo con las inversiones en sistemas de transmisión. Es así, como proyectos en la zona norte del SIC podrían ser expuestos a limitar su inyección debido a las potenciales congestiones¹⁰ de los sistemas de transmisión. Lo anterior se produce debido a la potencial demora en la tramitación que requieren las inversiones en instalaciones del sistema de transmisión troncal.

2.2 Funcionamiento del Mercado Eléctrico Chileno

2.2.1 Esquema Básico de Comercialización

La normativa legal en vigencia en Chile no prevé la existencia de una autorización especial para que un proyecto de generación inicie sus operaciones. En particular, no se requiere de una concesión ni de un permiso para la instalación de unidades de generación y de sus respectivas obras anexas. Para la instalación de centrales generadoras, entonces, sólo se debe cumplir con las autorizaciones a que está sujeta cualquier instalación industrial, incluidos los permisos ambientales necesarios.

A partir de 2004, y producto de las disposiciones de la Ley N°19.940, se faculta a la autoridad reguladora para establecer ciertos requisitos técnicos a exhibir por las centrales previo a su interconexión al sistema eléctrico. Sin embargo, tales requisitos, que están contenidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), apuntan más bien a lograr consistencia con el estándar de seguridad y calidad de servicio que la misma norma exige a la operación del sistema eléctrico, por lo que no se constituye en un requisito impuesto por la regulación que entrase el

⁹ De acuerdo a estudios propios y los resultados del estudio “Prospección eólica en zonas de las regiones de Atacama, de Coquimbo y del Maule. Informe Preliminar (actualizado)”, de la Comisión Nacional de Energía, Agosto 2009 (www.cne.cl).

¹⁰ Las congestiones en los sistemas de transmisión se producen debido a las limitaciones de capacidad de transporte en líneas o transformadores, en aquellas condiciones de operación de mayor utilización de dichas instalaciones.

concepto de libre acceso al mercado que ostenta el segmento, y en la medida que no resulte arbitrariamente discriminatorio.

La regulación chilena distingue dos productos básicos a proveer por el segmento de generación eléctrica, a saber, la energía y la potencia de punta. Todo usuario final paga por la energía que consume y también por la potencia que demanda en las horas de máxima exigencia de capacidad del parque generador. Los productores o generadores pueden optar en vender toda su producción al denominado mercado spot o de corto de plazo, o comercializar la energía y potencia producida en un mercado de contratos de mediano a largo plazo. El propietario de cualquier unidad de generación, independiente del tamaño de ésta, tiene derecho a vender toda su producción al mercado de corto plazo por el sólo hecho de conectarse al sistema eléctrico. Adicionalmente, si así lo estimare, puede participar de las licitaciones de contratos de suministro de largo plazo con empresas distribuidoras y/o suscribir contratos con grandes clientes industriales conforme a condiciones acordadas bilateralmente.

El total de la energía y potencia producidas son forzosamente vendidas en el punto de inyección en el mercado spot. El generador tiene la opción de suscribir contratos de suministro de mediano a largo plazo que pueden ser de magnitud menor, igual o mayor a la magnitud de su propia producción. En caso que el generador suscriba contratos de suministro con algún cliente, debe comprar la energía y potencia comprometidas, en el punto de retiro que corresponda, en el mismo mercado spot en que antes vendió su producción, para enseguida venderla a su cliente, en el mismo punto, al precio convenido en el contrato.

La regulación chilena establece en el mercado spot un sistema de precios marginalista. Así, toda la energía producida es vendida al costo marginal de corto plazo, es decir, al costo variable en el cual se incurre al abastecer una unidad de demanda adicional de energía cuando el sistema se encuentra en un punto óptimo de operación. Este sistema de precios garantiza que los costos variables de todas las unidades sean cubiertos, dejando un ingreso neto a las unidades que operan con costos variables inferiores al costo variable de la unidad marginal que marca el precio, denominado ingreso inframarginal. El ingreso por venta de energía a costo marginal, es complementado con un ingreso por capacidad, remunerado a todas las unidades de acuerdo a su respectiva potencia firme instalada y/o disponible. Este ingreso remunera la potencia firme al precio de la potencia de punta, constituyendo un ingreso fijo anual.

El precio de la potencia de punta se determina como la anualidad del costo de inversión más el costo fijo anual de operación y mantenimiento, por unidad de potencia instalada, de la unidad despachada normalmente para abastecer la demanda en las horas de demanda máxima. A este costo se denomina también costo marginal de la potencia en tanto refleja el costo de instalación y fijo de operación a incurrir para abastecer un incremento unitario en la demanda máxima de potencia en un sistema óptimamente operado y óptimamente instalado.

2.2.2 Centro de Despacho Económico de Carga

En Chile, la operación de corto plazo de las unidades conectadas al sistema es planificada y decidida centralizadamente por una entidad denominada Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) para cada sistema interconectado. El CDEC, conformado por representantes de los generadores, transmisores y grandes clientes, decide y coordina la operación de las unidades de generación, independientemente de la propiedad de éstas y de las características de los respectivos contratos, teniendo como único objetivo minimizar los costos globales de la operación, teniendo

como restricción el cumplimiento de las disposiciones de calidad y seguridad de servicio. La existencia del CDEC garantiza entonces que el despacho de las unidades corresponderá a una operación óptima de corto plazo, cuestión que no sólo asegura la eficiencia en costos, sino que es la base del sistema de precios implementado.

La figura a continuación ilustra el esquema general de la comercialización de energía gestionada por cada CDEC, donde se establecen transferencias entre generadores en el mercado spot y contratos financieros de largo plazo entre los generadores y clientes libres o concesionarias de distribución.

Además, es el CDEC la entidad encargada de gestionar los flujos financieros producto de los contratos y las transferencias comerciales del mercado producto de la operación física de los generadores.

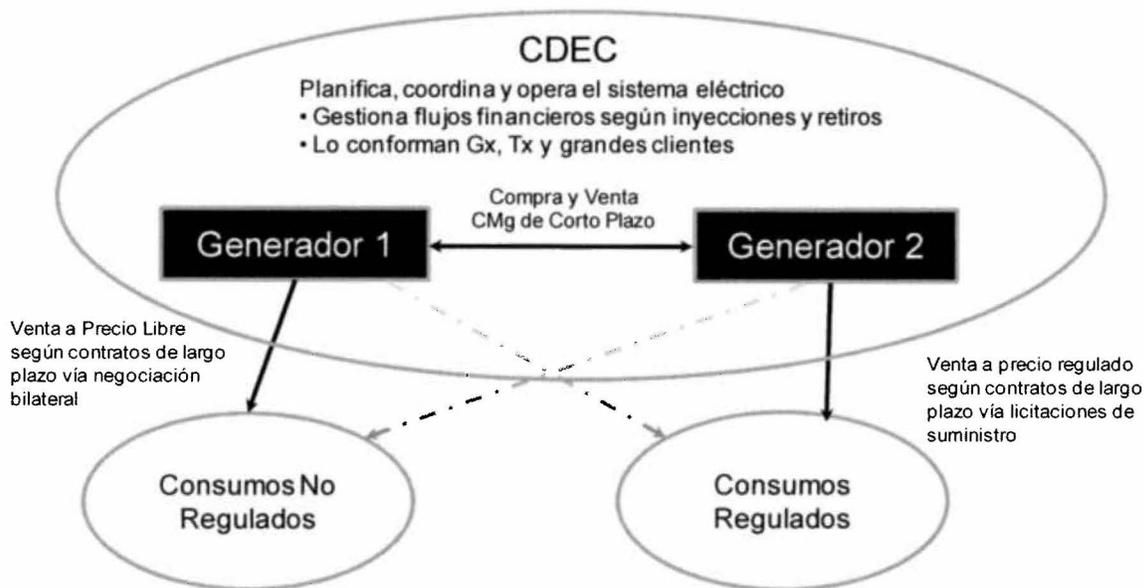


Figura 2. 6: Esquema General del Mercado Generación Eléctrica. (Fuente: Elaboración Propia)

La regulación chilena asume que todos los contratos de suministro entre las empresas de generación y sus clientes son contratos financieros. Lo anterior significa que el suministro comprometido se realiza con independencia de la producción de las unidades de generación del agente comercializador titular del contrato. Esto significa que si las unidades de generación del comercializador no están produciendo, sea esto por fallas o por instrucción del despacho económico efectuado por el CDEC, o simplemente están produciendo una cantidad de energía menor a la que demanda el contrato en un momento determinado, el comercializador debe cumplir su compromiso comercial de entrega comprando el faltante en el mercado spot y al precio de corto plazo – costo marginal - que esté vigente. En caso contrario, si por instrucción del despacho, las unidades de generación de un comercializador cualquiera están produciendo una cantidad que resulta superior a la demanda contratada, el excedente se vende automáticamente al mercado spot y al precio spot, o costo marginal vigente.

Esta desvinculación entre la producción de un agente cualquiera, y los respectivos volúmenes comercializados en contratos, da lugar a transacciones *spot* entre generadores, pues en términos agregados, la producción total en cada instante debe cubrir exactamente la comercialización total contratada, esto es, toda la demanda.

Si bien los productores pueden elegir operar sólo en el mercado *spot*, esto es, sin suscribir contratos con clientes grandes o con distribuidoras, lo usual hoy en día es que los proyectos se materialicen en el marco de contratos que den estabilidad a los ingresos consolidados. Esta práctica es además la que exige el sistema financiero al momento de otorgar créditos a los inversionistas.

2.2.3 Potencia Firme

Si bien los fundamentos generales del sistema de precios suponen la existencia de un precio marginalista de potencia a remunerar por unidad de potencia instalada de generación – cuya aplicación da lugar a un ingreso fijo anual independiente de su despacho – en Chile el pago se efectúa por unidad de *potencia firme* instalada. El concepto de potencia firme se distingue del de potencia instalada en tanto el primero remunera la potencia que una unidad puede aportar en horas de demanda máxima con elevada seguridad o probabilidad. En tanto fenómeno probabilístico o estadístico, la potencia firme de una unidad de generación es sistemáticamente menor que su capacidad instalada o nominal. Una unidad que presenta un historial de fallas o indisponibilidades, de cualquier naturaleza, muy elevado, tendrá una potencia firme muy inferior a su capacidad instalada si se le compara con otra unidad que no presenta fallas y/o que puede asegurar un aporte de potencia elevado en cualquier momento.

La potencia firme de una unidad depende entonces de su tecnología de producción, entre otros, si depende o no de recursos primarios cuya disponibilidad es incierta o aleatoria, como es por ejemplo, el recurso hidroeléctrico, y de su comportamiento en términos de fallas.

Adicionalmente, y establecidas las potencias firmes de todas las unidades de generación, la potencia firme de cada unidad debe ajustarse proporcionalmente de modo que la suma de ellas se iguale a la demanda máxima de potencia del sistema, en tanto esta última es la potencia que ha remunerado el segmento consumidor y al precio de la potencia. Es decir, si el parque de generación está muy sobreinstalado, más allá de un margen de seguridad preestablecido y contenido en el precio, la potencia a remunerar a cada unidad es penalizada dejando el exceso sin remunerar. De este modo se otorga una señal para que no exista sobreinstalación y se premia a las unidades de mejor desempeño en términos de aportar una potencia segura.

Por último, el pago de la potencia firme a las unidades de generación es efectuado por los agentes que tienen contratos, pagando a los productores por cada unidad de potencia que han retirado del sistema en horas de demanda máxima para servir a sus contratos. Si un agente ha comprometido en contratos más potencia que la suma de las potencias firmes de sus unidades, aparece como comprador neto de potencia en el sistema. Lo contrario ocurrirá si su potencia firme es superior a la potencia contratada. Como en el agregado toda la potencia firme disponible se iguala a la demanda máxima de potencia, se producen transacciones horizontales de potencia entre agentes de igual modo que en el caso de la energía.

En el año 2006 se publicó el Decreto Supremo D.S. N°62, que modifica la metodología de cálculo de Potencia Firme, denominándola Potencia de Suficiencia, el cual se encuentra sin efecto a la espera de un reglamento oficial para su cálculo y otro asociado a los servicios complementarios.

Este nuevo cálculo se basa en general en la metodología ya existente por lo que se esperan resultados cualitativamente similares. Las diferencias que se plantean tratan sobre el tratamiento de las centrales térmicas que pueden operar con más de un tipo de combustible, y para las centrales hidroeléctricas, en la forma en que se considera la energía aportada por caudales y embalsada para el cálculo de su potencia firme.

Conforme a todo lo señalado, el margen comercial de un generador en el mercado eléctrico chileno, debe reconocer los ingresos por ventas de energía y potencia en contratos, las compras o ventas netas de energía y potencia en el mercado *spot* dadas por la diferencia entre lo comprometido y lo producido, y los costos de transmisión que debe remunerar.

2.2.4 Clientes Regulados

Desde los inicios de la aplicación de la regulación eléctrica en Chile, se entendió que los consumidores finales de tamaño reducido no poseían capacidad de negociación para pactar libremente sus precios de suministro, por lo que se estableció un sistema de precios regulado para los consumidores de menos de 2000 kW de capacidad conectada de consumo (el cual es opcional para aquellos clientes entre 500 y 2000 kW de capacidad conectada de consumo), que incluye a clientes residenciales, comerciales, junto con la pequeña y mediana industria, usualmente abastecidos por empresas distribuidoras, y un esquema de libertad de precios para el segmento de consumidores con una capacidad de consumo igual o superior a la señalada, que incluye a los grandes clientes industriales y mineros. Bajo este esquema, existen contratos a precios libres, suscritos directamente entre los generadores y los grandes clientes, y contratos adjudicados a generadores a través de licitaciones de suministro llevados a cabo por las empresas distribuidoras para el abastecimiento de los clientes regulados abastecidos por estas últimas.

El procedimiento legal de determinación de los precios regulados, de fijación semestral, dispuso originalmente que los precios a fijar no podían presentar una diferencia de más de 10% con respecto al precio promedio observado en el segmento no regulado durante el semestre anterior¹¹. Estos precios se denominan precios de nudo, existiendo un precio de nudo de la energía y un precio de nudo de la potencia de punta.

Este esquema de precios regulados en el segmento de clientes pequeños operó durante más de veinte años, siendo substituido en el año 2005 mediante la reforma legal introducida por la Ley N° 20.018 de mayo de ese año. Esta norma legal dispone que los precios aplicables a los clientes regulados, casi en su totalidad abastecidos por empresas distribuidoras, sean los que resulten de licitaciones abiertas y competitivas convocadas por dichas empresas, y adjudicadas por precio.

2.2.5 Esquema de Licitaciones a Distribuidoras

El esquema de licitaciones de suministro a concesionarias de distribución eléctrica se funda en la Ley 20.018 y en la Resolución Exenta N° 704 de la CNE, que fijan los plazos, requisitos y condiciones para las subastas de energía eléctrica, las que deben ser desarrolladas por las empresas

¹¹ Este porcentaje fue posteriormente reducido a un 5% según las disposiciones de la Ley N°19.940 de 2004. Una modificación adicional, realizada en la Ley N° 20.013 de 2005, introdujo un factor de aceleración de dicho porcentaje, en la medida que la desviación de precios entre el precio de nudo teórico y el precio medio libre fuere muy grande. Así, en el caso que dicha diferencia alcance el +- 80 o más %, la banda de precios en la que debe encontrarse el precio de nudo aumenta a +- 30%.

señaladas. De esta forma, las concesionarias están obligadas a licitar toda la energía de los clientes bajo regulación de tarifas.

El diseño de las licitaciones buscó fomentar la competencia a través de un mecanismo de subastas abiertas, cuya adjudicación se rige por el menor precio, dejando a las distribuidoras la responsabilidad de llevar cabo los procesos. De esta forma, las distribuidoras tienen la opción de coordinarse en vía de realizar procesos conjuntos, con una vigencia máxima de contratación de 15 años.

Las principales reglas del mecanismo de licitaciones incluyen un formato de sobre cerrado, contratos de energía para suministro base y variable, junto con la opción de dividir bloques de demanda con el fin de aceptar ofertas parciales. Además, los precios base son indexados según fórmulas establecidas de antemano por el generador participante.

Por otra parte, se estableció un precio techo, el que no debe ser superior al precio nudo vigente, incrementado en 20%, lo que permite flexibilizar el precio y así lograr ser atractivo para los inversionistas interesados. Un punto importante del mecanismo, es la posibilidad de convocar a una nueva licitación si esta es declarada desierta en primera instancia, con un incremento de hasta 15% en el precio tope.

2.2.6 Margen Comercial de una Generadora Eléctrica

El margen comercial (MC) de una generadora eléctrica es la diferencia final entre ingresos y costos resultados de la operación comercial en el mercado eléctrico. Considera los ingresos por las ventas de energía ($IEne$) y potencia ($IPot$), los costos de operación (CO), costos fijos (CF), los pagos por uso del sistema de transmisión (PT) y los pagos por los retiros efectuados en el mercado spot (PR):

$$MC_t = (IEne_t + IPot_t) - (CO_t + CF_t + PT_t + PR_t)$$

Los ingresos por energía dependen del volumen de energía y de los precios de los contratos suscritos con clientes libres y adjudicados en las licitaciones a distribuidoras, además del resultado de las transferencias y valorizaciones de energía en el mercado spot, siempre y cuando, sea el caso de una generadora de carácter excedentario¹². Así, la siguiente expresión resume el cálculo de los ingresos por energía:

$$IEne_t = E_t^c \cdot P_t^c + \sum_{\tau=1}^H (E_{\tau,t}^e \cdot P_{\tau,t}^s)$$

Con t el periodo temporal de operación de la central ($t = 1, \dots, T$), τ el tiempo en horas de operación durante el periodo t de la central ($\tau = 1, \dots, H$), donde:

- T [años]: Periodo de operación de la central.
- H [horas]: Total de horas de operación en el periodo t .

¹² Aquella generadora cuya inyección al sistema eléctrico es mayor a los retiros al sistema en algún periodo de tiempo determinado.



- E_t^c [GWh]: Energía contratada en t .
- $E_{\tau,t}^e$ [GWh]: Energía vendida por excedentes en el mercado spot en el tiempo τ en t .
- P_t^c [US\$/MWh]: Precio del contrato de largo plazo de energía en t .
- $P_{\tau,t}^s$ [US\$/MWh]: Precio spot de energía correspondiente al costo marginal en el tiempo τ en t en la barra de inyección de la central asociada.

Los ingresos por potencia están asociados a la potencia firme y el factor de suficiencia calculado para la central en cuestión, así el ingreso está dado, en particular para un año t como:

$$IPot_t = Pot \cdot P_t^{pot} \cdot fs \cdot 12$$

Donde:

- Pot [MW]: potencia máxima de la central.
- P_t^{pot} [US\$/kW/mes]: precio medio de la potencia mensual en el año t .
- fs [pu]: factor de suficiencia de la central.

Los costos en que incurre una central eléctrica dependen de la tecnología de generación y la capacidad de abastecimiento de los combustibles asociados. Los costos variables involucran el gasto por operar la central eléctrica y se define con la siguiente expresión:

$$CO_t = E_t^g \cdot (CVC_t + CVNC_t)$$

Con:

- E_t^g [GWh]: Energía total generada en el periodo t .
- $CVC_t = P_t^{comb} \cdot \eta$ [US\$/MWh]: Costo variable combustible de la central en el periodo t .
- P_t^{comb} [US\$/MBtu_{pci} o US\$/Ton]: Precio del combustible utilizado en la operación en t .
- η [MBtu_{pci}/MWh Ton/MWh]: Consumo específico de operación de la central generadora.
- $CVNC_t$ [US\$/MWh]: Costo variable no combustible de la central en t .

Los pagos por los retiros realizados en el mercado spot dependen de las transferencias físicas de energía efectuadas en los CDECs, para cada uno de los generadores integrantes. En el caso de ser un generador deficitario, es decir, cuya energía contratada excede la generación real, el balance de transferencias resultará con un costo para dichas generadoras.

$$PR_t = \sum_{\tau=1}^H (E_{\tau,t}^d \cdot P_{\tau,t}^s)$$

- $E_{\tau,t}^d$ [GWh]: Energía retirada por déficit en el mercado spot en el tiempo τ en el año t .

Los costos fijos involucran el costo de operación y mantenimiento de las centrales, y los pagos por uso del sistema de transmisión, se refiere al pago generado por utilizar las instalaciones de las empresas propietarias de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión en el caso que las centrales inyecten su energía en dichos sistemas.

2.3 Parque de Generación del SIC y SING

2.3.1 Capacidad Instalada y Puesta en Servicio

Del total de la capacidad instalada en el Sistema Interconectado Central (SIC), la generación hidroeléctrica tiene el 52 % de la participación y las centrales térmicas el 48 %. En la siguiente figura se ilustra la evolución de la capacidad instalada del SIC desde el año 1990 a diciembre del año 2008. Se observa el aumento de la participación de centrales en base a gas natural en los últimos 10 años, el nulo crecimiento de las centrales térmicas a carbón, la entrada en operación de la última central de embalse al sistema Ralco (640 MW) en el 2004 y el aumento en la instalación de turbinas gas Diesel en los últimos tres años.

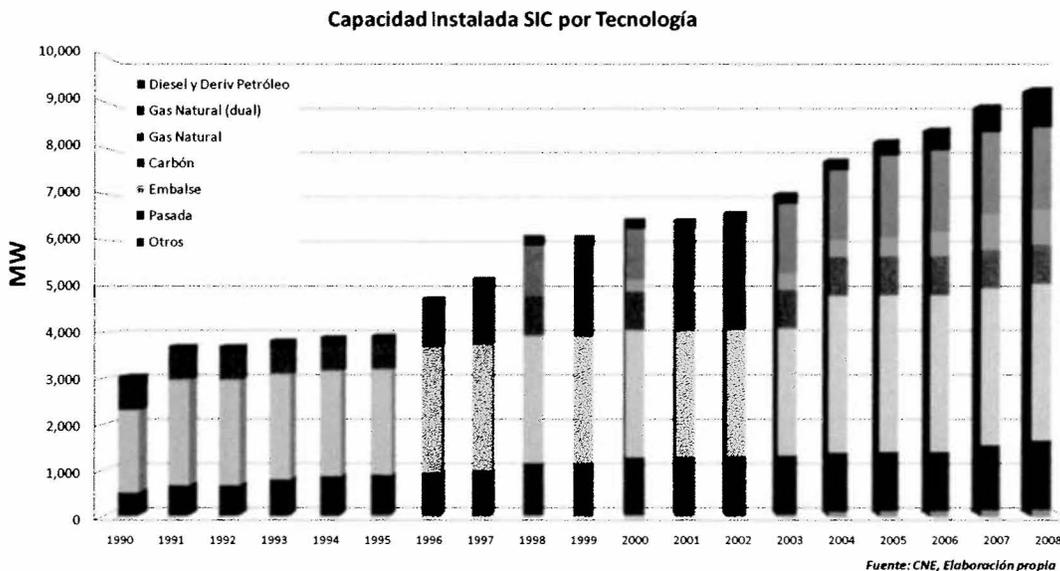


Figura 2. 7: Evolución capacidad instalada SIC a Diciembre 2008.

En los siguientes cuadros se indican la potencia bruta instalada y la participación por tipo de tecnologías para el SIC y SING respectivamente.

Tabla 2. 4: Capacidad Instalada Termoeléctricas SIC. (Fuente: CNE, Diciembre 2008)

Tecnología	Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MWe]	Potencia Bruta Instalada [%]
Turbina Vapor	Licor Negro	42	1%
Turbina Vapor	Carbón	838	19%
Turbina Gas	Diesel	767	17%
Turbina Gas	IFO 180	64	1%
Ciclo Abierto Dual	Gas Natural/Diesel	784	18%
Turbina Vapor	Desechos Forestales	124	3%
Ciclo Combinado Dual	Gas Natural/Diesel	1763	40%
Motores y Otros	Derivados del Petróleo	75	2%
Potencia Termoeléctrica		4458	100%

Tabla 2. 5: Capacidad Instalada Termoeléctricas SING. (Fuente: CNE, Diciembre 2008)

Tecnología	Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MWe]	Potencia Bruta Instalada [%]
Turbina Vapor	Carbón - Petcoke	1206	34%
Turbinas Gas y Motores	Diesel	144	4%
Turbinas Gas y Motores	Fuel Oil N° 6	128	4%
Ciclos Combinados/Abiertos	Gas Natural/Diesel	2112	59%
Potencia Termoeléctrica		3589	100%

De acuerdo a las fechas de puesta en servicio de las centrales térmicas del SIC y SING, se construyeron las siguientes figuras las cuales muestran la antigüedad del parque existente para el SIC y SING, además del cronograma de puesta en servicio de la capacidad instalada en cada sistema eléctrico.

A pesar de la antigüedad de varias de las plantas generadoras en ambos sistemas eléctricos, no existe en la actualidad normativa alguna, desde el punto de vista eléctrico, ambiental o de regulación del mercado eléctrico, que exija el repotenciamiento o renovación de las centrales que componen el parque generador. Por este motivo, la decisión de invertir en mejorar cualquier equipo, calidad o eficiencia de las instalaciones de las centrales generadoras, pasa sólo por una evaluación económica privada, o una recomendación propia de las entidades asociadas a la empresa en cuestión.

Por otra parte, el mecanismo de pago por capacidad que rige en el mercado eléctrico chileno, el llamado pago por potencia firme (o pago por suficiencia), no considera la antigüedad de las máquinas para la asignación de dichos ingresos. Asimismo, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio no establece requisitos de vida útil o antigüedad para las centrales que inyectan a los sistemas interconectados. Cabe señalar que la autoridad regulatoria del mercado eléctrico chileno, la Comisión Nacional de Energía (CNE), no utiliza funciones que maximicen la eficiencia de las centrales existentes, en la modelación de los costos esperados de los sistemas eléctricos con los cuales fija la tarifa de precio de nudo a cliente regulado. Sin embargo, si definen una vida útil de 24 años para el análisis de las centrales nuevas recomendadas en cada sistema.

Por lo tanto, la elección de tecnologías, el repotenciamiento o mejoras en las instalaciones de generación son parte de las estrategias de explotación e inversión propios de las empresas propietarias de las centrales generadoras.

Antigüedad Parque Térmico (SIC)

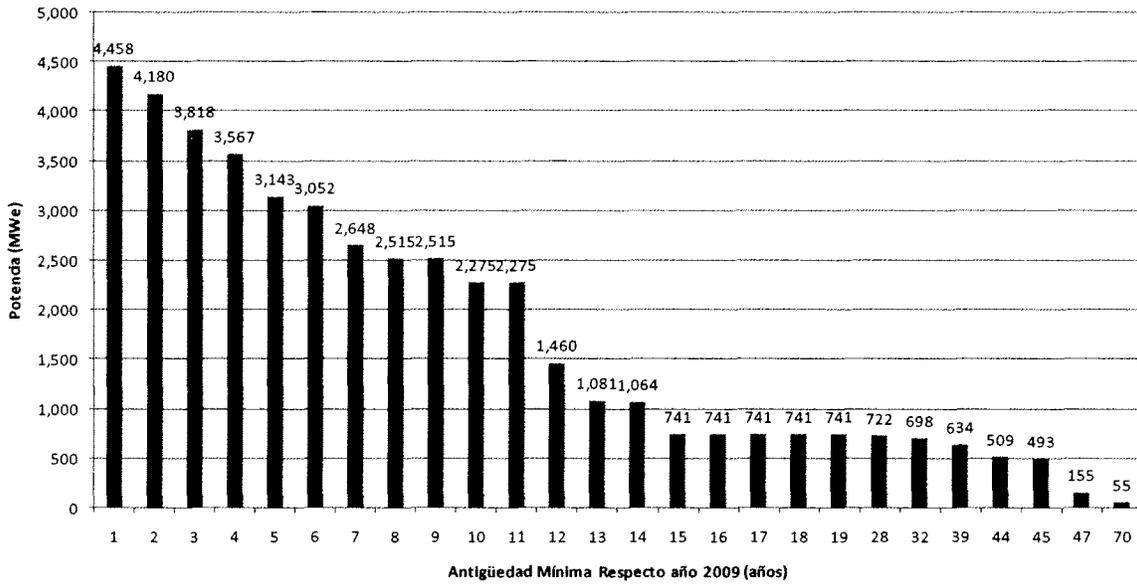


Figura 2. 8: Antigüedad del parque térmico del SIC. (Fuente: CNE, Elaboración propia)

Evolución de la Capacidad Instalada en Chile (SIC)

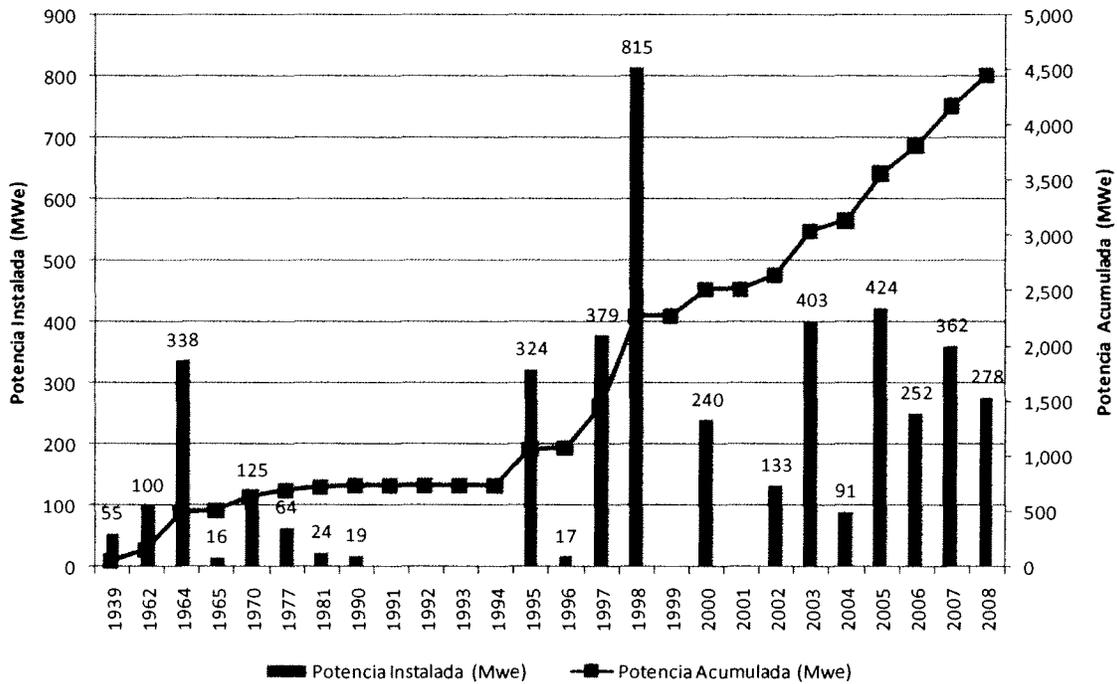


Figura 2. 9: Cronograma de Puesta en Servicio Generadores Existentes SIC. (Fuente: CNE, Elaboración Propia)

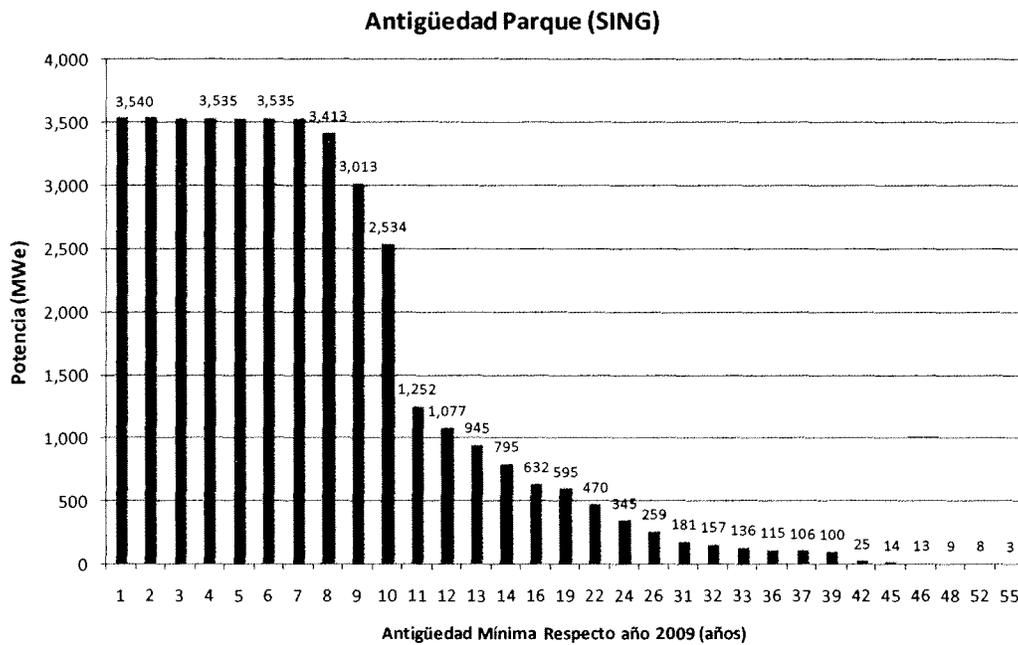


Figura 2. 10: Antigüedad del parque térmico existente del SING. (Fuente: CNE, Elaboración propia)

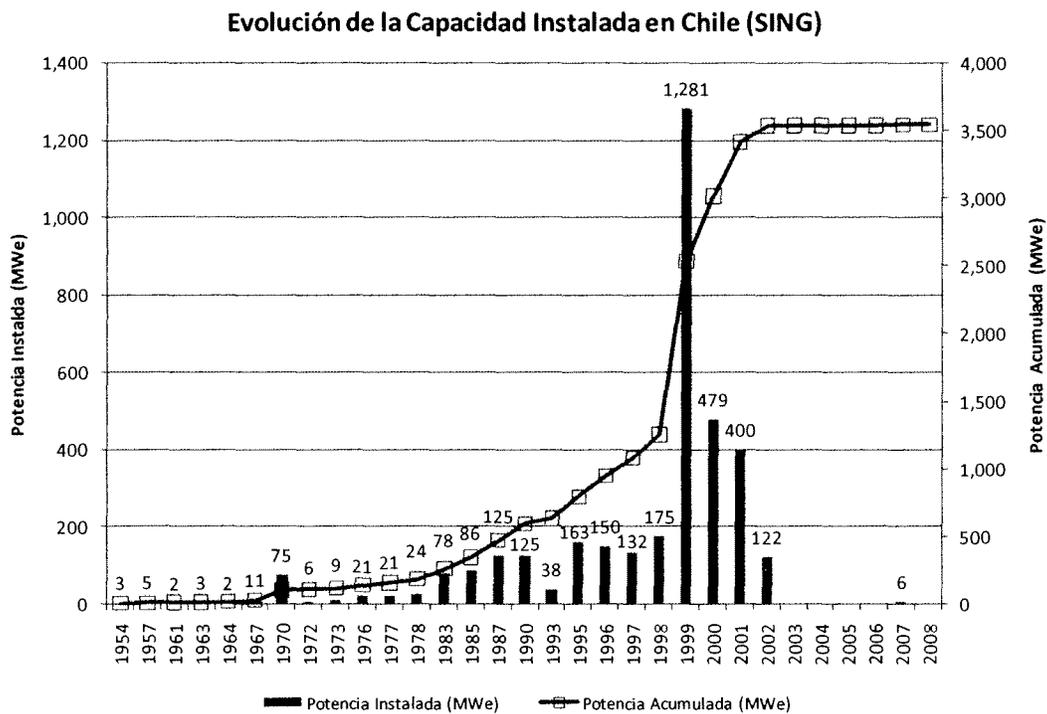


Figura 2. 11: Cronograma de Puesta en Servicio Generadores Existentes SING. (Fuente: CNE, Elaboración Propia)

De las figuras anteriores se tiene que del total del parque térmico existente en el SIC, el 16%, es decir, 722 MW de la capacidad térmica instalada tiene igual o más de 24 años de servicio, por su parte en el SING, el 10%, es decir 345 MW, tiene igual o más de 24 años de servicio. Por ejemplo, en el SIC las centrales Laguna Verde (55 MW), Ventanas (338 MW) y Bocamina (125 MW) tienen más de 24 años de vida útil; en el SING las centrales U10 y U11 (75 MW) y la U12 (78 MW) tienen una antigüedad similar, todas ellas centrales térmicas a carbón.

Por otra parte, del total de la capacidad térmica instalada en el SIC, el 35% (1554 MW) tiene entre 10 y 24 años de servicio, entre las cuales se encuentran la central térmica a carbón Guacolda (304 MW), y los ciclos combinados Nueva Renca (379 MW) y San Isidro (370 MW); en el SING, el 60% (2189 MW) tiene entre 10 y 24 años de servicio, por ejemplo, las centrales térmicas a carbón NTO 1 (132 MW) y CTM 1 (150 MW).

Por último, en el SIC el 49% (2183 MW) de las centrales térmicas tiene menos de 10 años de servicio y en el SING dicha antigüedad representa el 30% del parque térmico.

2.4 Comportamiento Histórico Mercado Eléctrico Chileno

2.4.1 Generación Histórica

La generación en el Sistema Interconectado Central (SIC) es mayoritariamente hidráulica, sobre el 60% de la participación de la energía generada, dependiendo de las características hidrológicas ocurridas durante los meses del año. En el siguiente gráfico se ilustra la evolución de la matriz de energía desde el año 2000, donde se aprecia el importante aporte hidroeléctrico, la caída en el abastecimiento de gas natural y el considerable aumento en la generación de las centrales que utilizan petróleo diesel y sus derivados en los últimos dos años.

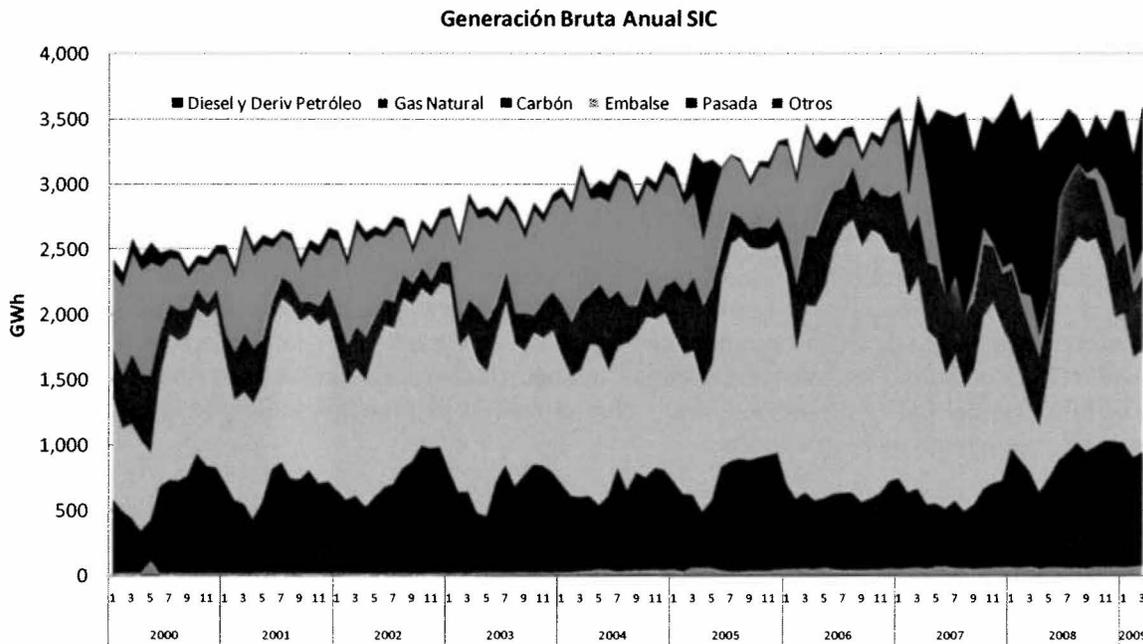


Figura 2. 12: Generación histórica SIC. (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración Propia)

Asimismo, la generación del SING es netamente térmica como se observa en la figura siguiente.

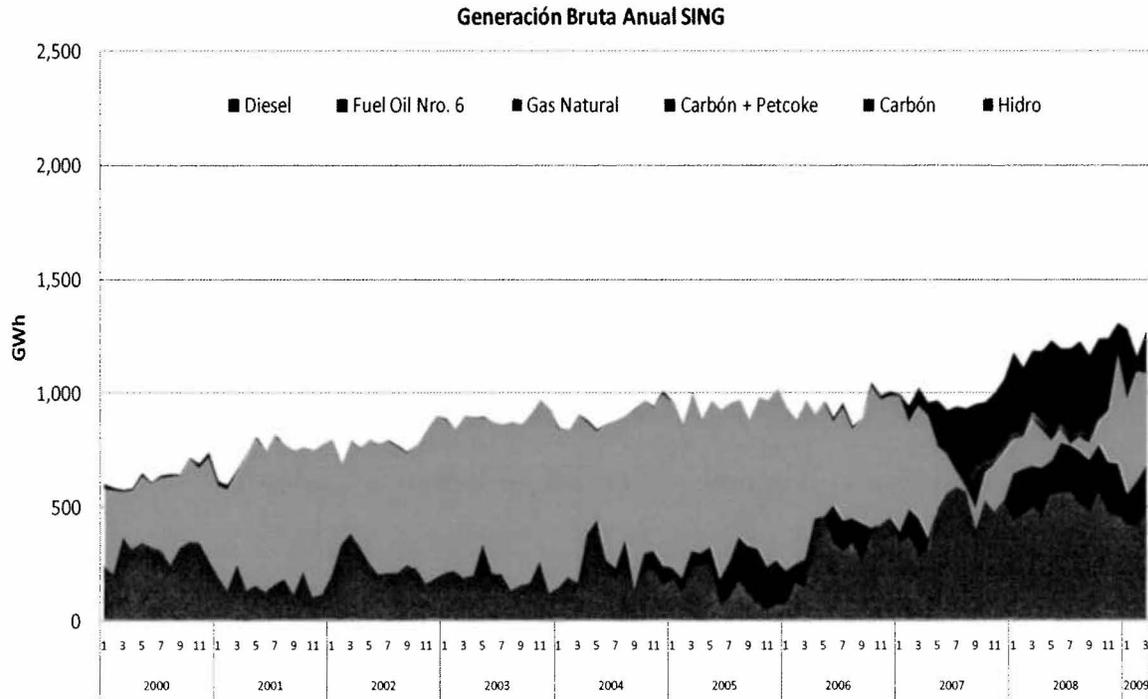


Figura 2. 13: Generación histórica SING. (Fuente: CDEC-SING, Elaboración Propia)

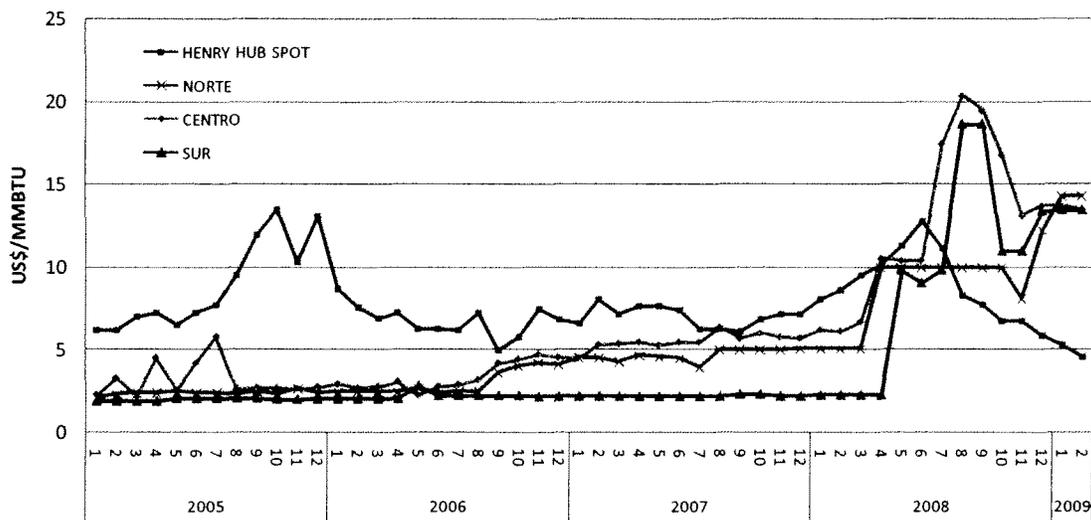
De las figuras anteriores se puede observar claramente, el aumento de la participación de las centrales en base a diesel, en los últimos tres años, lo anterior debido principalmente a los cortes arbitrarios de suministro de gas natural por parte de la autoridad de Argentina. Dicha generación diesel está constituida principalmente por los ciclos combinados duales, ciclos abiertos duales, turbinas diesel y motores de combustión interna del parque generador.

2.4.2 Precios Combustibles

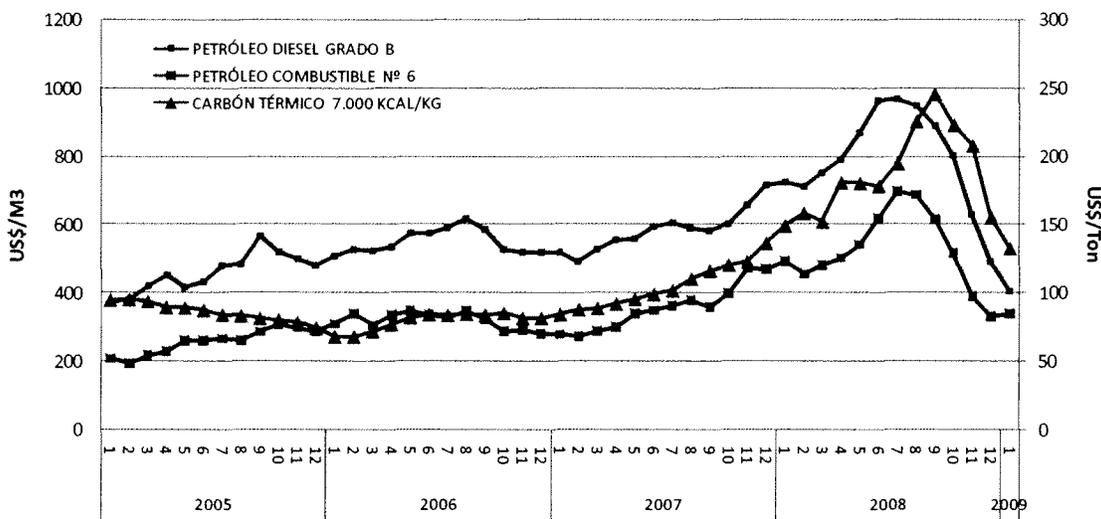
Los principales combustibles utilizados en la generación eléctrica del SIC son el Carbón, Gas Natural y Petróleo Diesel. En la siguiente figura se ilustra la evolución histórica de los precios del gas natural importado desde las interconexiones del norte (Gasoductos Gas Atacama y Norandino), del sur (Gasoducto del Pacífico) y en el centro del país (Gasoducto Gas Andes) comparando con el perfil histórico del índice de precios Henry Hub el cual es el principal indicador internacional de precios de gas natural que sigue la CNE.

Además, se muestra la evolución de los precios del petróleo diesel grado B y del petróleo combustible N° 6 en US\$/m³, junto con los precios del carbón térmico importado al país en US\$/Ton.

Gas Importado Argentino vs Henry Hub



Petróleo y Carbón Térmico



Fuente: CNE, KAS

Figura 2. 14: Evolución de los precios de combustibles del parque generador (Fuente: CNE, Elaboración Propia).

En el siguiente cuadro se observan las toneladas totales de carbón térmico importado a Chile en los últimos 10 años, diferenciando por tipo bituminoso y subbituminoso. El consumo de carbón por parte del sector eléctrico es aproximadamente el 80% del consumo total de dicho combustible en el país¹³, sin embargo, dicho porcentaje se verá incrementado con la puesta en servicio de 1441 MW

¹³ Balance Nacional de Energía 2008 (BNE 2008) de la Comisión Nacional de Energía, www.cne.cl.

de capacidad en centrales térmicas a carbón en el SIC, y 760 MW en el SING que actualmente se encuentran en construcción.

Tabla 2. 6: Importación de Carbón Térmico [Toneladas al año].

año	Bituminoso	Subbituminoso	Total
1999	3,644,167	880,994	4,525,162
2000	4,145,085	298,518	4,443,603
2001	1,768,710	182,976	1,951,685
2002	1,993,021	447,573	2,440,594
2003	1,937,031	103,313	2,040,344
2004	2,513,553	898,329	3,411,882
2005	2,531,986	718,217	3,250,203
2006	2,865,843	1,363,105	4,228,948
2007	3,749,135	1,529,535	5,278,670
2008	5,187,409	837,088	6,024,496

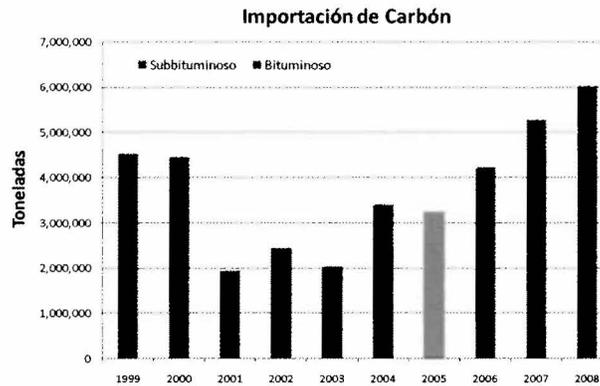


Figura 2. 15: Evolución de la importación al país de carbón térmico bituminoso y subbituminoso. (Fuente: CNE, elaboración propia)

En la siguiente figura se observa el origen de las importaciones de carbón térmico en el año 2008.

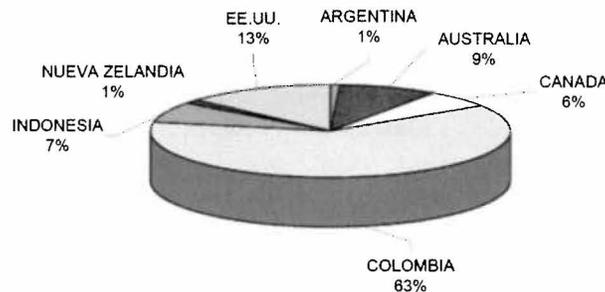


Figura 2. 16: Importación total de Carbón por origen año 2008. (Fuente: CNE)

Cabe considerar que la producción nacional de carbón es muy reducida, en la siguiente figura se ilustra la evolución de la producción total nacional de carbón desde el año 1990 hasta el año 2008, observándose una importante reducción de dicha producción.

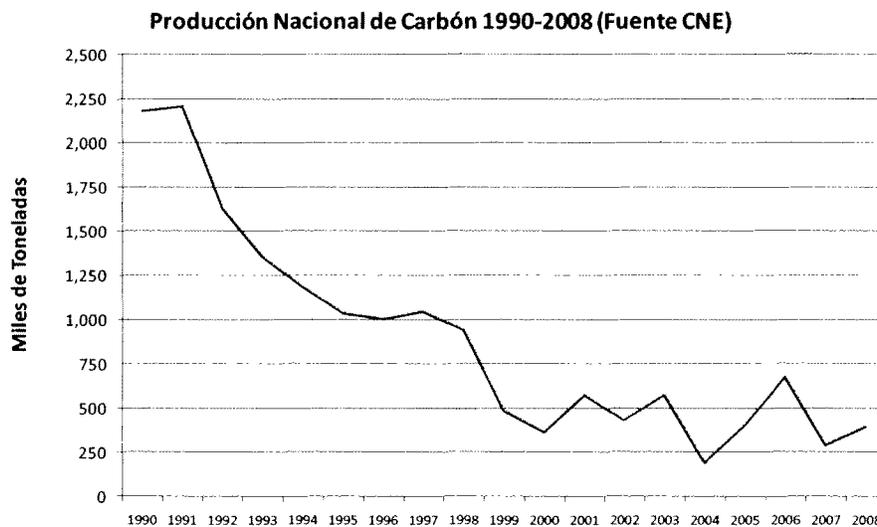


Figura 2. 17: Evolución histórica de la producción de carbón nacional 1990-2008. (Fuente: CNE. Elaboración Propia)

2.4.3 Precios Regulados

Los precios de la electricidad en el mercado eléctrico chileno dependen de la característica temporal y del tipo de cliente abastecido. Los precios de nudo a clientes regulados son calculados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en base a simulaciones de la operación esperada de largo plazo del SIC y SING, considerando un plan de obras de generación indicativo, precios de combustibles esperados, una proyección de demanda eléctrica y expansiones del sistema de transmisión troncal adecuadas al crecimiento de la oferta de generación.

Cabe señalar, que una vez comiencen a ser efectivos los contratos adjudicados por las licitaciones de energía a distribuidoras, es decir, desde el año 2010, el precio de nudo servirá sólo como referencia para las siguientes licitaciones en términos de la definición del precio techo de los respectivos procesos. Sin embargo, durante los próximos 2 a 3 años existirá un periodo transitorio donde convivirán contratos a precio de nudo para distribuidoras y los precios licitados, hasta que se llegue a un estado permanente donde sólo regirán los precios de licitación para todos los clientes regulados. Al respecto, la CNE está actualmente elaborando una normativa transitoria que define los mecanismos que serán utilizados para dicho periodo.

Las figuras muestran la evolución histórica del precio de nudo (incluyendo el precio monómico¹⁴), observándose el sostenido aumento en los últimos 4 años para el SIC y SING respectivamente.

¹⁴ El precio monómico corresponde a un precio equivalente de electricidad, es decir, considera la componente de energía y potencia.

Los precios instantáneos corresponden a los costos marginales reales determinados por el CDEC- en la operación horaria del sistema, en la siguiente figura se entrega la evolución de los costos marginales promedio diarios durante el periodo enero 2000 hasta abril del presente año, en el nudo Quillota 220 KV para el SIC. Durante los años 2007 y 2008, el mercado del SIC mantuvo precios

Figura 2. 19: Evolución precios de nudo SING.

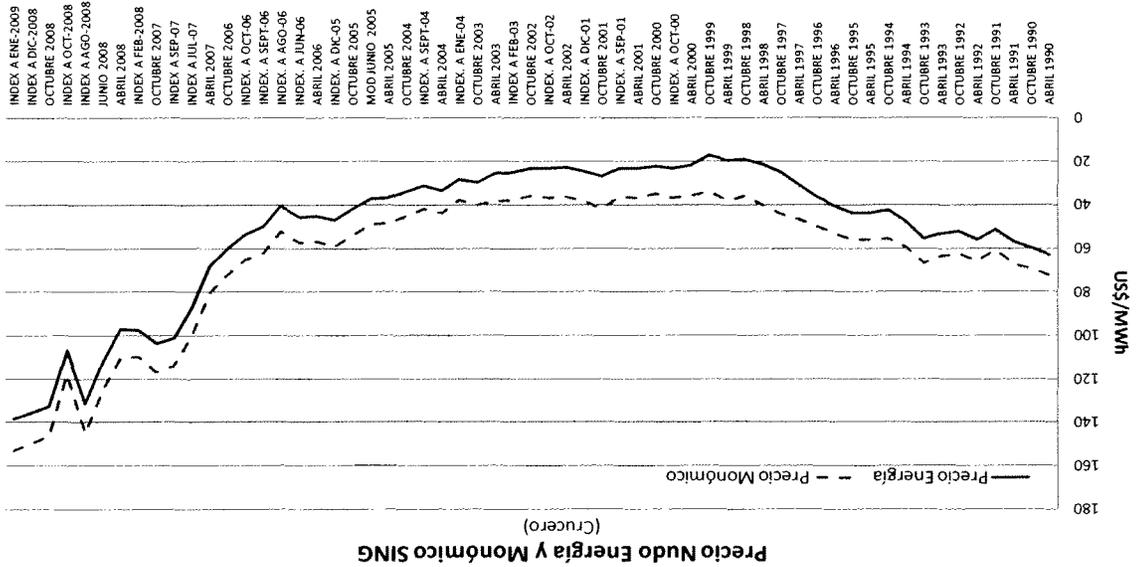
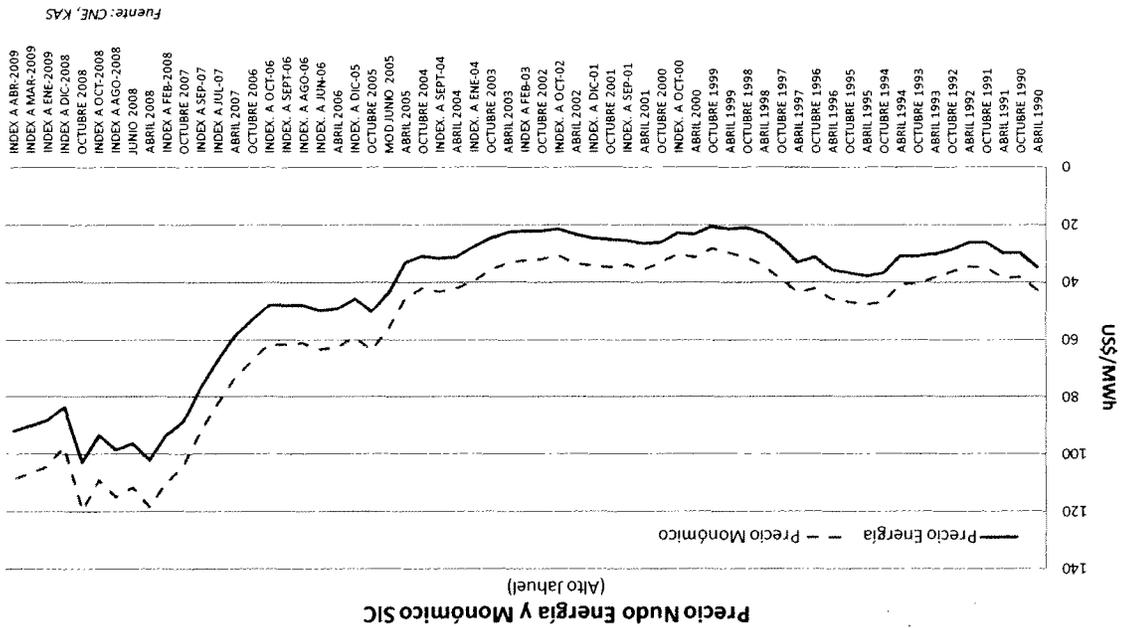


Figura 2. 18: Evolución precios de nudo SIC.



Fuente: CNE, KAS

por sobre los 100 US\$/MWh durante prácticamente ambos años, llegando a sobrepasar los 300 US\$/MWh durante los meses de febrero y marzo del año 2008. Por su parte, los costos marginales del SING tienen un comportamiento sin estacionalidades, pero mantiene la tendencia al alza de los últimos años, debido a la falta de suministro de gas natural desde los gasoductos Norandino y Gas Atacama localizados en la zona norte del país.

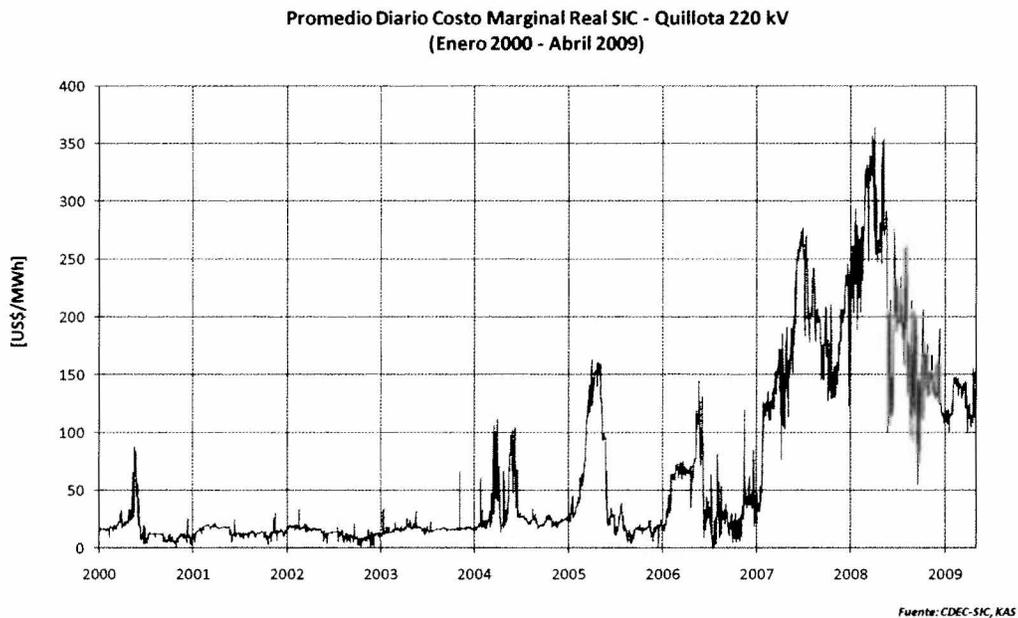


Figura 2. 20: Evolución costo marginal real SIC. (Fuente: CDEC-SIC, Elaboración Propia)

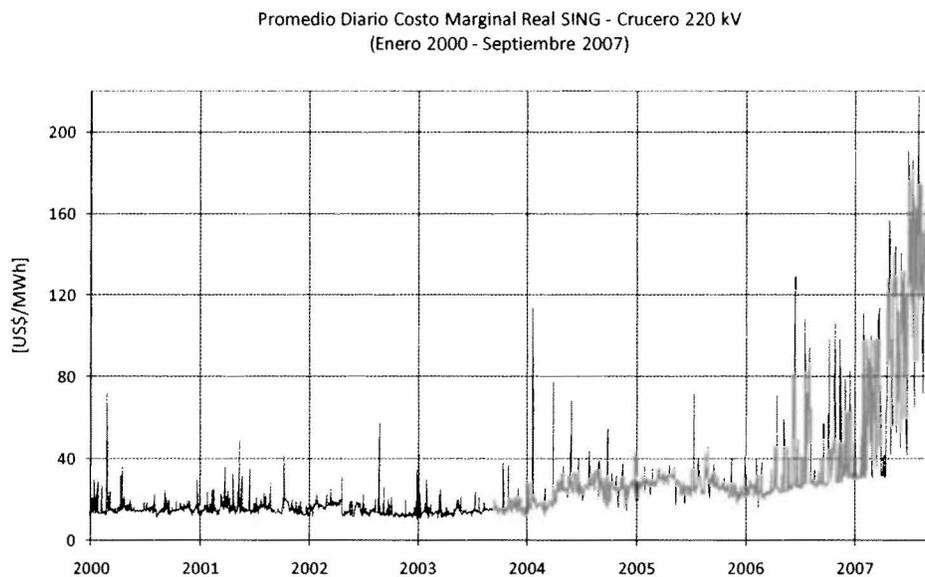


Figura 2. 21: Evolución costo marginal real SING. (Fuente: CDEC-SING, Elaboración Propia)

2.4.4 Resultado de Licitaciones

En la siguiente sección se entregan los principales resultados de las licitaciones de distribuidoras de los procesos llevados a cabo desde el año 2006. Los precios promedio de licitación han aumentado desde el primer proceso de licitación, además del hecho que parte de los precios de la segunda etapa, e íntegramente en la tercera, los precios se encuentran indexados exclusivamente al CPI de USA, por lo que los pagos por suministro no evidenciarán las alzas o caídas de los precios internacionales de los combustibles.

Los volúmenes adjudicados en las licitaciones se presentan por etapa en el cuadro resumen siguiente. El total adjudicado hasta la fecha es de 27,376 [GWh/año], de los cuales Endesa suministrará aproximadamente un 45.4%, Colbún un 24.8%, Gener S.A. un 19.5%, y el resto se divide entre las empresas Campanario, Guacolda y Monte Redondo. Los bloques no licitados en el penúltimo proceso (900 GWh) corresponden a CGE, y fueron adjudicados en el último proceso de presentación de ofertas durante el segundo semestre del presente año.

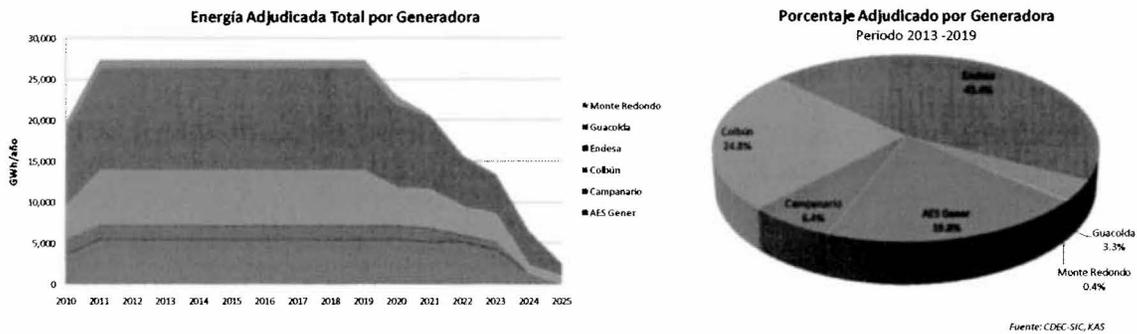


Figura 2. 22: Volúmenes adjudicados Licitaciones de Distribuidoras SIC.

En la siguiente gráfica se muestran los precios con los cuales cada generadora fue adjudicada para cada distribuidora respectivamente.

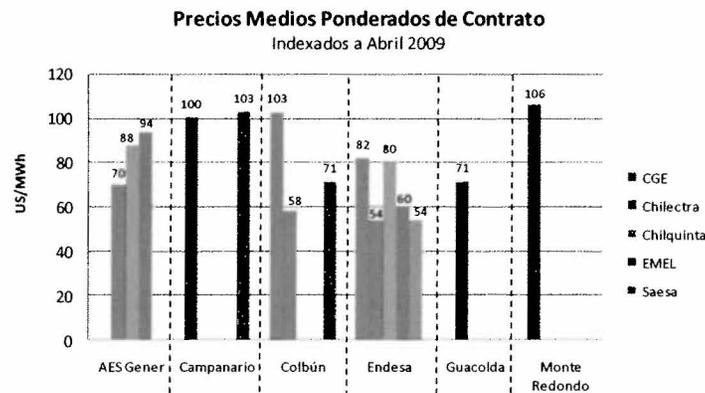


Figura 2. 23: Precios resultantes por empresa generadora/distribuidora.

Los resultados de las licitaciones de suministro para las concesionarias de distribución eléctrica, las cuales abastecen a los clientes regulados de cada sistema eléctrico, fijaron los precios de carbón por 10 o 15 años dependiendo del contrato suscrito con los generadores. Las variaciones que puedan sufrir dichos precios dependen de indexadores de precios de carbón, gas natural, petróleo diesel y el *Consumer Price Index* (CPI) de los Estados Unidos, en efecto, aumentos en los costos de producción del sistema en el mediano plazo que no dependen de los indexadores comentados, no afectarán las tarifas de clientes regulados.

En este sentido, aumentos en los costos de producción de las centrales térmicas debido a la instalación de equipos de control de emisiones, no afectarán los precios de los clientes regulados, hasta que comiencen los nuevos procesos de licitaciones aproximadamente desde el año 2018.

Sin embargo, cabe destacar que los procesos de licitaciones llevados a cabo, internalizan el concepto de costo de control de abatimiento, esto debido a su cuantificación en los costos de inversión de las centrales térmicas de desarrollo utilizadas en los planes de obra de la CNE desde la fijación de precios de nudo de Octubre del año 2004. Lo anterior teniendo en cuenta que, de acuerdo lo establece el artículo 135° del DFL N°4/2006, en cada licitación, el valor máximo de las ofertas de licitación, también llamado precio techo de licitación para abastecer consumos regulados, será el equivalente al límite superior de la Banda de Precios de Mercado (BPM) aumentado en un 20%.

Por su parte, el procedimiento de determinación de la Banda de Precios de Mercado (BPM) depende en su formulación¹⁵ del precio medio de mercado, determinado con los precios medios de los contratos libres informados por las empresas generadoras y del precio medio básico, el cual corresponde al precio de nudo calculado por la CNE, ajustado si corresponde a la banda de precios de mercado de la fijación semestral correspondiente.

En el siguiente gráfico se expone el comportamiento histórico de los precios de nudo de energía desde la fijación de Abril 1999 hasta la fijación de Abril 2009.

¹⁵ Para mayor detalle de la formulación del precio máximo de licitación (precio techo) véase el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios de Nudo de Octubre 2009 (SIC y SING) de la CNE (www.cne.cl).

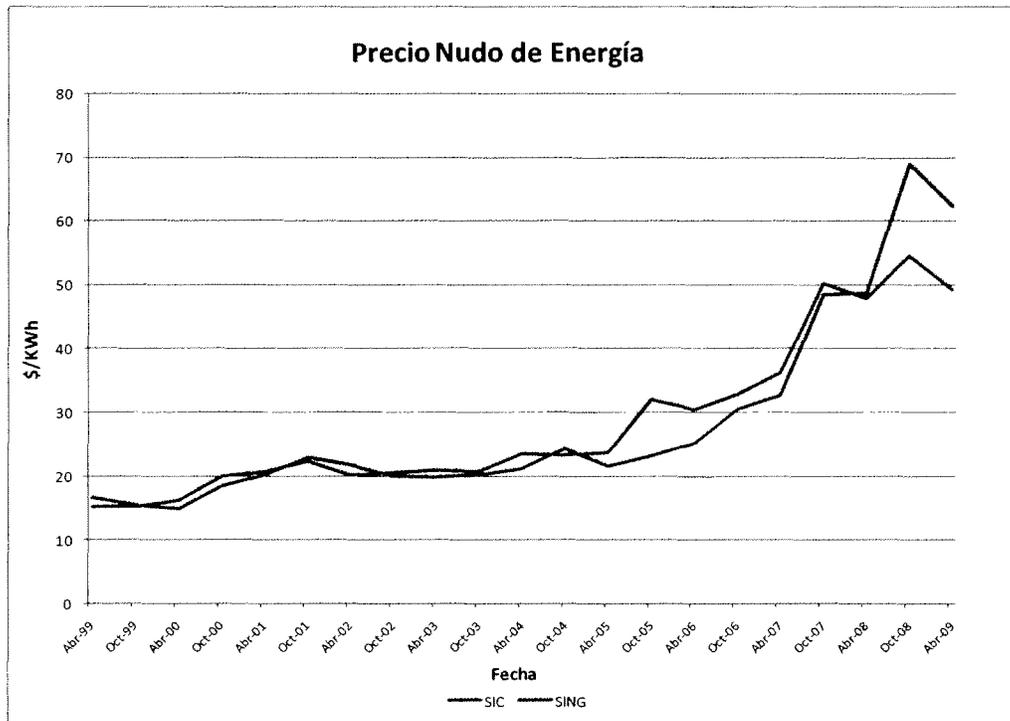


Figura 2. 24: Precios de Nudo históricos en \$/KWh indexados por UF a Abril 2009.

2.5 Análisis Comparado Sector Eléctrico Internacional

En la siguiente sección se entrega un breve análisis comparado de las principales características del sector eléctrico de países seleccionados, estos son, Alemania, Argentina, Brasil, Canadá, China, España, Estados Unidos, México y Nueva Zelanda. Dicha comparación se centra en la capacidad instalada de los países seleccionados y los tipos de tecnologías.

2.5.1 Capacidad Instalada

De acuerdo a las estadísticas disponibles por la agencia EIA (*Energy Information Administration*), en su revisión de diciembre del año 2008¹⁶, en países como Estados Unidos y China predomina en casi un 80 % la capacidad instalada de generadores térmicos, asimismo, México alcanza un 76 % de generadores térmicos en su parque. Chile se encuentra junto a España, Alemania y Argentina en aquellos países que rondan el 60 % de capacidad térmica, por su parte, países como Brasil, Canadá y Nueva Zelanda dependen mayoritariamente de las fuentes hidroeléctricas para la generación.

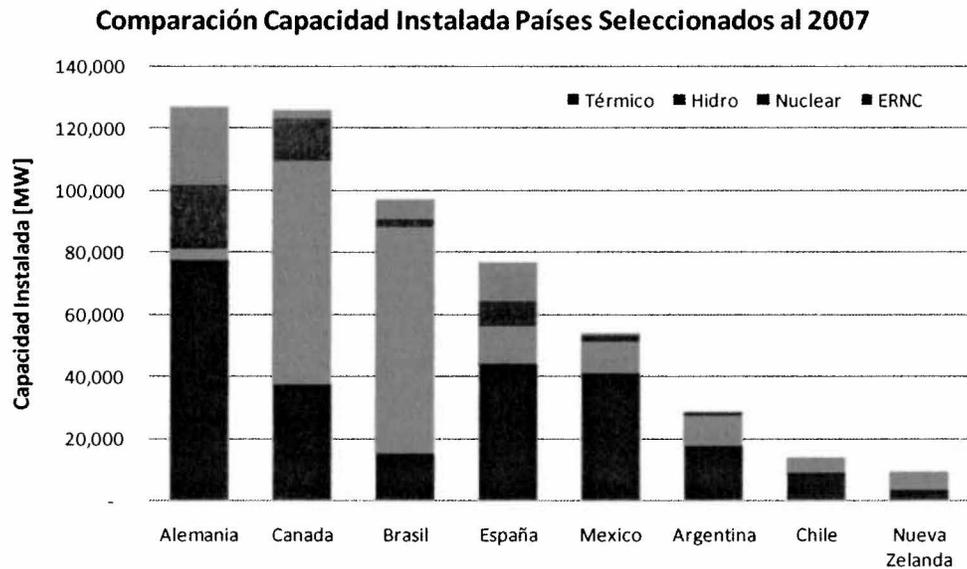
En el siguiente cuadro se presenta la capacidad instalada en potencia eléctrica [MW] al año 2007 de los países seleccionados, junto con la participación porcentual para cada uno de los tipos de generación. Cabe señalar, que el tipo ERNC (dado su nombre por la identificación en Chile de las Energías Renovables No Convencionales) incluye la generación solar, eólica, biomasa y los biocombustibles (desechos).

¹⁶ Toda la estadística utilizada en el presente documento, corresponde a la actualización más reciente obtenida de la fuente revisada (<http://www.eia.doe.gov/>).

Tabla 2. 7: Capacidad Instalada [MW] de Países Seleccionados al 2007. (Fuente: EIA)

País	Térmico	Hidro	Nuclear	ERNC	Total	%Térmico	%Hidro	%Nuclear	%ERNC
Estados Unidos	768,990	77,833	100,635	29,603	977,061	79%	8%	10%	3%
China	484,050	128,570	7,572	3,369	623,561	78%	21%	1%	1%
Alemania	77,033	4,141	20,208	25,347	126,729	61%	3%	16%	20%
Canadá	37,140	72,484	13,345	2,668	125,637	30%	58%	11%	2%
Brasil	14,836	73,434	2,007	6,358	96,635	15%	76%	2%	7%
España	43,582	12,967	7,446	12,800	76,795	57%	17%	10%	17%
México	40,634	10,734	1,365	1,062	53,795	76%	20%	3%	2%
Argentina	17,352	9,920	1,018	27	28,317	61%	35%	4%	0%
Chile	8,636	4,900	-	2	13,538	64%	36%	0%	0%
Nueva Zelanda	2,821	5,345	-	722	8,888	32%	60%	0%	8%

La siguiente figura ilustra la comparación excluyendo a China y Estados Unidos, países cuya capacidad instalada supera en 10 y más veces a los demás países en análisis.



Fuente: EIA, Elaboración Propia

Figura 2. 25: Capacidad Instalada por tipo de Generación.

Luego la Figura 2. 26 compara la evolución de la capacidad instalada desde el año 1991 al 2007 en los países seleccionados, por tipo de combustible.

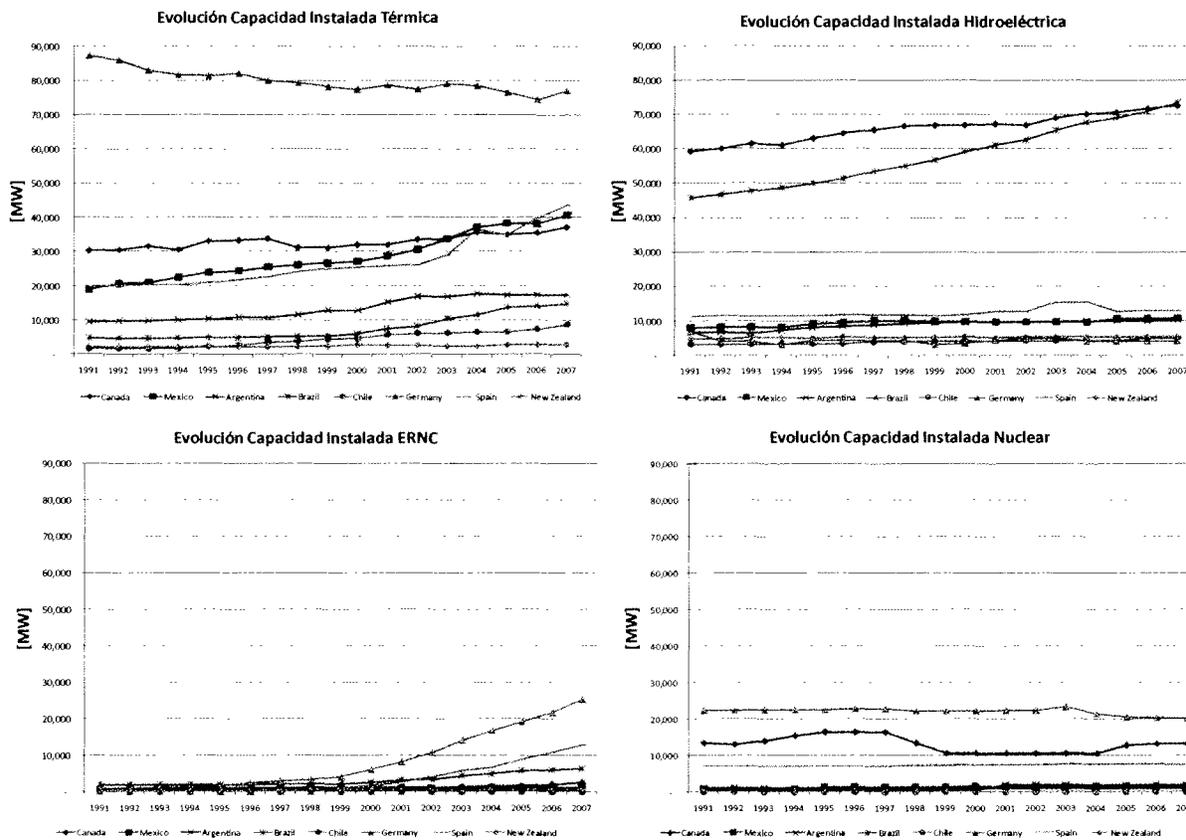


Figura 2. 26: Evolución capacidad instalada por tipo de generación 1991-2007.

(Fuente: EIA, Elaboración Propia)

De la figura anterior, se observa claramente que Alemania tiene una política de disminuir las centrales térmicas, promoviendo el uso de generación renovable. Se puede apreciar también como Brasil y Canadá han adoptado una política energética que prioriza la utilización de recursos renovables convencionales, como los son las centrales hidroeléctricas. Asimismo, se detecta el estancamiento en las inversiones en energía nuclear de Alemania y Canadá.

La forma cómo evoluciona el sector eléctrico de los distintos países, en términos de la elección de tecnologías o tipos de combustibles utilizados, depende en gran medida de la disponibilidad de recursos energéticos, ya sea recursos propios o importaciones de combustibles y de las políticas energéticas sostenidas por las autoridades.

3 DESCRIPCIÓN DE LA FUENTE A REGULAR

3.1 Definición de fuente a regular

La presente sección, aporta algunos elementos jurídicos que se deben tener en consideración para la determinación de las fuentes nuevas y existentes que serán reguladas por la norma de emisión para termoeléctricas.

3.1.1 Consideraciones Jurídicas

A objeto de orientar jurídicamente la futura norma de emisión, acto administrativo que emana del Poder Ejecutivo, es oportuno y necesario señalar algunos aspectos constitucionales y legales que deben observarse para no sobrepasar los límites impuestos a toda nueva regulación ambiental. La normativa es el marco general en el cual se insertan las políticas públicas así como las organizaciones. La normativa se refiere a un conjunto de textos que definen las condicionantes legales de acción.

Esta normativa, que se define como la regulación formal, puede ser más o menos coherente internamente y con el resto de la política, pues es el reflejo del conjunto de políticas que se han desarrollado a través del tiempo y por lo tanto, está condicionada históricamente. En consecuencia, la normativa vigente responde a una definición de política que a través de su estructuración legal se perpetúa en el tiempo y que puede o no estar acorde con las definiciones de políticas vigentes.

Para efectos del análisis jurídico que aquí se desarrolla, se deben tener claro todos los principios contenidos tanto en la norma de mayor jerarquía como en la menor jerarquía (es decir, desde la Constitución Política del Estado, pasando por las normas de rango legal, hasta los actos administrativos emanados de la Autoridad Administrativa, tales como Reglamentos y resoluciones). Es decir, en términos generales se debe respetar un orden de preeminencia de normas, concordante con la estructura "piramidal" de nuestro ordenamiento jurídico.

Para lo anterior, es esencial considerar el artículo 7° de la Constitución Política de la República, que en conjunto con el Artículo 6° de la misma Constitución y el Artículo 2° de la Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado, tienen como propósito y efecto el de consagrar en nuestro ordenamiento jurídico, y como elemento primordial del Estado de Derecho, el denominado "Principio de Juridicidad".

Esta materia, el "Principio de Juridicidad", se limita a establecer que la conducta social, tanto de gobernantes como de gobernados, debe sujetarse a las disposiciones del derecho, es decir, en su acepción más escueta, al conjunto de normas coactivas que se otorga una comunidad en ejercicio de la soberanía. Asimismo, según se dijo más arriba, y dado que este conjunto de normas tiene un orden piramidal o jerarquizado, en que la Constitución Política se encuentra en la cúspide jerárquica, este principio encuentra su materialización primordial en lo que se ha denominado el "Principio de Supremacía Constitucional".

Por otra parte, de la misma normativa -y además del artículo 62, inciso 4°, Nos 2 y 4, de la misma Carta Fundamental- se desprende que la vinculación de la Administración al derecho -y por tanto, al "Principio de Juridicidad"- es por regla general de carácter positiva y no negativa, en el sentido de

que la Administración sólo puede realizar aquellas actuaciones que le estén expresamente permitidas o autorizadas por el orden jurídico.

Por ello, conforme lo dispuesto en el artículo 2° de Ley N° 18.575 Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado- los Órganos de la Administración someterán su acción a la Constitución y a las leyes. Deberán actuar dentro de su competencia y no tendrán más atribuciones que las que expresamente les confieran las leyes.

Es así, que en la nueva regulación normativa cabe entender que la autoridad administrativa debe velar por la garantía del artículo 19 N° 22 de la Constitución, que conforme señala el Tribunal Constitucional, en sentencia N° 1.295 de 06 de Octubre de 2009, considerando: “OCTOGESIMOSEXTO: Que el artículo 19 N° 22 de la Constitución busca evitar toda diferenciación o distinción realizada por el Estado o sus órganos que no tenga justificación razonable. No prohíbe, por tanto, la discriminación; en algunos casos la considera necesaria para asegurar la participación “con igualdad de oportunidades en la vida nacional” (artículo 1°, inciso final, de la Constitución) que pueden demandar ciertas personas o grupos de personas. Pero la sujeta a ciertas condiciones. Su incorporación buscó varios propósitos.

Por de pronto, establecer expresamente la prohibición de discriminar arbitrariamente que tiene el Estado en materia económica, para evitar discusiones sobre si se aplicaba el 19 N° 2 al Estado. Como lo ha señalado esta Magistratura, “tiene por objeto especificar, en materia económica, el principio general de la igualdad ante la ley, consagrado en el N° 2 del mismo artículo 19” (STC rol 28/85). “La ausencia de una doctrina suficientemente desarrollada por la Corte Suprema en la singularización de las igualdades, en particular, la económica, hizo necesario plantear su explicitación” (Fermadois, Arturo; Derecho Constitucional Económico; Ediciones Universidad Católica de Chile; Santiago, 2001, pág. 264)”.

En el considerando 87°, denominado “Las dimensiones del precepto”, establece “Que la norma contenida en el artículo 19 N° 22 de la Constitución tiene, como se desprende de su lectura, una regla general y una excepción. La regla general es “la no discriminación arbitraria en el trato que deben dar el Estado y sus organismos en materia económica”.

La doctrina ha señalado que esta regla general tiene los siguientes elementos configurativos. Desde luego, en la Comisión de Estudios de la Nueva Constitución, el comisionado Bertelsen dijo que la voz discriminar tiene dos acepciones. De un lado, es dar un trato de inferioridad a una persona o colectividad por motivos raciales, políticos, religiosos; del otro, es el de separar, distinguir, diferenciar una cosa de otra (citado en Fermadois, A.; ob. cit., pág. 267). De ahí que la doctrina sostenga que discriminar es “dar un trato de inferioridad a una persona o colectividad sin base ni finalidad legítima para hacerlo” (Cea, J.L.; ob. cit., pág. 510). La arbitrariedad, por su parte, significa “sin fundamento plausible o razonable, desproporcionada o inconducente al fin perseguido con ella, ilegítima o injustificada” (Cea, J.L.; ob. cit., pág. 510).

Enseguida, la expresión “trato” apunta a “proceder”, a “método para relacionarse, atender o resolver un asunto, procedimiento uniforme para asistir y cuidar a peticionarios o requirentes” (Cea, J.L.; ob. cit., pág. 511). Son las medidas que adoptan el Estado o sus organismos”, “Finalmente, la prohibición sólo se aplica en “materia económica”. En otras áreas, habrá que reconducir la situación al artículo 19 N° 2 de la Constitución. “Materia económica” es cualquier regulación que impacte en el mercado de productos, bienes o servicios; es “aquel plano de actuación de las personas mediante el cual obtienen lucro y se desarrollan” (Fermadois, A.; ob. cit., pág. 265);

Agrega la sentencia en comento en su considerando 89°, que desarrolla “Los requisitos para discriminar”, “Que estos requisitos son, en primer lugar, que la discriminación que se aplique no puede ser arbitraria. Es decir, debe ser “lógica, razonable, justificada”; la “discriminación arbitraria es aquella injusta, irracional, que niega beneficios a quienes legítimamente tienen derecho a ellos o impone gravámenes a quienes no merecen soportarlos” (Fernandois, A.; ob. cit., págs. 288 y 267). En segundo lugar, la medida sólo puede establecerse por ley. No es la autoridad administrativa por sí, sino previa autorización del legislador, o directamente el legislador, por ejemplo, vía Ley de Presupuestos, los que pueden establecer estas distinciones. Dicha ley es ley común o ley simple (Cea, J.L.; ob. cit., pág. 512; Fernandois, A., ob. cit.; pág. 288)”.

En este punto cabe reproducir los fundamentos de la Sentencia Rol 577 de veintiséis de abril de dos mil siete, del Tribunal Constitucional, que confirma la habilitación legal de CONAMA para regular los contaminantes del medio ambiente, ello a propósito del establecimiento de una norma de emisión, en los siguientes términos:

“NOVENO.- Que los órganos del Estado competentes para utilizar los distintos instrumentos de gestión ambiental que contempla la legislación, entre los cuales están las normas de emisión y las normas de calidad ambiental, al hacerlo, deben ajustar su actuación a la Constitución y a las normas dictadas conforme a ella, para dar debido cumplimiento al principio de supremacía constitucional que establece el artículo 6° de la Carta Fundamental;

DÉCIMO.- Que aunque, por definición, una norma de emisión establece la cantidad máxima para un contaminante medida en el efluente de la fuente emisora, la Ley N° 19.300, sobre bases generales del medio ambiente, no exige que, antes de dictar una norma de emisión, se apruebe una norma de calidad ambiental, sea ella primaria o secundaria, normas estas últimas que, como se recordará, establecen los valores máximos o mínimos permisibles de determinados elementos del medio ambiente. La aprobación de una norma de emisión, sujeta por cierto en su elaboración a las exigencias legales y reglamentarias pertinentes, está entregada, entonces, a la apreciación que efectúe la autoridad ambiental competente acerca de su necesidad y conveniencia como instrumento de gestión ambiental preventivo en ausencia de una norma de calidad ambiental, sin perjuicio de su utilización en los planes de prevención o descontaminación, para aprobar los cuales, sin embargo, es indispensable que exista una norma de calidad ambiental en peligro de ser sobrepasada o ya sobrepasada por un contaminante;

DECIMOPRIMERO.- Que al dictar una norma de emisión, como también al aprobar las normas de calidad ambiental, o un plan de prevención o descontaminación, los órganos del Estado competentes que intervienen en su génesis, lo hacen para cumplir el deber que el artículo 19 N° 8 de la Constitución Política impone al Estado en su conjunto de velar por que el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación no sea afectado y tutelar la preservación de la naturaleza;

DECIMOSEGUNDO.- Que la aprobación del Decreto Supremo N° 80, de 2006, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que establece la norma de emisión para molibdeno y sulfatos de efluentes descargados desde tranques de relave al estero Carén, es el instrumento de gestión ambiental que el Gobierno, en ejercicio de sus atribuciones, ha decidido utilizar, sin que esté legalmente obligado, como se ha dicho, a aprobar previamente una norma de calidad ambiental. Esta decisión podrá ser discutida en su mérito, pero no constituye en sí misma una infracción al deber constitucional impuesto al Estado de velar por que el derecho a vivir en un medio ambiente libre de contaminación no sea afectado y de tutelar la preservación de la naturaleza”

Agrega que: “DECIMOSEXTO.- Que para llegar a la conclusión expuesta en el considerando anterior (que no se infringe la garantía general de igualdad ante la ley contenida en el N° 2 del artículo 19 de la Constitución Política) ha de tenerse en cuenta, primeramente, que la autoridad administrativa que aprobó la norma de emisión especial para molibdeno y sulfatos de efluentes descargados desde tranques de relave al estero Carén, ha actuado legalmente habilitada, ya que es la propia Ley N° 19.300, sobre bases generales del medio ambiente, la que, por una parte, al regular el establecimiento de las normas de emisión en su artículo 40, dispone que el decreto supremo que las apruebe “señalará su ámbito territorial de aplicación” y, por otra, en su artículo 5°, únicamente excluye las medidas de protección ambiental que contengan diferencias arbitrarias en materia de plazos o exigencias, de modo que es la ley y no la mera voluntad de la administración la que ha permitido la existencia de normas de emisión diferentes para distintos lugares del país;

DECIMOSÉPTIMO.- Que el respeto integral de las garantías constitucionales de igualdad ante la ley y de no discriminación arbitraria en materia económica por parte de los órganos del Estado, exige también la existencia de factores y circunstancias especiales que justifiquen el trato diferente autorizado por la ley, y que, en el caso de normas de emisión para efluentes que tienen un ámbito de aplicación territorial acotado, se vinculan con las características del curso de aguas a que se descargan, características que en el caso sub lite han sido ponderadas por los órganos administrativos que intervinieron en la elaboración de la norma de emisión y por la Contraloría General de la República, apreciación que no ha sido desvirtuada por los requirentes y que, a falta de antecedentes, impide al Tribunal Constitucional formarse una convicción contraria”;

Entonces se entiende que tanto la garantía de igualdad ante la ley como la no discriminación arbitraria, aseguran que las normas legales no contienen ni pueden contener privilegios, discriminaciones o diferencias respecto de todos los que se hallen en las mismas circunstancias. Significa que las normas jurídicas deben ser iguales para todas las personas que se encuentran en condiciones similares.

Ahora bien, uno de los principios rectores de la Ley 19.300 es el principio preventivo. Este consiste -en lo que nos interesa- en prever la ocurrencia de una situación de contaminación a través de determinados instrumentos de gestión. Sin embargo, en el caso de ocurrir esta, se proponen instrumentos para remediarla.

Los instrumentos de gestión para prevenir o remediar la contaminación son principalmente las normas de calidad ambiental y *de emisión*, y los planes de prevención y de descontaminación, según se trate estos últimos, de zonas latentes o de zonas saturadas, respectivamente.

La Ley 19.300, sobre bases generales del medio ambiente, define *contaminación* como “la presencia en el ambiente de sustancias, elementos, energía o combinación de ellos, en concentraciones o concentraciones y permanencia superiores o inferiores, según corresponda, a las establecidas en la legislación vigente” (artículo 2, letra c).

Para prevenir la contaminación, la ley articuló un sistema basado en la dictación de normas de emisión, por un lado, y en la dictación de normas primarias y secundarias de calidad ambiental¹⁷ y

¹⁷ Se entiende por *norma primaria de calidad ambiental* “aquella que establece los valores de las concentraciones y períodos, máximos o mínimos permisibles de elementos, compuestos, sustancias, derivados químicos o biológicos, energías, radiaciones, vibraciones, ruidos o combinación de ellos, cuya presencia o carencia en el ambiente pueda constituir un riesgo para la vida o la salud de la población (ley 19.300, artículo 2, letra n). Por su parte, *norma secundaria de Calidad Ambiental* se define como “aquella que establece los valores de las concentraciones y períodos, máximos o

planes de prevención y descontaminación, por el otro. Cuando las normas de calidad se ubican entre el 80 y el 100% de sus valores, se entiende que existe zona de latencia¹⁸, mientras que cuando se superan los valores de estas, se entiende que existe zona de saturación¹⁹.

El artículo 2 letra o) definió *normas de emisión* como “las que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante medida en el efluente de la fuente emisora” Las normas de emisión han sido concebidas tanto para prevenir la contaminación como para combatirla. Para prevenir la contaminación, la ley precitada contempla la elaboración de normas de emisión mediante dos procedimientos: el primero, reglado en el Decreto Supremo N° 93 de 1995 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, para la elaboración de las normas de calidad y emisión, y, el segundo, por el procedimiento establecido en el Decreto Supremo N° 94 de 1995 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, para la elaboración de planes de prevención, en donde uno de los instrumentos a utilizar, en el caso que proceda, son las normas de emisión. Los planes de prevención podrán elaborarse cuando los niveles de una norma de calidad se ubiquen entre el 80% y el 100% de la norma y hayan sido declarada zona latente por Decreto Supremo.

Por su parte, para combatir la contaminación, se podrán elaborar normas de emisión insertas en el procedimiento reglado para planes de descontaminación del Decreto Supremo N° 94 de 1995 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, cuando los niveles de una norma de calidad se ubiquen sobre el 100% de la norma y la zona haya sido declarado saturada por Decreto Supremo.

En ese caso, se elaborarán planes de descontaminación que podrán contemplar normas de emisión en el caso que procedan, con el objetivo de recuperar los niveles superados.

En el contexto precedentemente indicado, se procedió a dar inicio, de conformidad con el Decreto Supremo N° 93 de 1995 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Reglamento para la dictación de normas de calidad y de emisión (el Reglamento), a la norma de emisión para termoeléctricas²⁰.

Entre las materias que se deben sustentar técnicamente se encuentran las siguientes que menciona el Reglamento²¹:

- Cantidad máxima permitida
- Objetivo de protección ambiental
- Resultados esperados;
- Ámbito territorial

mínimos permisibles de sustancias, elementos, energía o combinación de ellos, cuya presencia o carencia en el ambiente pueda constituir un riesgo para la protección o la conservación del medio ambiente, o la preservación de la naturaleza” (ley 19.300, artículo 2, letra ñ).

18 Ley 19.300, artículo 2, letra t) Zona Latente: aquélla en que la medición de la concentración de contaminantes en el aire, agua o suelo se sitúa entre el 80% y el 100% del valor de la respectiva norma de calidad ambiental.

19 Id., letra u) Zona Saturada: aquélla en que una o más normas de calidad ambiental se encuentran sobrepasadas.

²⁰ Resolución Exenta n° 1690 de 10 de julio de la Dirección Ejecutiva de CONAMA.

²¹ Artículo 28 y 35.

- Tipos de fuentes reguladas
- Plazos y niveles programados para el cumplimiento de la norma
- Metodologías de medición y control;
- Órganos Fiscalizadores; y
- Plazo de vigencia.

La futura norma de emisión precisa -de manera ineludible- contar con los fundamentos técnicos que la amparen y justifiquen, dando cabal cumplimiento al marco constitucional y legal arriba desarrollado y evitando que se vulneren los límites normativos vigentes.

3.1.2 Fuente regulada

Previo a la solicitud de elaborar una definición de fuente nueva y existente, es necesario determinar la fuente que se va a regular por la norma de emisión para termoeléctricas.

Desde el punto de vista jurídico, cabe hacer presente que el Consejo Directivo de CONAMA incorporó en el Cuarto Programa Priorizado de Normas (1999 – 2000) la “*norma de emisión para la quema de combustibles sólidos en centrales termoeléctricas e industrias afines*”. Posteriormente, el 2006, el mismo Consejo modificó el señalado Programa instruyendo al Director Ejecutivo de CONAMA para que diera inicio al proceso de elaboración de *una norma de emisión para termoeléctricas independiente del tipo de combustibles*²². Con este mandato se amplió, por una parte, la aplicación de la norma a todas las termoeléctricas que emitieron al aire, sin consideración al tipo de combustible que estas utilizaren, y por la otra, excluyó de la norma a las industrias afines.

Determinado así que serán las termoeléctricas las reguladas por la norma de emisión, cabe establecer qué se entenderá por estas.

Para estos efectos, el Departamento de Prevención y Control de la Contaminación de la Dirección Ejecutiva de CONAMA elaboró una Minuta²³ donde se indican los elementos para la articulación de una definición de fuente regulada y también, los criterios para distinguir entre fuente nueva y existente.

En lo que se refiere a fuente regulada, el documento da cuenta de lo 5 elementos siguientes, alguno de los cuales se estimarán esenciales para la definición de fuente regulada:

1. “Central termoeléctrica”.

La normativa eléctrica no aporta una definición de estos vocablos, y la normativa ambiental tampoco lo hace. Sólo existe una referencia a las centrales generadoras de energía superiores a 3 MW en la Ley 19.300 y el Reglamento del SEIA, al establecer la obligación de que estas deben ingresar al SEIA. Es esencial el significado que los expertos técnicos den a estas expresiones por constituir la materia de lo normado.

²² Acuerdo número 305 de 25 de mayo de 2006.

²³ De septiembre de 2009.

Por otra parte, cabe preguntarse si la expresión “central termoeléctrica” podría considerarse sinónima del vocablo “termoeléctrica” utilizada por el Consejo Directivo. En esta parte también debe recurrirse al significado que los expertos pueden otorgar a estos vocablos para determinar si pueden utilizarse indistintamente.

2. *“tiene por objeto generar electricidad”.*

El fin para lo que una cosa ha sido creada constituye, para el caso de las centrales termoeléctricas, un elemento esencial de la definición, toda vez que lo medular de la norma lo constituye la generación de energía por medio de calor (termo).

3. *“en términos de emisiones atmosféricas es pertinente considerar dos tecnologías asociadas a unidades de generación: calderas y turbinas”.*

Dado que la norma de emisión se aplica a fuentes que cuenten con ducto a chimenea (donde se mide en la salida del efluente), es relevante definir técnicamente si las unidades de generación denominadas calderas y turbinas disponen por cada una de ellas de un ducto o chimenea o si estas cuentan con un ducto común para sus descargas al aire. En el caso que cada unidad cuente con un ducto se aplicará a cada una de ellas una norma de emisión. En el caso contrario, sólo se aplica una norma de emisión.

En el mismo sentido que la Minuta referida, el expediente para la elaboración de la norma de emisión en estudio, reconoce tipologías de centrales termoeléctricas. Estas son: de turbina a vapor, de turbina de gas, de ciclo combinado, y los motores de combustión interna²⁴. Consta también que el tipo de termoeléctricas se encuentran asociadas a determinadas tecnologías de abatimiento y tipo de combustibles utilizados.²⁵

4. *“ambas tecnologías pueden utilizar combustibles de origen fósil (carbón, gas, diesel) o de biomasa para su proceso de combustión”.*

Como se señaló en la modificación del Cuarto Programa Priorizado de Normas, la norma para termoeléctricas se elaborará independientemente del tipo de combustibles que se utilicen. La norma regularía no sólo a aquellas termoeléctricas que quemen combustible sólidos, sino también a las que usen otro tipo de combustibles. Dado lo anterior, no se considera este elemento esencial para la definición de fuente regulada.

Sin embargo, es importante tener en consideración que lo indicado no obsta a su utilización como elemento para la evaluación técnica y económica de los escenarios normativos.

5. *“una termoeléctrica puede abastecer algún sistema eléctrico del país (SIC, SING, Sistema Mediano) o autoabastecer a una empresa específica.”*

Lo que interesa para la presente norma son las emisiones que las termoeléctricas efectúen al aire, sin que constituya un elemento relevante el destino que se dé a la energía generada por este medio, esto es, el abastecimiento al SIC o SING o para autoabastecimiento.

²⁴ Fojas 218, 561

²⁵ Fojas 218

En todo caso, se propone reemplazar por considerarlo más apropiado, la expresión “autoabastecer a una empresa específica” por “abastecer consumos propios ó de terceros”.

Concepto de Central Termoeléctrica (fuente regulada):

“Obras de generación (materia) -calderas y turbinas a vapor y a gas, y de ciclo combinado- destinadas a la generación eléctrica mediante un proceso térmico (fin) con potencia térmica mayor a 50 MWt.

3.1.3 Fuente nueva y existente

La distinción entre fuente nueva y existente se relaciona directamente con el principio de gradualidad que inspiró la Ley 19.300 y sus reglamentos. Este principio reconoce la existencia de un período de ajuste para aquellas fuentes que deban cumplir con estándares ambientales más exigentes²⁶.

Como se señaló precedentemente, el Reglamento para la dictación de normas de calidad y emisión contempla, entre las materias que debe contener la norma de emisión, la identificación de los tipos de fuentes reguladas y los plazos y niveles programados para el cumplimiento de la norma²⁷.

Las normas de emisión dictadas al amparo de la ley 19.300, han dado contenido a este principio mediante el mecanismo de diferir la entrada en vigencia de la norma u otorgando plazos mayores a las fuentes existentes²⁸ para cumplir con la norma más restrictiva. Las siguientes normas de emisión al aire establecen la diferencia entre fuentes nuevas y existentes según los criterios que se indican:

- Norma para Olores Molestos²⁹: Si la fuente se encuentran en operación o no a la fecha entrada en vigencia del decreto respectivo.
- Norma para la regulación del contaminante arsénico emitido al aire³⁰: Si la fuente se encuentra instalada o no a la fecha entrada en vigencia del decreto respectivo.
- Norma Incineración y Co-Incineración³¹: Si la fuente cuenta o no con la autorización de la Autoridad Sanitaria otorgada con anterioridad a la entrada en vigencia del decreto respectivo.

Por su parte, la norma emisión para grupos de electrógenos en actual elaboración por CONAMA, distingue fuente nueva de existente en consideración a si esta se encuentra registrada o no en la Seremi de Salud respectiva a la fecha entrada en vigencia del decreto que le de vida.

A mayor abundamiento, el expediente de elaboración de la norma contiene varias referencias a fuentes nuevas y existentes³².

²⁶ Mensaje de la Ley 19.30

²⁷ Artículo 35

²⁸ En comparación con las fuentes nuevas

²⁹ Decreto Supremo N° 67 de 1999 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia

³⁰ Decreto Supremo N° 165 de 1999 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia

³¹ Decreto Supremo N° 45 de 2007 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia

Finalmente, es la Minuta de CONAMA³³ la que contienen los elementos que configuran una definición de fuente existente, de fuente nueva y modificación de fuente.

En relación a la definición de Fuente Regulada (también Central termoeléctrica) Existente y Nueva, la Minuta de CONAMA señala los siguientes elementos:

Propone las siguientes definiciones:

- a) **Fuente Existente:** “Aquella fuente regulada que a la fecha de entrada en vigencia de la presente norma de emisión, se encuentra en servicio, para algún sistema eléctrico o para el autoabastecimiento de alguna empresa en particular”

El Reglamento de la Ley Eléctrica³⁴, entiende por puesta en servicio “la energización de las instalaciones”³⁵. La puesta en servicio -dice el reglamento- debe ser comunicada por el generador a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con a lo menos 15 días de anticipación.

En dicha comunicación se deberá indicar a lo menos, una descripción general de las obras que se ponen en servicio, una relación de los principales equipos y materiales, sus características técnicas y la indicación de si son nuevos o reacondicionados.”³⁶

Esta obligación contenida en el Reglamento Eléctrico permitiría fijar el hito entre fuente nueva y existente. Con esto se generarían mayor certeza para los que deben someterse a la norma de emisión. Sin embargo, cabe preguntarse si la obligación precitada se extiende tanto a las termoeléctricas que deben conectarse al SING o SIC, como también las destinadas a “abastecer consumos propios ó de terceros”.

Se propone eliminar de la definición las expresiones “para algún sistema eléctrico o para el autoabastecimiento de alguna empresa en particular” atendida las razones contenidas en la determinación de fuente regulada.

- b) **Fuente Nueva:** “Aquella fuente regulada que a la fecha de entrada en vigencia de la presente norma de emisión, no se encuentra en servicio o aquella fuente regulada existente que ha sido modificada”.

Se reproducen los comentarios formulados en relación a la definición de “puesta en servicio” del Reglamento de la Ley Eléctrica.

“En el ámbito de esta futura norma de emisión interesa distinguir aquellas modificaciones que resulten también en una modificación en la cantidad y calidad de las emisiones (excluyendo a priori la incorporación de equipos de abatimiento). De esta forma, se identifican: cambio de combustible y ampliación en la generación, modificación que se realiza mediante la incorporación de una unidad de generación: caldera o turbina.

³² Fs 221, 341, 342, 352, fs 731, 737y ss

³³ De septiembre de 2009.

³⁴ DS N° 327 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

³⁵ Artículo 215, inciso 2°

³⁶ Artículo 215, inciso primero

“Se entenderá que una central termoeléctrica se modifica cuando existan cambios en los sistemas de combustión, ya sea por aumento de capacidad de generación, por cambio de combustible, o por cambio tecnológico en el sistema de combustión y control de emisiones.”

“En termoeléctrica tipos de modificaciones: el ámbito de esta futura norma de emisión interesa distinguir aquellas modificaciones que resulten también en una modificación en la cantidad y calidad de las emisiones (excluyendo a priori la incorporación de equipos de abatimiento). De esta forma, se identifican: Cambio de combustible y Ampliación en la generación, modificación que se realiza mediante la incorporación de una unidad de generación: caldera o turbina.”

3.2 Fuentes excluidas de la normativa

3.2.1 Central de cogeneración

Luego de aplicar la encuesta realizada a las generadoras termoeléctricas entre las que se incluyó a los Co-generadores productores de papel y celulosa, se ha decidido separar el procedimiento para fijar los criterios y la normativa a aplicar a ambos tipos de empresas por las razones a que a continuación se exponen:

- i. Las empresas termoeléctricas obedecen al propósito específico de producir energía eléctrica a partir de combustibles adquiridos por ellas en el mercado respectivo. Dicha energía eléctrica es entregada a la red pública mediante los sistemas y mecanismos conocidos, bajo coordinación del CDEC. Este es su producto y por ello, se justifican y perciben sus beneficios.

Los Flujos de Ingreso y uso de insumos así como de salida de producto y de los contaminantes asociados a esta actividad, guardan directa relación con el producto obtenido, esto es con la energía eléctrica producida y entregada al sistema de transmisión. Esto hace más precisa no solo la definición racional de los parámetros a controlar que quedarán incorporados a la normativa sino las posteriores mediciones, seguimientos y evaluaciones del cumplimiento de aquella, así como el impacto económico de las inversiones necesarias para el abatimiento de los contaminantes.

- ii. Las empresas Co-generadoras en cambio responden a objetivos esenciales diferentes a la generación de energía eléctrica. En efecto, las empresas Co-generadoras encuestadas, productoras de papel y celulosa en su totalidad, requieren de vapor para el desarrollo de sus procesos productivos y esta necesidad les permite, con inversiones adicionales en líneas y equipos de alta presión y turbinas de vapor, aprovechar de generar energía eléctrica no solo para su propio consumo sino vender además sus excedentes en el sistema eléctrico nacional.
- iii. Los procesos productivos de papel y celulosa generan residuos de todo tipo: sólidos, líquidos y gaseosos, los que deben ser aprovechados como parte integral de aquellos procesos no solo desde un punto de vista estrictamente económico sino además por razones medio-ambientales. Es así como se utilizan como combustibles no solo la biomasa residual de tipo forestal, no útil para los procesos industriales, tales como corteza, astillas y aserrín (cuya generación impacta más por su volumen que por su peligrosidad) sino algunos otros flujos provenientes del proceso productivo como son el Licor negro concentrado (mezcla de lignina y hemi-celulosas disueltas en soda cáustica y sulfuro de sodio acuoso) y otros

subproductos con importante contenido de sustancias principalmente sulfurosas, tales como aquellas conocidas como TRS. Preciso es reconocer que las distintas instalaciones cuentan con sistemas anti-polutivos que reducen en diversa medida el impacto de las emisiones al aire atmosférico. Tales combustibles, bastante variados aunque recurrentes, se complementan con cantidades marginales de combustibles tradicionales como Diesel, Fuel oil o gas licuado para los efectos de generar el vapor y la energía eléctrica necesarios.

- iv. La caracterización de los efluentes gaseosos resultantes de dicha combustión, con y sin tratar y en cantidad y calidad, debe ser motivo de un estudio especial ya que son muy diferentes a los que se encuentran en los gases de escape de una Central Termoeléctrica convencional.

Según lo anteriormente señalado se propone tratar de relacionar las emisiones de SO_x , NO_x , CO y MP u otros elementos que se determine necesario considerar, presentes en los combustibles empleados, con la potencia térmica usada en la generación de vapor, relacionando ésta su vez con la materia prima procesada ó volumen de producción. Para esto se debería adecuar la encuesta realizada con otras preguntas que condujeran a definir nuevos indicadores de línea base en la dirección señalada.

Estas empresas poseen una capacidad instalada total, sumando aquella cautiva y la disponible para el sistema, de 486 MW; cifra que representa solo el 6 % de las 8.178 MW instalados de origen termoeléctrico a nivel nacional. Por tanto, diferir en el tiempo dicho análisis para considerar una normativa especial, sólo afectaría a una pequeña fracción de la producción termoeléctrica, obteniéndose a cambio una representatividad que aseguraría un cabal análisis del sector y una normativa posterior adecuada y legítima.

El modelo de las plantas de papel y celulosa sería aplicable a otras actividades industriales que aplican la cogeneración.

3.2.2 Motores de combustión interna

Los motores de combustión interna poseen una potencia térmica inferior a 50 MWt, y serán sometidos a regulación bajo otra normativa actualmente en desarrollo, por tal razón quedan excluidos de la norma de termoeléctricas.

3.3 Gradualidad de entrada en vigencia de la norma

Para centrales existentes, a la fecha de entrada en vigencia de la norma, se considera un aplazamiento del cumplimiento de la normativa, con el objetivo de permitir la instalación del equipamiento de control de emisiones necesario para cumplir con esta.

El periodo de aplazamiento se ha establecido en base a información sobre tiempos de instalación y conexión de equipos de abatimiento entregadas por proveedores. Como se muestra en la Tabla 3. 1, el tiempo de instalación de los equipos de abatimiento puede durar hasta 2 años, pero el periodo en el que se hace la conexión del equipo es reducido, en torno a dos semanas, ya que este periodo se hace coincidir con las paradas programadas de mantención, de cada central, de tal manera de no influir en el normal funcionamiento de esta. Entre las tecnologías, el sistema de desulfuración es el más extensivo en uso de tiempo ya que para su instalación se requiere una mayor obra civil.

Tabla 3. 1: Tiempos de instalación y conexión para sistemas de abatimiento³⁷.

Tecnología Abatimiento	Tiempo de instalación	Tiempo de conexión
Sistema de desulfurización	18-24 meses	10-15 días
Sistema de reducción catalítica selectiva	12-16 meses	10-15 días
Abatimiento para material particulado	12-16 meses	10-15 días

Estos periodos de instalación podrían ser menores, como es el caso del proyecto de ampliación de la central Bocamina, en el cual se ha considerado la instalación de abatimiento para material particulado en la unidad 1, existente, y la unidad 2, nueva, y se ha considerado abatimiento para dióxido de azufre en la unidad 2. En la Tabla 3. 2 se muestra los tiempos de obras civiles, montaje y puesta en marcha de cada equipo según cronograma del proyecto³⁸, en el caso del filtro de mangas para la unidad 1 el tiempo total estimado para su instalación fue de 9 meses, para el filtro de mangas de la unidad 2, 8 meses y para el desulfurizador sólo 7 meses.

Tabla 3. 2: Cronograma instalación de equipamientos central Bocamina.

Cronograma segunda unidad Bocamina	Meses
OBRAS CIVILES	
Instalación de Faenas Filtro de Mangas Unidad 1	0.75
Obras Civiles Filtro Mangas Unidad 1	1.25
Obras Civiles Filtro Mangas Unidad 2	3
Obras Civiles Desulfurizador Unidad 2	3
MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO	
Montaje Filtro de Mangas Unidad 1	5.5
Puesta en Servicio del Filtro de Mangas Unidad 1	1
Prueba de emisiones Filtro de Mangas Unidad 1	0.5
Montaje Filtro de mangas Unidad 2	5
Montaje Desulfurizador Unidad 2	4
Pruebas de Emisiones y Puesta en Servicio Unidad 2 con Filtro de Mangas	4
Tiempo total Filtro de mangas unidad 1	9
Tiempo total Filtro de mangas unidad 2	8
Tiempo total desulfurizador unidad 2	7

En el caso de reacondicionamiento para equipos de abatimiento de material particulado (filtros de mangas y precipitadores), se requeriría un tiempo de alrededor de 4 meses, incluidos estudios de ingeniería, reacondicionamiento y puesta en marcha³⁹.

Se estima que un periodo de 3 años, sería suficiente para permitir la instalación del equipamiento en cada central, considerando, además, el tiempo estipulado para la construcción y puesta en marcha de

³⁷ Fuente: Información recogida de reuniones con proveedor de tecnologías de abatimiento ALSTOM.

³⁸ Fuente: Estudio de impacto ambiental "Ampliación central Bocamina (Segunda Unidad)", ENDESA Chile.

³⁹ Fuente: Información recogida de reuniones con proveedor de tecnologías de abatimiento ALSTOM.

una central nueva. La siguiente tabla muestra el tiempo programado para construcción y puesta en marcha de centrales termoeléctricas ingresadas a Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). En esta tabla se muestra que el tiempo de construcción y puesta en marcha de una central termoeléctrica puede durar hasta 4 años.

Tabla 3. 3: Tiempos de construcción y puesta en marcha para centrales termoeléctricas⁴⁰.

Central termoeléctrica	Construcción y puesta en marcha
Nueva Ventanas	32 meses
Campiche	38 meses
Bocamina	40 meses
Central termoeléctrica Pacífico	44 meses

En consecuencia, si se considera el siguiente programa de instalación de los equipos de control:

- Evaluación en el SEIA: 6-12 meses (DIA proyecto de mejoramiento)
- Decisión de compra: 6 meses
- Orden de compra, instalación y puesta en marcha: 12-24 meses

Se tiene un máximo de 3 años y 6 meses para instalar los equipos.

Cabe considerar en el gradualismo propuesto, el rol del CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga) del SIC y del SING, para supervisar en forma eficiente cada uno de los programas de mantenimiento que permitirá instalar los equipos de control sin problemas para los sistemas eléctricos. En este sentido, ante eventos que puedan condicionar la suficiencia o seguridad de abastecimiento del sistema (falla de alguna unidad generadora, condición hidrológica seca, etc.), cada CDEC tiene como obligación reprogramar de forma eficiente los mantenimientos asegurando el mínimo costo para el sistema eléctrico respectivo.

3.4 Contaminantes atmosféricos y sus efectos

Las plantas termoeléctricas emiten contaminantes a la atmósfera debido al proceso de combustión realizado en la generación de energía eléctrica. Dependiendo del tipo y de la calidad del combustible utilizado, se generarán emisiones de materia particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), metales tales como el mercurio (Hg), níquel (Ni), vanadio (V), arsénico (As), cadmio (Cd), compuestos orgánicos volátiles (COV's), etc. Producto de esas emisiones, se generarán en la atmósfera, contaminantes secundarios tales como el sulfato y nitrato.

La cantidad y las características de las emisiones de contaminantes a la atmósfera, dependerá del combustible utilizado (carbón, diesel, gas natural), el tipo y diseño de la unidad de combustión (caldera o turbina), los sistemas de control de emisiones (sistemas primarios (low-NOx) y/o secundarios tales como los filtros mangas, desulfurizadores, sistemas de reducción catalítica selectiva, etc.), y de las prácticas de operación del sistema.

⁴⁰ Fuente: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

3.3.1 Material Particulado (MP)

Las partículas (MP) contenidas en los gases efluentes, son una mezcla de material sólido y líquido, conformado por distintos compuestos tales como los nitratos, sulfatos, metales, polvo, entre otros. En la combustión de combustibles fósiles se genera un flujo de gases que arrastra cenizas (contenidas en el combustible), carbono, hidrocarburos no quemados y vapores condensables que conforman el material particulado. El contenido de cenizas en el carbón de las unidades que operan en nuestro país, varía entre 2 y 15%, dependiendo del tipo de carbón (subbituminoso y bituminoso) (Ver Anexo I: Procesamiento de Encuesta).

Efectos del MP

Desde los episodios del Valle de Meuse Bélgica en 1940, y el de Londres (1952), se reconoce que la exposición a materia particulada genera efectos adversos para la salud de la población. Los efectos van desde un aumento de los síntomas respiratorios y de uso de medicamentos para aliviarlos, hasta el asma y exacerbación de enfermedad pulmonar obstructiva crónica, que se traducen en tratamientos en las salas de urgencia e incluso, en reducción del crecimiento pulmonar en los niños. La atención se ha centrado, también, en el incremento de la mortalidad por causas respiratorias y cardiovasculares.

Las partículas respirables (menores a 10 μm) ingresan al sistema respiratorio penetrando profundamente en los pulmones, alcanzando las más pequeñas (MP2.5) a ingresar al torrente sanguíneo, llevando con ellas las toxinas al resto del cuerpo, afectando principalmente el sistema respiratorio y cardiovascular.

Los principales efectos asociados a la exposición de material particulado son:

- Aumento de la irritación en las vías respiratorias
- Tos o dificultad para respirar
- Disminución del funcionamiento pulmonar
- Exacerbación del asma
- Bronquitis crónica
- Mortalidad prematura en personas con enfermedades pulmonares o cardíacas

Los efectos han sido estudiados para la fracción respirable (MP10), y para las finas (MP2.5), siendo estas últimas, reconocidas como más dañinas, toda vez que ellas logran ingresar al torrente sanguíneo y los alvéolos. Hasta la fecha, no se encontrado un umbral sin efecto, por tanto, aún a pequeñas concentraciones en el aire, éstas generan efectos adverso, principalmente a los grupos más sensibles (infantes, ancianos, personas con enfermedad pulmonar crónica).

La peligrosidad del material particulado no radica sólo en su tamaño, sino en su composición química que se asocia a la toxicidad. Partículas ácidas (sulfatos), normalmente están relacionadas

con los daños mayores, aún cuando estudios recientes⁴¹ demuestran que el material carbonáceo podría tener un efecto adverso mayor.

El material particulado genera también efectos adversos sobre los recursos naturales, principalmente por su interferencia con la fotosíntesis, al depositarse sobre las hojas.

Además, el material particulado reduce la visibilidad, debido a la dispersión de partículas. La reducción de visibilidad genera efectos adversos no sólo para la calidad visual, sino que también al aumentar el riesgo de accidentes por poca visibilidad.

3.3.2 Dióxido de Azufre (SO₂)

El dióxido de azufre se forma por la combustión de elementos que contienen azufre, tales como el carbón y petróleo. Por este motivo, la cantidad emitida de SO₂ depende del contenido de azufre en el combustible utilizado. El carbón, el petcoke, y el petróleo pesado contienen altas cantidades de azufre (>1%), mayores a las contenidas en el petróleo diesel (0.035%). A partir de 2010 la cantidad contenida en el diesel bajará a 50 ppm.

El SO₂ es un gas altamente reactivo y soluble en agua, que se transforma en la atmósfera formando partículas secundarias (sulfato de amonio), y ácido sulfúrico.

Efectos del SO₂

El dióxido de azufre es un contaminante capaz de causar daño severo a la salud de las personas, en especial entre los infantes, los ancianos y los asmáticos, por su carácter irritante. Los efectos reconocidos son sobre el sistema respiratorio y abarcan desde un debilitamiento del sistema inmunológico, la broncoconstricción, bronquitis crónica, bronco espasmos en asmáticos, hasta la muerte. Según la Organización Mundial de la Salud (OMS), exposiciones de la población a una media diaria mayor a 500 mg/m³ produce un exceso de mortalidad, en tanto que para exposiciones entre 500 mg/m³ y 250 mg/m³ se observa un aumento de las enfermedades respiratorias agudas. Por último, para exposiciones de la población a una media anual mayor de 100 mg/m³ se produce un aumento de los síntomas o enfermedades respiratorias.

El SO₂ es higroscópico, es decir, cuando está en la atmósfera reacciona con la humedad y forma aerosoles de ácido sulfúrico y sulfuroso que luego forman parte de la lluvia ácida.

El SO₂ genera lesiones visibles de las partes aéreas de la planta por acción directa. El SO₂ ingresa a las hojas a través de los estomas y, al afectar el mecanismo de apertura de los poros, perturba los aspectos fisiológicos y bioquímicos de la fotosíntesis, la respiración y la transpiración de las plantas; también se producen lesiones indirectas, especialmente por acidificación del suelo y alteración del crecimiento. Lesiona las células epidérmicas. Exposiciones agudas a altas concentraciones de dióxido de azufre pueden producir daños en forma de necrosis foliar y clorosis de la hoja⁴².

El daño a la vegetación por el SO₂ genera pérdidas económicas en los cultivos comerciales, daño estético a árboles cultivados, arbustos y otros ornamentales, y reducciones en la productividad, riqueza y diversidad de las especies en ecosistemas naturales los cuales constituyen efectos en el

⁴¹ Kelly FJ, Sandstrom T. Air pollution, oxidative stress, and allergic response. Lancet 2004; 363: 95-96

⁴² Antecedentes para la revisión de la norma secundaria de SO₂. CONAMA 2007.

bienestar público y en las áreas impactadas. Tales efectos están asociados tanto con cortas exposiciones (minutos a horas) y con largas exposiciones (semanas a años) del dióxido de azufre².

En Chile la legislación ambiental contempla Normas Primarias⁴³ y Secundarias⁴⁴. Las primeras se refieren a la protección de la salud de las personas y tienen validez para todo el país mientras que las Normas Secundarias se refieren a la protección de los recursos silvoagropecuarios y tienen valores distintos para la zona norte y sur del país.

El SO₂ también afecta a la calidad de los materiales y metales expuestos, pinturas, materiales de construcción, papel, cuero y textiles.

3.3.3 Óxidos de Nitrógeno (NO_x)

Los óxidos de nitrógeno se generan por la combustión de elementos que contienen nitrógeno (carbón, diesel, petróleo, gas natural), y por oxidación de nitrógeno contenido en el aire, a altas temperaturas (mayores a 600 °C). Típicamente, la combustión generará óxido nítrico (NO) y en menor proporción, dióxido de nitrógeno (NO₂).

Efectos del NO_x

Los NO_x son gases que al ser inhalados generan efectos nocivos sobre la salud humana, atacando principalmente el sistema respiratorio. Se ha demostrado que exposiciones a dióxido de nitrógeno (NO₂) genera daño al tejido pulmonar, constricción de las vías respiratorias, disminuye los niveles de la función pulmonar y aumenta el riesgo de padecer síntomas respiratorios, especialmente en personas asmáticas y en niños, por ser los más vulnerables al tener una frecuencia respiratoria mayor que los adultos. Los efectos que más se han evaluado son el incremento de admisiones hospitalarias por asma y bronquitis crónica.

En determinadas condiciones ambientales tienen un efecto indirecto importante sobre la salud humana, ya que contribuyen a formar partículas de origen fotoquímico. Hay estudios que indican que estas partículas, sobretodo las más finas, pueden provocar enfermedades respiratorias y cardiovasculares. Los episodios de contaminación fotoquímica (como el smog) pueden provocar efectos inmediatos sobre el aparato respiratorio de muchas personas sensibles.

3.3.4 Mercurio (Hg)

El Mercurio se encuentra como elemento traza en los combustibles fósiles (carbón, petróleo, diesel), siendo más significativo su contenido en el carbón. El contenido promedio de mercurio en el carbón varía entre 0,02 y 1,00 ppm, con un promedio de 0,50 ppm. En el diesel el contenido de mercurio es de 10 ppb. En el proceso de combustión se libera mercurio elemental (Hg⁰) y oxidado (Hgⁱⁱ) en forma de gas, y mercurio en forma de partícula (Hg^p)⁴⁵. Los porcentajes de mercurio en sus diferentes estados varían dependiendo de las características del carbón. En promedio, la combustión del carbón generará un 50% de Hg⁰, un 40% de Hgⁱⁱ, y sólo un 10% de Hg^p. Esto es relevante pues para el control de las emisiones de mercurio, se deben considerar métodos que remuevan partículas y gases.

⁴³ DS N° 113/01

⁴⁴ DS N° 185/91

⁴⁵ Mercury emissions from six coal-fired Power plants in China. Fuel processing technology Vol 89. 2008

El mercurio elemental tiene un tiempo de residencia en la atmósfera entre 150 a 350 días, alcanzando distancias de miles de kilómetros. El mercurio oxidado, posee tiempos de residencia menores, entre 0 a 5 días, y alcanza distancias hasta 300 km. El mercurio particulado, posee tiempos de residencia entre 0 y 10 días, pudiendo alcanzar distancias de hasta 500 km desde el punto de descarga⁴⁶. Estos tiempos de residencia en la atmósfera y distancias alcanzadas, permiten comprender que el impacto que las emisiones de Hg debido a las termoeléctricas, tienen un alcance regional, afectando potencialmente a todo el país.

Efectos del Hg

El mercurio y sus compuestos pueden ingresar al cuerpo a través de la piel, y los tractos gastrointestinal y respiratorio. En el caso del mercurio metálico, la principal vía de ingreso al organismo es a través del sistema respiratorio en forma de vapor, pues la cantidad que se absorbe a través de la piel, en su forma líquida, es mínima.

Los compuestos inorgánicos de mercurio, después de ingresar al organismo, son absorbidos y disociados por los fluidos corporales y la sangre, siendo distribuidos al plasma y eritrocitos. El principal efecto adverso del mercurio es la alteración del sistema nervioso central.

Los factores que determinan los efectos tóxicos en humanos son la velocidad y la cantidad absorbida, las propiedades fisicoquímicas de los compuestos, y la susceptibilidad del individuo

Una exposición crónica provoca inflamación de la boca, salivación excesiva, pérdida de los dientes, daño a los riñones, temblores musculares, espasmos de las extremidades, cambios de personalidad, depresión e irritabilidad.

Generalmente los compuestos de mercurio presentan bajas presiones de vapor, por lo que no contribuyen a la presencia de vapores tóxicos en áreas de uso, contrario a lo que sucede con el mercurio metálico (ejemplo: derrame por rompimiento de termómetros, esfigmomanómetros, y en general productos con contenido de mercurio metálico).

La exposición al vapor de este metal provoca irritación de los ojos, membranas mucosas y tracto respiratorio superior y, dependiendo de la sensibilidad del individuo, puede causar reacciones alérgicas y alteraciones del sistema nervioso.

La peligrosidad de la ingesta de mercurio reviste en su ingreso al organismo como metilmercurio, a través de alimentos que lo contengan.

El metilmercurio es uno de los metales más peligrosos para la salud. Diversos incidentes de exposición humana al metilmercurio han demostrado sus efectos neurotóxicos.

Los efectos del metilmercurio varían según la dosis, la respuesta, y los síntomas asociados. Los grupos más vulnerables a la exposición del metilmercurio son los niños, el feto y la madre. El metilmercurio pasa a través de la barrera sanguínea, cerebro y alcanza el Sistema Nervioso Central (SNC). El feto es particularmente sensible a la exposición al metilmercurio y sus efectos durante el

⁴⁶ Mercury and Coal-Fired Power Plants: Science, Technology, and Emerging States and Federal Regulations. Praveen Amar. NESCAUM. MIT Endicott House Symposium on Air Toxics August 3-5, 2004

desarrollo de la infancia han sido asociado con elevados índices de metilmercurio y con los efectos neuro comportamentales⁴⁷.

Los síntomas clínicos de intoxicación por metilmercurio en niños y adultos incluyen: parestesia (extremidades y alrededores de la boca adormecidos), ataxia (dificultad al caminar), disartria (dificultades en hablar), disminución del campo visual, sordera, temblores, deficiencia intelectual y en algunos casos, paralización motora.

En síntesis, de todas las especies de mercurio conocidas la más peligrosa es sin duda el metilmercurio (CH_3Hg). La metilación del mercurio es un proceso en que intervienen bacterias que participan en el ciclo SO_4^{2-} - S_2^- . Estas bacterias, que por ende contendrán metilmercurio, son consumidas por el peldaño superior de la cadena trófica, o bien lo excretarán. En este último caso el metilmercurio puede ser rápidamente adsorbido por el fitoplancton y de ahí pasar a los organismos superiores. Debido a que los animales acumulan metilmercurio más rápido de lo que pueden excretarlo, se produce un incremento sostenido de las concentraciones en la cadena trófica (biomagnificación). Así, aunque las concentraciones iniciales de metilmercurio en el agua sean bajas o muy bajas, los procesos biomagnificadores acaban por convertir el metilmercurio en una amenaza real para la salud humana.

Por tanto, el riesgo del mercurio va a estar determinado por el tipo de exposición al mercurio, la especie de mercurio, los factores geoquímicos y ecológicos que influyen en la forma de migración del mercurio en el medioambiente, los cambios que puede sufrir durante dicha migración, la ruta de entrada al organismo (ingestión, inhalación, contacto), la dosis y el tiempo de exposición.

En nuestro país la exposición de la población al mercurio metálico, estaría principalmente presente en la pequeña minería del oro para aquellos trabajadores que no toman las medidas adecuadas en su manipulación, en las personas que tienen obturaciones dentales con amalgamas de mercurio y en el mal uso, manipulación y disposición de los productos con contenido de mercurio, tales como termómetros, pilas, tubos fluorescentes, lámparas de ahorro de energía, interruptores eléctricos, etc. Otras fuentes precursoras de mercurio metálico que tenemos presente en Chile, son aquellas provenientes de liberaciones secundarias, a través de procesos tales como la combustión de carbón, procesamiento de crudo, combustión de hidrocarburos, combustión de biomasa, producción de cemento, procesos con gas natural, extracción primaria de metales y producción de metales reciclados⁴⁸.

Para el caso de mercurio inorgánico, se encontraría presente en algunos productos farmacéuticos y desinfectantes que aún se comercializan. En cuanto al etil mercurio, aún se usa el timerosal como preservante de algunas vacunas y para el metil mercurio, estaría presente por liberaciones de mercurio al agua, el cual sería producido por microorganismos y bacterias.

3.3.5 Níquel (Ni)

El Níquel, al igual que el Mercurio, se encuentra como elemento traza en los combustibles fósiles (carbón, petróleo, diesel). Diversos análisis a carbones han estimado un contenido de Ni entre 3 ppm y 10200 ppm, con un promedio mundial de 15 ppm.

Efectos del Ni

⁴⁷ Regulatory Impact Analysis of the Clean Air Mercury Rule Final Report. EPA-452/R-05-003. 2005.

⁴⁸ Plan Nacional de Gestión de los Riesgos del Mercurio. CONAMA 2009.

El Níquel (Ni) afecta las vías respiratorias disminuyendo la función del pulmón y exacerbando el asma. Casos de bronquitis han sido reportados en humanos quienes han estado expuestos a altas concentraciones de Níquel en el aire. Dependiendo de las concentraciones y tiempos de exposición, la inhalación de níquel puede generar el desarrollo de cáncer al pulmón, la laringe, y la próstata, falla respiratoria, defectos al nacer, asma y bronquitis crónica, neumonitis, y desordenes cardiovasculares.

Según la USEPA, existe evidencia de que el Níquel es un cancerígeno humano, cuando ingresa al organismo vía inhalación⁴⁹. La concentración de $0,2 \mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$, se asocia a un riesgo de cáncer al pulmón de 1/10000.

3.3.6 Vanadio (V)

El Vanadio se encuentra en el carbón y el petróleo, variando significativamente su contenido de acuerdo al tipo de carbón (antracita, bituminoso, subbituminoso, etc.). En promedio, el carbón contiene 30 ppm de vanadio¹¹.

Efectos del V

El Vanadio genera efectos adversos a la salud, siendo los síntomas más evidentes la tos seca, acompañado por irritación a las fosas nasales, ojos, y garganta. Exposiciones prolongadas al Vanadio generan anorexia, náuseas, y diarrea⁵⁰.

De acuerdo a la OMS, numerosos estudios han reportado efectos respiratorios agudos y crónicos, debido a la exposición a pentóxido de vanadio (V_2O_5). La mayoría de dichos estudios indican síntomas clínicos asociados a efectos irritativos del tracto respiratorio superior. Sólo en altas concentraciones (sobre $1 \text{ mg de V}/\text{m}^3$) se encontraron efectos en el tracto respiratorio inferior, tales como bronquitis y neumonitis⁵¹.

La ruta más común de ingreso del Vanadio al cuerpo humano es al sistema respiratorio es vía inhalación, aunque también puede ingresar vía oral, por la ingesta como parte de la exposición total de partículas. Los síntomas principales de exposición a Vanadio se manifiestan en el sistema respiratorio. Otros síntomas se manifiestan en el sistema enzimático, a través de la disminución de la síntesis del colesterol.

⁴⁹ <http://www.epa.gov/ncea/iris/subst/0273.htm#doscarinhal>

⁵⁰ Vanadium: Medical and Biological effects of environmental pollutants. Academia Nacional de Ciencias de USA, 1974.

⁵¹ WHO Regional Office for Europe, Copenhagen, Denmark 2000.

3.5 Objetivos de protección ambiental y resultados esperados de la norma

Debido al tipo de contaminantes que generan las termoeléctricas, la norma de emisión tiene como objetivo la protección ambiental el prevenir la contaminación atmosférica mediante el control de emisiones primarias de contaminantes regulados: (SO₂, PM, NO₂, Hg, Ni, V), así como también sus derivados (MP2.5 expresados como NO₃, SO₄, y metilmercurio (MeHg)). Las centrales termoeléctricas, particularmente las de carbón, son consideradas grandes emisores de material particulado, óxidos de nitrógeno, y dióxido de azufre. Los óxidos de nitrógeno son precursores del ácido nítrico y de material particulado en la forma de nitratos. El dióxido de azufre es un precursor del ácido sulfúrico y el material particulado fino en la forma de sulfato.

El control de las emisiones de las termoeléctricas es considerado una medida costo efectiva de reducir material particulado⁵², y es parte central de la estrategia de cumplimiento de normas de calidad de aire de PM2.5 en los Estados Unidos. En Chile se espera que la normativa sea de carácter preventiva, y permita reducir emisiones bajo un enfoque tecnológico (con límites definidos por factibilidad técnica de reducción basada en tecnologías probadas y disponibles). La norma de emisión, como un instrumento complementario a las normas de calidad de aire, permitirá una reducción sistemática de los precursores de los contaminantes normados. La normativa permitirá además unificar criterios de estándares de emisión implícitamente definidos en el Sistema de Evaluación de Impacto ambiental.

3.6 Regulaciones internacionales.

Diversos países (desarrollados y en vías de desarrollo), han implementado normas de emisión de contaminantes emitidos por termoeléctricas. En el Anexo IV se entrega un resumen de la revisión de normas de emisión para centrales termoeléctricas vigentes en el extranjero.

Se revisaron las normas de emisión de Canadá, Argentina, Brasil, México, Japón, Unión Europea, Suiza, Alemania, Estados Unidos, y el IFC del Banco Mundial.

Los enfoques regulatorios en diversos países han considerado el desarrollo de la tecnología de los sistemas de control, y la calidad de los combustibles que utilizan las centrales termoeléctricas, al momento de definir los valores límites de emisión. Por esta razón se ha notado una tendencia a ser cada vez más rigurosos en los estándares de emisión, dado que la protección a la salud y los recursos naturales es el objetivo básico.

Las normas de emisión para termoeléctricas extranjeras difieren no sólo en los valores límites impuestos a sus emisiones, sino además, en aspectos tales como la potencia térmica umbral a partir de la cual se exige la norma, y la diferenciación de valores límites para distintas zonas de calidad del aire (zonas degradadas o no degradadas). Algunos países optan por el enfoque neutro, es decir, establecen una norma de emisión sin diferenciar por tipo de combustible, otros hacen esta diferenciación. Las normas de cada país obedecen a políticas ambientales y de desarrollo que consideran aspectos locales, como por ejemplo, el incentivo al uso de combustibles fósiles, energías no convencionales, etc.

⁵² Interstate Air Quality Rule Proposal (2009) http://www.epa.gov/interstateairquality/charts_files/iprop2.pdf

El Banco Mundial ha desarrollado directrices que establecen valores guías de emisión de contaminantes, para plantas térmicas de generación eléctrica nuevas, que se instalarán en países en vías de desarrollo. El cumplimiento de dichas guías forma parte de los requisitos para obtener el financiamiento. La primera guía fue emitida en julio de 1998, y a fines del 2008 se entrega la versión actualizada.

Los límites de emisión establecidos por el Banco Mundial, obedecen a valores que consideran buenas prácticas de operación y el uso de control secundario cuya tecnología es probada y disponible en países en vías de desarrollo. Dado que al Banco Mundial le interesa no sólo proteger el medioambiente, sino también la viabilidad económica de las termoeléctricas, al establecer los valores límites de emisión, ha primado el que la inversión y costo de operación de los sistemas de control de emisiones no pongan en riesgo económico a la unidad que están financiando. Por tanto en la determinación de sus valores límites, no se ha incluido en forma explícita una evaluación de los beneficios ambientales y sociales, lo cual se deja a instancias de cada país.

Para financiar un proyecto termoeléctrico, se debe demostrar que la empresa proponente cumplirá las normas de emisión locales o las establecidas en las guías del Banco Mundial, cualquiera que sea la más restrictiva. Cabe notar que muchas instituciones financieras adoptan las guías del Banco Mundial, como directriz para aprobar proyectos de inversión.

Al comparar los valores de norma en los distintos países, se observa una gran variabilidad, lo cual da cuenta de políticas internas consideradas al momento de definir sus límites. La Tabla 3.4 muestra los valores mínimos de las normas de emisión definidos para MP, SO₂, y NO_x, según tipo de combustible, considerado en otros países. La Tabla 3.5 resume las normas extranjeras para metales Hg, Ni, y V.

Tabla 3. 4: Resumen normas extranjeras de emisión de MP, SO₂, y NO_x (mg/m³N).

Combustible	MP	SO ₂	NO _x
Sólido	30	200	200
Líquido	30	200	120
Gas	-	-	80

Tabla 3. 5: Normas extranjeras de emisión de metales (mg/m³N)

País	Mercurio (Hg)	Níquel (Ni)	Vanadio (V)
Suiza	0.2	1.0	5.0
Alemania	0.03	0.5	1.0

Cabe notar que los valores establecidos como norma de emisión son todos factibles de lograr, al considerar buenas prácticas de operación, y sistemas de control secundario, probados y disponibles en el mercado. En especial el control del material particulado es de larga data y ha alcanzado un desarrollo que le permite llegar a valores cada vez menores, aún inferiores a los establecidos en las regulaciones más estrictas.

4 ESCENARIOS DE REGULACIÓN

4.1 Fundamentos del Diseño Regulatorio

El diseño regulatorio en que se basa la norma de emisión para las termoeléctricas, ha considerado como fundamentos, la Política ambiental y la Política energética de nuestro país. En especial los principios Preventivos, El que contamina paga, de Eficiencia, y Gradualismo.

La norma de emisión de termoeléctricas corresponde a un instrumento preventivo⁵³ que aplicará en todo el país, donde se fijaran sus valores respondiendo a la disponibilidad de tecnología de control y a la evaluación social que tendrá la norma para el país. La norma de emisión, aplicará a termoeléctricas tanto existentes y nuevas, regulará las emisiones de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), mercurio (Hg), vanadio (V) y níquel (Ni), estos tres últimos metales pesados se regularan para térmicas que usan carbón y pet-coke. Cabe destacar que el parque de centrales térmicas aumentará la participación del carbón, frente a este importante aumento es necesario evaluar la regulación para metales pesados con objeto de prevenir que se genere un futuro pasivo para Chile.

El principio Preventivo asociado a la norma de emisión de termoeléctricas se ha considerado al momento de definir un límite para la descarga de los metales mercurio, níquel y vanadio, de unidades que utilicen carbón como combustible. El Plan de Riesgos del Mercurio⁵⁴, contiene algunos elementos que permiten caracterizar este problema a nivel país, además estos elementos se reconocen como dañinos para la salud y el medioambiente (ver Capítulo 3 y 7), y por tanto su reducción implicará evitar daños y costos posteriores sobre las personas y los recursos naturales. El no regularlos implica aceptar el pasivo que se genera tanto en emisiones como en sus efectos.

Se reconoce que al introducir equipos de control y monitoreo de emisiones, para cumplir con los límites y requisitos que se han establecido en las normas de emisión, las empresas incurrirán en costos adicionales, y aún cuando estos son marginales (ver Capítulo 6), ellos deben ser agregados a los costos de generación eléctrica. Este costo corresponde al pago por descontaminar incluido como principio de la Política ambiental chilena. En este ámbito, cabe destacar que desde el año 2005 el Informe Técnico Definitivo de Precios Nudo del Plan de Obras⁵⁵ informado por la CNE, incorpora en los costos de inversión de los proyectos térmicos que usan carbón, tanto del SIC y del SING, los costos de los equipos de mitigación ambiental. Por lo tanto, se puede decir que en los costos de inversión de cada escenario ya está en parte internalizado los costos por equipos de control.

En el diseño de los escenarios normativos, se han considerado límites alternativos de regulación, que sean factibles de alcanzar, y cuyos costos y beneficios han sido también evaluados. El principio de Eficiencia se relaciona con la opción que maximice la relación beneficio-costos, al establecer los límites de la norma de emisión para las termoeléctricas.

⁵³ Definición Norma de Emisión, son aquellas que establecen la cantidad máxima permitida para un contaminante medida en el efluente de la fuente emisora (art. 2° de la Ley 19.300). Podrán utilizarse como instrumento de prevención de la contaminación o de sus efectos, o como instrumento de gestión ambiental insertas en un Plan de descontaminación o prevención (art. 33, Reglamento D.S. N° 93/95).

⁵⁴ Desarrollo de un Inventario y un Plan de Gestión de Riesgos para el Mercurio: una Contribución a la Alianza Global sobre el Mercurio. CONAMA-PNUMA-UNITAR. 2009.

⁵⁵ Ver Anexo 5 de los Informes de Fijación de precios de nudo Abril de 2009, del SIC y del SING.

La norma de emisión aplicará a fuentes nuevas y existentes. Se reconoce que para las existentes se deberá considerar un tiempo para que éstas logren realizar los respectivos estudios, adquisición e instalación de los equipos de control y monitoreo continuo de emisión, por lo tanto, basados en el principio de Gradualismo, se ha dejado unos años para que las fuentes existentes se ajusten a los requerimientos establecidos por la normas de emisión.

Al definir la norma de emisión para termoeléctricas, se han considerado además, otros cuerpos normativos y cómo éstos se relacionan y/o complementan con esta norma. Es así como el enfoque metodológico para el desarrollo de la norma de emisión, lo entrega el DS N° 93/1995, el cual corresponde al Reglamento para la dictación de normas de emisión y calidad. Las normas de calidad del aire (primarias y secundarias), nos indican la prioridad de contaminantes a normar (MP10, SO₂, NO₂, MP2.5).

Por otra parte, se ha considerado también el DS N° 138/2005, el cual establece la obligatoriedad de declarar sus emisiones, entre otras fuentes, a las termoeléctricas. Esto es un aspecto relevante pues el sector a regular desde el año 2005 ya tiene conocimiento o está familiarizado con la entrega de información relativa a las emisiones que genera.

En relación a los metales, Chile tiene un Plan de Acción que se desprende del Programa Nacional de Gestión de riesgos del mercurio (Hg), el cual establece dentro de sus prioridades, el hacernos cargos de su evaluación y gestión. El objetivo del Plan Nacional de Gestión de riesgos del mercurio, es implementar las acciones prioritarias que permitan reducir los riesgos asociados al uso, consumos y emisiones del mercurio, a fin de proteger la salud humana y el medio ambiente. De esta manera, al establecer un límite para el Hg en la norma de emisión de las termoeléctricas, se estaría avanzando en la dirección establecida en dicho Plan de Acción.

La Política energética establece los lineamientos sobre el desarrollo energético de nuestro país, y a través de la Comisión Nacional de Energía (CNE), proyecta el Plan de Obras, que corresponde al escenario más probable de la oferta eléctrica que permite satisfacer las demandas energéticas de Chile.

Otro fundamento de esta regulación, tiene que ver con el enfoque y la tendencia de las regulaciones internacionales. En este sentido se ha revisado cada regulación, su ámbito de aplicación y pertinencia dada por el lugar donde aplica. Se ha estudiado la pertinencia de tomar el enfoque de dichas regulaciones y se ha analizado si aplica a nuestro país. Cabe destacar que cada valor límite de emisión se respalda por la disponibilidad de tecnología de control, dejando fuera tecnologías no probadas o emergentes. Cabe destacar que en países de la CE y EEUU, ya se ha solucionado el tema de reducción de emisiones de MP y gases, concentrándose ahora los esfuerzos de control en las reducciones de metales y de CO₂. Para nuestro país se propone en cada escenario, focalizar esfuerzos en la reducción de MP y gases precursores de MP2.5 y lograr reducción de metales como un co-beneficio de la reducción de MP (Filtros Mangas) y gases (desulfurizador).

4.2 Criterios de Diseño de Escenarios

Para establecer los escenarios regulatorios para la norma de emisión de termoeléctricas, se han considerado una serie de criterios de diseño: Criterios normativos, técnicos, y económicos.

Los Criterios normativos establecen las prioridades de los contaminantes a incluir en la normara de emisión. Dado que existen normas de calidad del aire, entonces se requiere normar emisiones de

material particulado, dióxido de azufre, y los óxidos de nitrógeno. Además, es prioridad normar la emisión de mercurio debido a que está incluido en el Plan de Acción del Plan nacional de gestión de riesgos del mercurio. Se considera también que al reducir las emisiones de material particulado, a través de una norma de emisión, se logra en forma indirecta la reducción de metales tales como el níquel y vanadio, los que han sido reconocidos por sus efectos nocivos en salud humana y el medioambiente. Asimismo, al controlar los gases (SO₂, NO_x), se obtienen co-beneficios debido a la reducción de particulado secundario (sulfatos y nitratos).

En el desarrollo de la norma de emisión, se han considerado además, los criterios establecidos por el Banco Mundial, los cuales se basan en investigación científica, consulta a especialistas, al sector industrial, gubernamental, y sociedad. Además, el Internacional Finance Corporation (IFC), entidad dependiente del Banco Mundial, privilegia el uso de tecnologías y prácticas comprobadas de prevención y control de emisiones. Consideran la disponibilidad de tecnologías en el mercado, la factibilidad técnica de instalación, operación, y mantenimiento, así como el aumento del costo del capital de inversión, aumento del costo de operación y mantenimiento, y las tendencias en legislación ambiental de países desarrollados y en vías de desarrollo

Los criterios técnicos se basan por una parte en la calidad del combustible que utilizan las termoeléctricas. Tal es el caso del contenido de azufre en el combustible líquido y sólido, y en el contenido de cenizas del combustible sólido. De gran importancia ha sido la definición futura del contenido de azufre en los combustibles líquidos que se comercializarán a partir del año 2010 en Chile, y de las calidades de carbón que se utilizan en nuestro país, que en su gran mayoría, provienen de Colombia e Indonesia, los cuales son reconocidos por su alta calidad (bajo contenido de cenizas y azufre). Además, están los criterios asociados a las tecnologías que utilizan las termoeléctricas (calderas, turbinas), y a los métodos de prevención (buenas prácticas) y los sistemas de control de emisiones. Como criterio básico se considera la prevalencia del uso de tecnologías y practicas comprobadas de prevención y control de emisiones, así como la disponibilidad de tecnologías en el mercado, y de la factibilidad técnica de instalación, operación, y mantenimiento de los equipos.

Los criterios económicos consideran los costos de los sistemas de abatimiento (control de emisiones), costos de operación, mantención, y monitoreo. Asimismo, se consideran los beneficios ambientales (salud, recursos naturales, materiales, etc.).

4.3 Metodología Utilizada

Para definir los escenarios regulatorios, se revisó en primer lugar el proceso normativo, a través del análisis del expediente público de la norma de emisión de termoeléctricas, extrayéndose toda aquella información relevante para los fines de este estudio. Se realizó también una encuesta a las termoeléctricas, determinándose las emisiones actuales, los sistemas de control utilizados y sus eficiencias, la potencia generada, y los combustibles utilizados. Se solicitó además, planos (layout) de las plantas, e información sobre sus redes de monitoreo de calidad del aire y meteorología. Se revisaron las alternativas tecnológicas para el control de emisiones, se sostuvieron reuniones con representantes de equipos y proveedores. Se revisaron los enfoques regulatorios extranjeros sobre normas de emisiones para termoeléctricas. Se analizó el Plan de Obras de la CNE, y de esta manera se obtuvo las proyecciones del parque termoeléctrico hasta el año 2020.

Se realizaron visitas a centrales termoeléctricas (Bocamina, Petropower, Laguna Verde, renca, Guacolda, Huasco), y se conoció in situ sus procesos y tecnologías de control.

Se realizaron reuniones periódicas con el Comité Operativo de la norma, donde se presentaron y discutieron los avances en relación a las propuestas de escenarios de regulación.

Se sostuvieron reuniones con expertos del Banco Mundial, y se mantuvo permanente contacto con expertos de la USEPA y del instituto NILU de Noruega, quienes aportaron con su experiencia en el desarrollo regulatorio de normas de emisión para termoeléctricas, de metales pesados, y sobre la estimación de beneficios.

Con todo lo anterior, se generaron propuestas de escenarios regulatorios que fuesen factibles de aplicar en Chile, y sobre las cuales se estimaron los costos y beneficios, materia de los capítulos siguientes de este estudio.

La Figura 4. 1 resume esquemáticamente la metodología utilizada para definir los escenarios regulatorios.

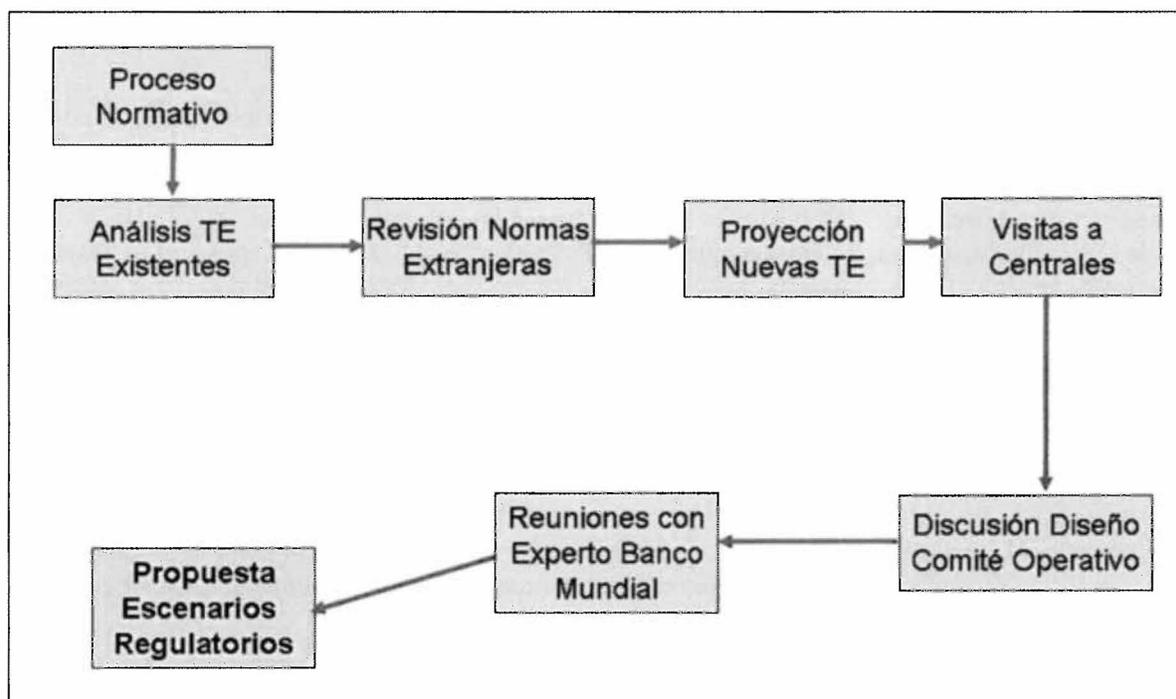


Figura 4. 1: Metodología para la definición de escenarios regulatorios.

Se ha considerado el 2008 como el año base para este estudio, debido a que es el año más actual en que se dispone de toda la información para caracterizar las emisiones y tecnología de las centrales termoeléctricas. Se conoce el consumo de combustible, las horas de funcionamiento, y la energía generada por cada unidad. En base a este año se realizó la encuesta a las termoeléctricas del país.

Para efectos de caracterizar las emisiones, se utiliza la energía de entrada, es decir, los MWt (megawatt térmicos), dado que esto se asocia a la combustión. Para efectos de entender la energía generada por una unidad, se utiliza la potencia output MWe (megawatt eléctrico).

Las emisiones de cada unidad, se obtuvo de la encuesta de emisiones realizada a las centrales termoeléctricas. Cada emisión fue revisada y recalculada, contrastándolas, para efectos de verificación, con los factores de emisión de la USEPA (Ver Anexo I).

4.3.1 Situación Actual – Año 2008

El parque de Centrales termoeléctricas al año 2008 en Chile, estaba constituido por 32 centrales, que totalizan 90 chimeneas, las que son consideradas como las fuentes emisoras de contaminantes atmosféricos. La Figura 4. 2, muestra la distribución espacial de las Centrales Termoeléctricas a través del territorio nacional y el combustible que ellas utilizan.

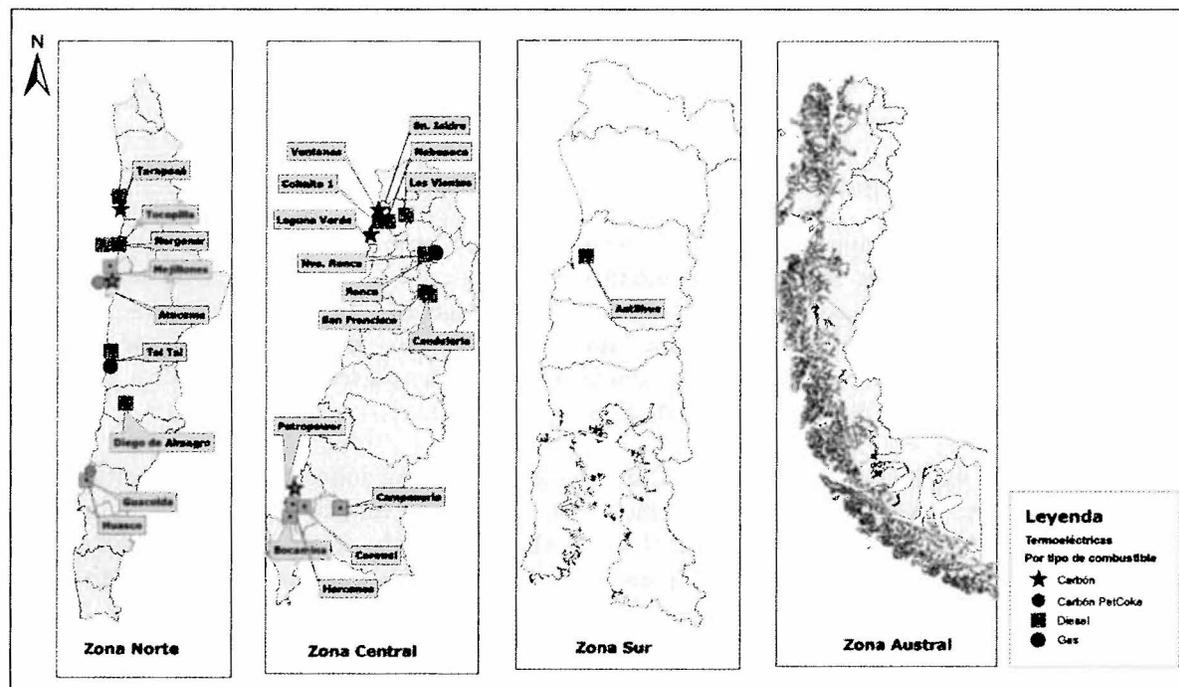


Figura 4. 2: Localización Centrales Termoeléctricas.

La Tabla 4.1 muestra la cantidad de fuentes por tipo de combustible utilizado y rango de Potencia Térmica.

Tabla 4. 1: Total de Fuentes Año 2008

Combustible	Nº de Fuentes	Rango de MWt			
		< 50	[50-300)	[300 – 500)	≥ 500
Sólido	13	-	2	5	6
Líquido	56	18	22	11	5
Gas Natural	21	-	6	9	6
TOTAL	90	18	30	25	17

La operación de las Centrales Termoeléctricas durante el año 2008, implicó una potencia térmica total de 25.220 MWt. La Tabla 4.2, muestra un resumen del total de emisiones atmosféricas por tipo de contaminante considerando las centrales que operaron durante el año 2008 (ver Anexo I).

Tabla 4. 2: Emisiones total de fuentes al año 2008.

Contaminante	Emisiones (Ton/año)
MP	15,619
NOx	49,516
SO ₂	108,917
Hg	3.7
Ni	112.2
V	224.5

4.3.2 Tamaño a Regular

Debido al tamaño, en términos de potencia térmica de las centrales, se recomienda regular a aquellas mayores o iguales a 50 MWt. Unidades menores caen en la categoría de motores de combustión interna (grupos generadores), los cuales serán regulados por otra normativa. Por otro lado, establecer límites de emisión para unidades pequeñas no se justifica técnica ni económicamente. En nuestro país, las únicas unidades cuya potencia térmica es menor a 50 MWt, corresponden a unidades a diesel y calderas de cogeneración.

Las Figuras 4.3 a 4.8 muestran el porcentaje acumulado de las emisiones de material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, mercurio, níquel, y vanadio por potencia térmica, respectivamente, para el parque existente al 2008 en Chile. Cabe notar que la estimación de emisiones de Hg, Ni, y V, se realizó sólo para las unidades a carbón/petcoke, por tal motivo, los valores comienzan a partir de 100 MWt (no existen unidades a carbón menores a 100 MWt).

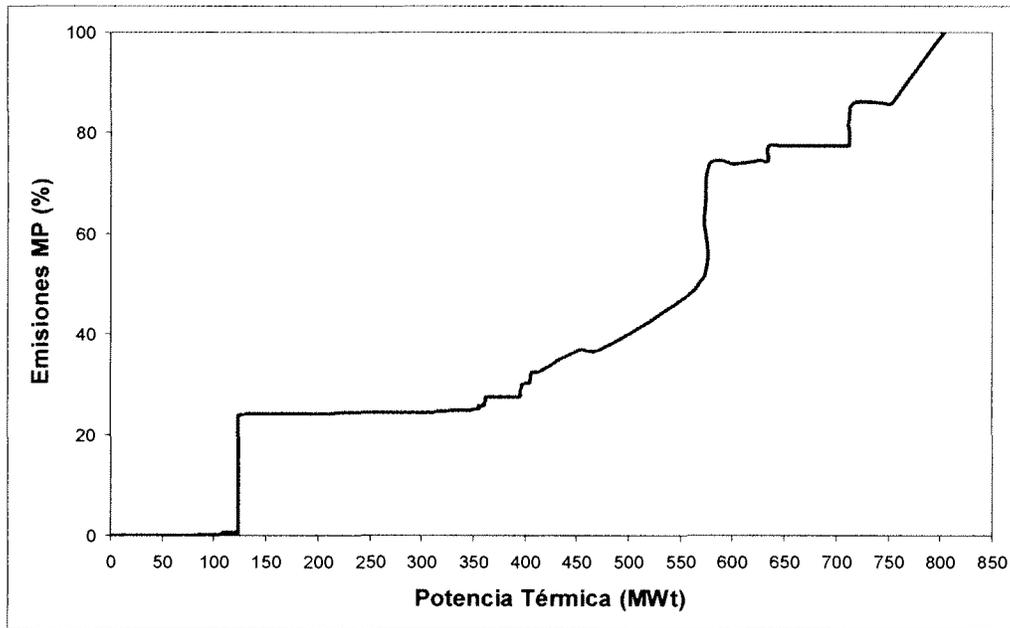


Figura 4. 3: Emisiones acumuladas de MP-Año2008.

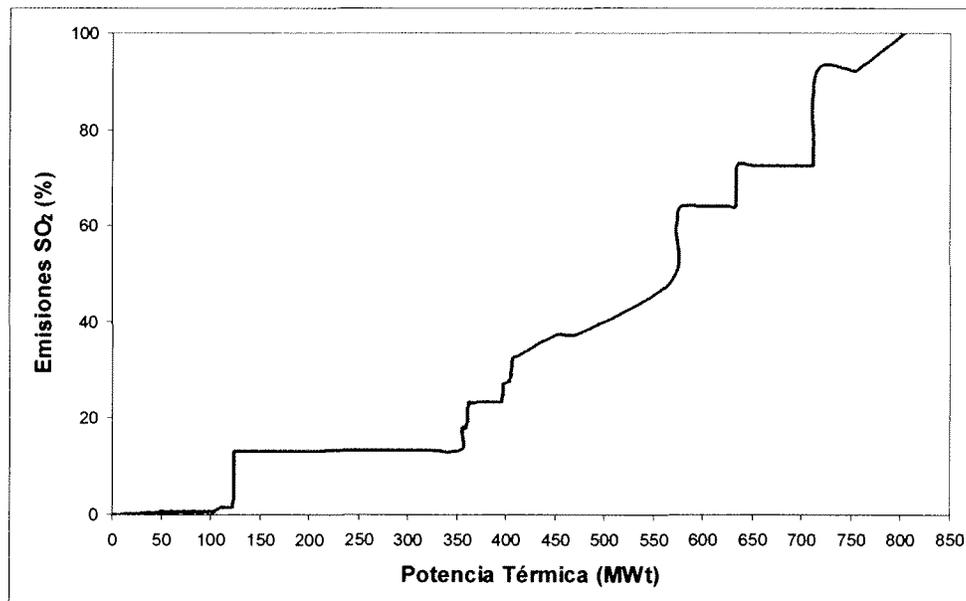


Figura 4. 4: Emisiones acumuladas de SO₂-Año2008.

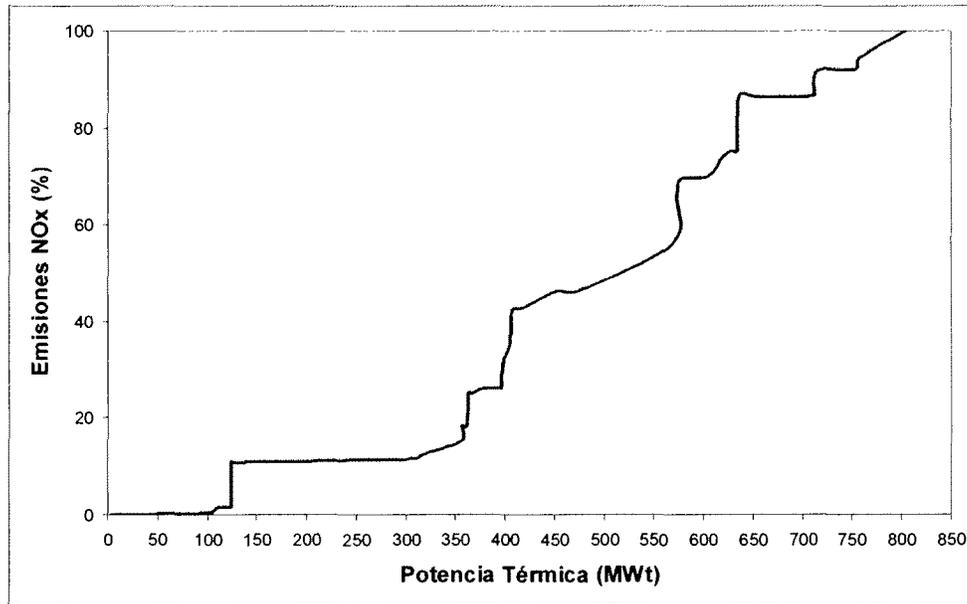


Figura 4. 5: Emisiones acumuladas de NO_x-Año 2008.

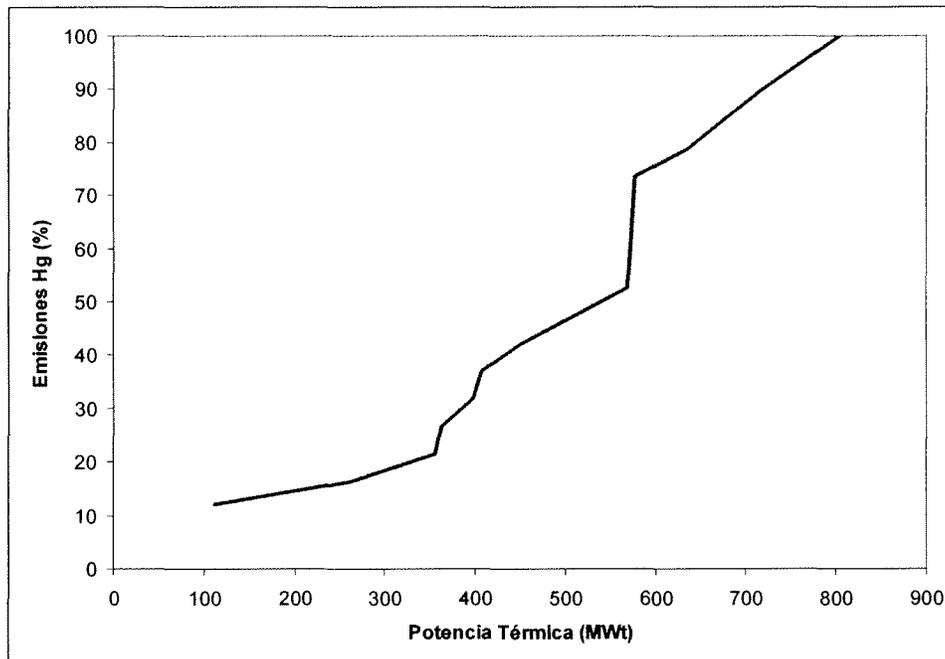


Figura 4. 6: Emisiones acumuladas de Hg-Año 2008.

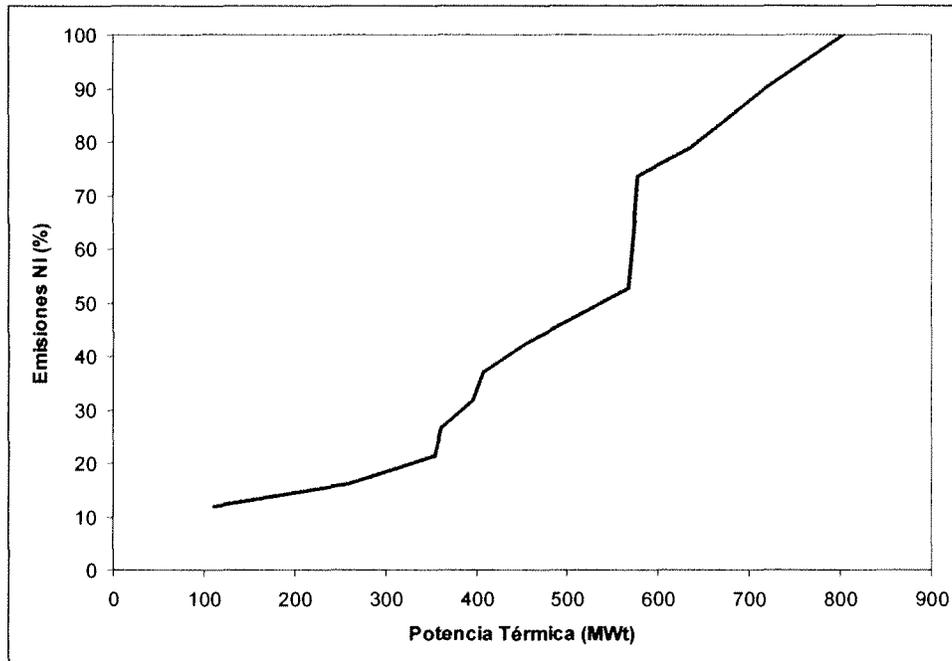


Figura 4. 7: Emisiones acumuladas de Ni-Año 2008.

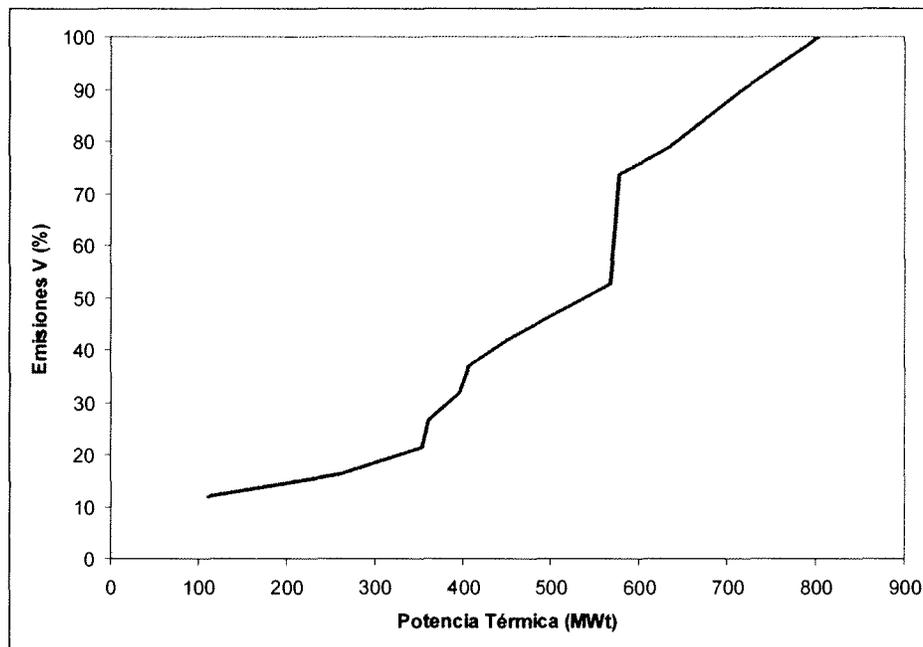


Figura 4. 8: Emisiones acumuladas de V-Año 2008.

La Tabla 4.3, muestra las emisiones para las Centrales Termoeléctricas cuya potencia térmica es menor a 50 MWt. Todas ellas utilizan diesel como combustible, y sus emisiones representan un 0,08%, 0,04%, y 0,6% del total emitido el año 2008 de MP, NO_x, y SO₂ respectivamente.

Considerando lo anterior (bajo peso en las emisiones, en relación a las otras unidades) y el hecho de que los motores y calderas de biomasa serán regulados por otras normativas, y que además, en la regulación internacional se utiliza el límite de 50 MWt para la aplicación de la normativa, se ha propuesto como límite para esta norma 50 MWt.

Tabla 4. 3: Emisiones de Centrales Termoeléctricas menores a 50 MWt.

N°	Central	Tecnología	N° de Fuentes	Potencia Térmica (MWt)	Emisión (Ton/año)		
					MP	NO _x	SO ₂
1	Punitaqui	Combustión interna	1	30	0.9	4.0	207.9
2	Constitución I	Combustión interna	1	30	0.9	2.4	145.9
3	Chiloé	Combustión interna	1	29	0.01	0.02	1.4
4	Monte Patria	Combustión interna	1	30	5.3	3.8	139.1
5	Maule	Combustión interna	1	20	0.5	1.2	74.5
6	Los Sauces	Ciclo combinado y Combustión interna	4	8	1.6	2.8	20.8
7	Quellón II	Combustión interna	4	28	3.6	5.6	42.4
8	Chuyaca	Combustión interna	5	35	0.05	0.05	0.5
Total					13	20	633

La Tabla 4.4, muestra un desglose de la potencia térmica para cada una de las unidades de las Termoeléctricas que operaron durante el año 2008, y cuya potencia es mayor a 50 MWt. De ella se observa que la potencia térmica para el caso de las unidades que operan con combustible sólido (C) varía entre 111 MWt y 818 MWt, para el caso de las unidades cuyo combustible es líquido (D-FO6) la potencia varía entre 71 MWt y 758 MWt. Finalmente, para las unidades que usan gas (G) la potencia térmica presenta un valor mínimo de 120 MWt y un máximo de 753 MWt.

Tabla 4. 4: Potencia Térmica (MWt) Centrales Existentes-Año 2008.

N°	UNIDADES	Tecnología	Combustible	Potencia Térmica (MWt)
1	Campanario_1(D)	Turbina a gas	Diesel	167
2	Campanario_1(G)	Turbina a gas	Gas Natural	167
3	Campanario_2(D)	Turbina a gas	Diesel	159
4	Campanario_2(G)	Turbina a gas	Gas Natural	167
5	Campanario_3(D)	Turbina a gas	Diesel	158
6	Campanario_3(G)	Turbina a gas	Gas Natural	167
7	Petropower_1	Vapor	Carbón	261
8	Colmito_1	Turbina a gas	Diesel	185
9	Atacama_1(D)	Ciclo combinado	Diesel	404
10	Atacama_1(G)	Ciclo combinado	Gas Natural	398
11	Atacama_2(D)	Ciclo combinado	Diesel	404
12	Atacama_2(G)	Ciclo combinado	Gas Natural	398
13	Atacama_3(D)	Ciclo combinado	Diesel	378



Nº	UNIDADES	Tecnología	Combustible	Potencia Térmica (MWt)
14	Atacama_3(G)	Ciclo combinado	Gas Natural	392
15	Atacama_4(D)	Ciclo combinado	Diesel	404
16	Atacama_4(G)	Ciclo combinado	Gas Natural	396
17	San Francisco	Turbina a gas	Diesel	93
18	Guacolda 1 y 2	Vapor	Carbón	715
19	Horcones	Turbina a gas	Diesel	104
20	Los Vientos	Turbina a gas	Diesel	398
21	Ventanas_1	Vapor	Carbón	362
22	Ventanas_2	Vapor	Carbón	635
23	Antilhue_1	Turbina a gas	Diesel	137
24	Antilhue_2	Turbina a gas	Diesel	137
25	Candelaria_1(G)	Turbina a gas	Gas Natural	386
26	Candelaria_1(D)	Turbina a gas	Diesel	405
27	Candelaria_2(G)	Turbina a gas	Gas Natural	396
28	Candelaria_2(D)	Turbina a gas	Diesel	416
29	Nehuenco_1(G)	Ciclo combinado	Gas Natural	712
30	Nehuenco_1(D)	Ciclo combinado	Diesel	619
31	Nehuenco_2(G)	Ciclo combinado	Gas Natural	696
32	Nehuenco_2(D)	Ciclo combinado	Diesel	758
33	Nehuenco_3(G)	Turbina a gas	Gas Natural	285
34	Nehuenco_3(D)	Turbina a gas	Diesel	355
35	Norgener_1	Vapor	Carbón	397
36	Norgener_2	Vapor	Carbón	407
37	Bocamina_1	Vapor	Carbón	355
38	D.de Almagro_1	Turbina a gas	Diesel	80
39	D.de Almagro_2	Turbina a gas	Diesel	73
40	Huasco_1	Turbina a gas	Diesel	75
41	Huasco_2	Turbina a gas	Diesel	75
42	Huasco_3	Turbina a gas	Diesel	75
43	San Isidro_1(G)	Ciclo abierto	Gas Natural	753
44	San Isidro_1(D)	Ciclo abierto	Diesel	652
45	San Isidro_2(G)	Ciclo abierto	Gas Natural	705
46	San Isidro_2(D)	Ciclo abierto	Diesel	603
47	Taltal_1(G)	Ciclo abierto	Gas Natural	360
48	Taltal_1(D)	Ciclo abierto	Diesel	310
49	Taltal_2(G)	Ciclo abierto	Gas Natural	366
50	Taltal_2(D)	Ciclo abierto	Diesel	315
57	Tocopilla_1	Turbina a gas	Petróleo N° 6	124
58	Tocopilla_2	Turbina a gas	Petróleo N° 6	124
59	Tocopilla_3	Turbina a gas	Diesel	99
60	Tocopilla_4	Turbina a gas	Diesel	100
61	Tocopilla_5	Vapor	Carbón	590
62	Tocopilla_6	Vapor	Carbón	818
63	Tocopilla_7	Turbina a gas	Gas Natural	711
64	Tocopilla_8	Turbina a gas	Gas Natural	123

N°	UNIDADES	Tecnología	Combustible	Potencia Térmica (MWt)
65	Renca_1	Vapor	Diesel	138
66	Renca_2	Vapor	Diesel	138
67	Nueva Renca_1	Ciclo combinado	Gas Natural	634
68	Nueva Renca_2	Ciclo combinado	Diesel	627
69	Coronel_1	Turbina a gas	Gas Natural	120
70	Coronel_2	Turbina a gas	Diesel	126
71	Laguna Verde_1	Vapor	Carbón	111
72	Laguna Verde_2	Turbina a gas	Diesel	71

La Tabla 4.5 muestra las emisiones totales al año 2008, de material particulado (MP), Dióxido de Azufre (SO₂), Óxidos de Nitrógeno (NOx), Mercurio (Hg), Níquel (Ni), y Vanadio (V), al considerar todas las fuentes cuya potencia térmica es mayor o igual a 50 MWt.

Tabla 4. 5: Emisiones Centrales Termoeléctricas \geq 50 MWt año 2008.

Contaminante	Emisiones (Ton/año)
MP	15,606
NOx	49,496
SO ₂	108,284
Hg	3.7
Ni	112.2
V	224.5

4.4.2 Análisis de la emisión de contaminantes

Las normas de emisión se expresan típicamente en términos de las concentraciones de gases y/o partículas (mg/m³N) en su ducto de descarga. Esto debido a que la emisión propiamente tal (masa/tiempo), se obtiene al multiplicar la concentración por su flujo volumétrico.

La Figura 4.9 muestra la variabilidad que existe en las concentraciones de Material Particulado (MP), expresadas en mg/m³N en las Centrales Termoeléctricas existentes, diferenciado por tipo de combustible. De ella se observa que las centrales que utilizan carbón presentan variaciones en sus concentraciones entre 12 y 600 mg/m³N. Al considerar aquellas unidades que utilizan combustible líquido se observan variaciones en las concentraciones entre 3 y 160 mg/m³N. Cabe mencionar en este caso, que las mayores concentraciones se dan para aquellas unidades que utilizan petróleo pesado N° 6 como combustible para su funcionamiento. De la Figura 4.9 se desprende además, que el combustible sólido es el que más emite MP, y que los rangos de emisiones son bastante amplios. Aún cuando de la Encuesta se desprende que sólo una fuente no posee sistema de control de emisiones para MP (ver Tablas 4.6 y 4.7), las diferencias en las concentraciones delatan que no todos los sistemas están funcionando correctamente.

Tabla 4. 6: Sistemas de control de emisiones usados por las fuentes actuales.

Tipo de Combustible	Sistema de Control		
	MP	SO ₂	NO _x
Sólido	Filtros Mangas Precipitador Electrostático	Lecho fluidizado Circulante (CFB) Desulfurizador (DGC) ⁵⁶	Quemador de bajo NO _x (DLN)
Líquido	Precipitador Electrostático	-	DLN-inyección de agua
Gas	-	-	DLN-inyección de agua

Tabla 4. 7: Número de fuentes con sistemas de control de emisiones.

Tipo de Combustible	N° de Fuentes	Sistema de Control		
		MP	SO ₂	NO _x
Sólido	13	12	2	2
Líquido	38	2	-	17
Gas	21	-	-	15
TOTAL	72	14	2	34

⁵⁶ Central ventanas 2 incorporará DGC agua de mar a partir de 2010

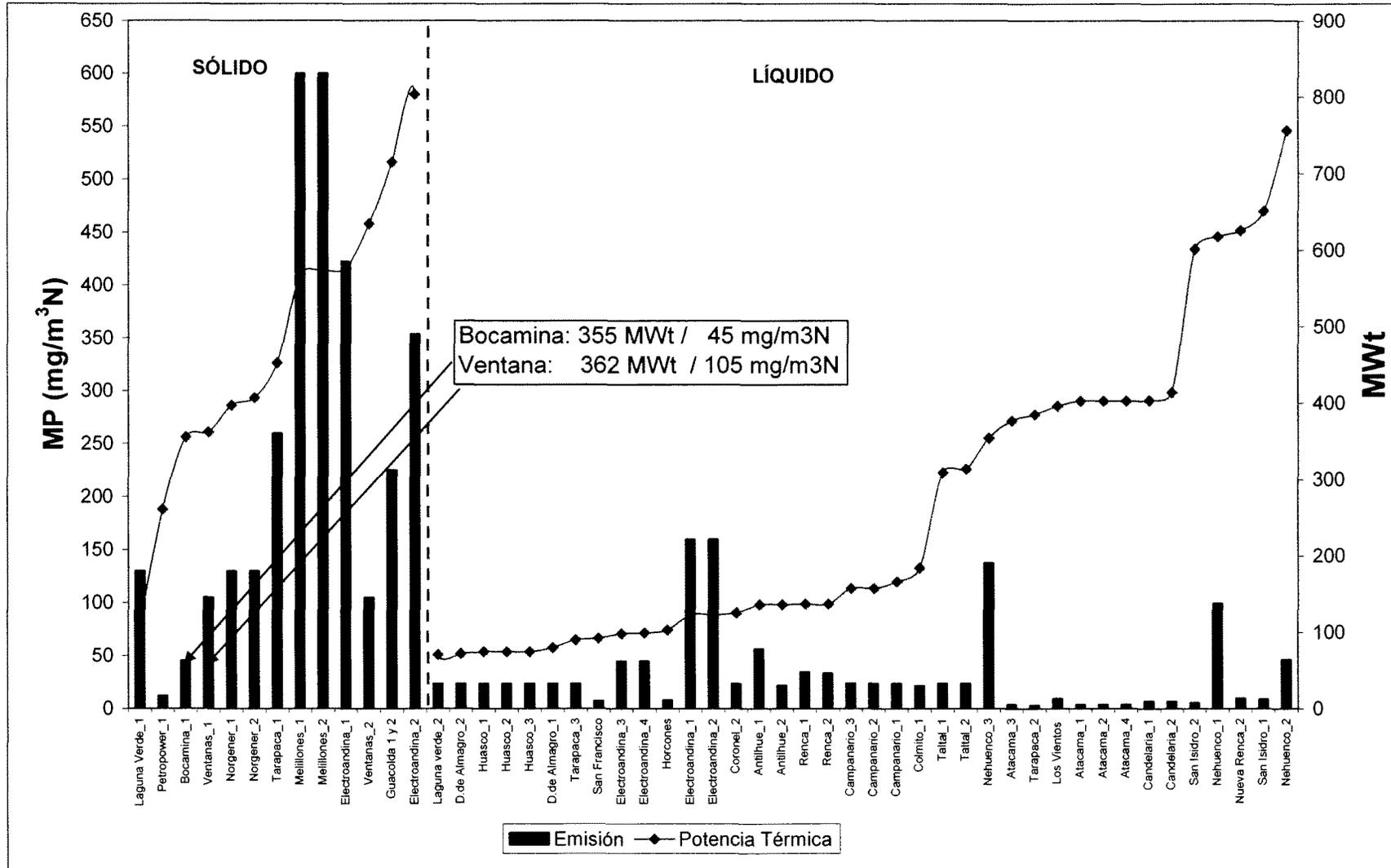


Figura 4. 9: Concentraciones de MP (mg/m³N), Año 2008.

Las Figuras 4.10 y 4.11 muestran la variabilidad existente en las concentraciones de MP para fuentes a carbón y diesel, respectivamente, en relación a la potencia térmica (MWt). Por ejemplo, las unidades 1 y 2 de Edelnor en Mejillones, con una potencia térmica de 573 y 568 MWt, tienen una emisión de 600 mg/m³N, sin embargo, la unidad de Electroandina en Tocopilla, de 577 MWt, emite sólo 422 mg/m³N. Aún cuando estas fuentes declaran tener sistemas de control de MP, los valores de concentración indican, por una parte que los sistemas no están funcionando correctamente, debido a las altas concentraciones de MP. Además, que para una misma potencia térmica, se generan concentraciones de MP muy distintas. Esto último delata fallas en el mantenimiento de los sistemas de control de MP.

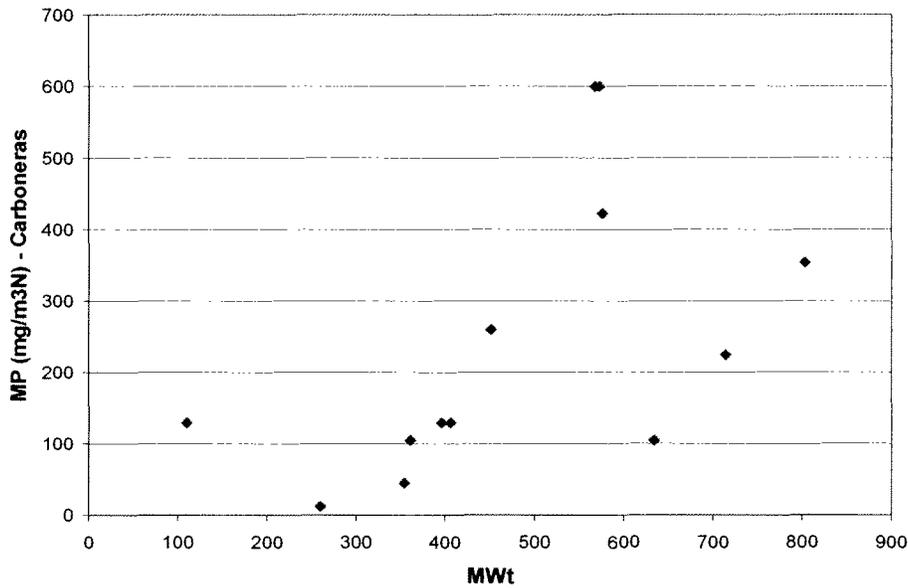


Figura 4. 10: Gráfico de Concentraciones de MP v/s Potencia térmica – Unidades a carbón.

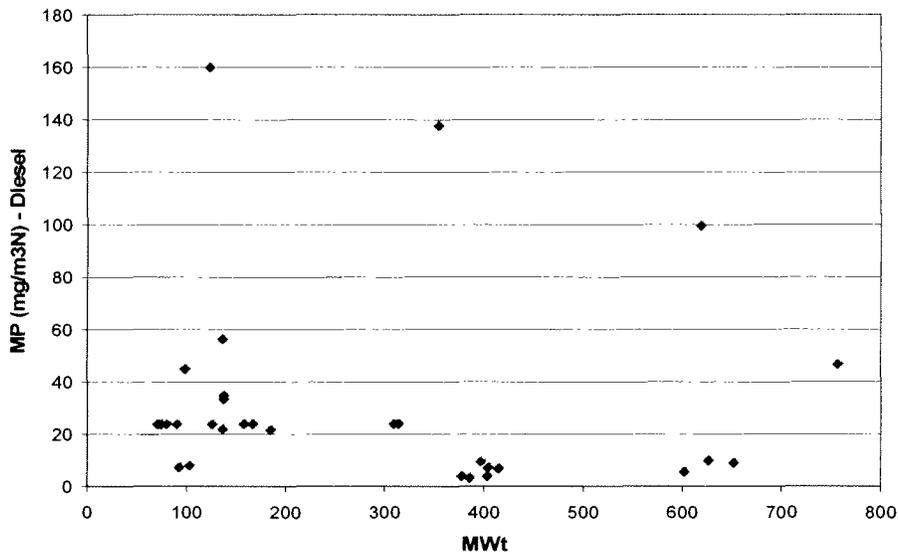


Figura 4. 11: Gráfico de Concentraciones de MP v/s Potencia térmica – Unidades a diesel.

Las Figuras 4.12 y 4.13 muestran la variabilidad existente en las concentraciones de SO_2 para fuentes a carbón y diesel, respectivamente, en relación a la potencia térmica (MWt). Por ejemplo, las unidades 1 y 2 de Edelnor en Mejillones, con una potencia térmica de 573 y 568 MWt, tienen una emisión de $3000 \text{ mg/m}^3\text{N}$ de SO_2 , sin embargo, la unidad de Electroandina en Tocopilla, de 577 MWt, emite $1088 \text{ mg/m}^3\text{N}$ de SO_2 . Lo anterior indica que para una misma potencia térmica, se generan concentraciones de SO_2 muy distintas. Cabe notar que de acuerdo a la encuesta de emisiones (Ver Anexo I), Edelnor y Electroandina, tal como la mayoría de las unidades termoeléctricas, no tienen sistema de abatimiento de SO_2 .

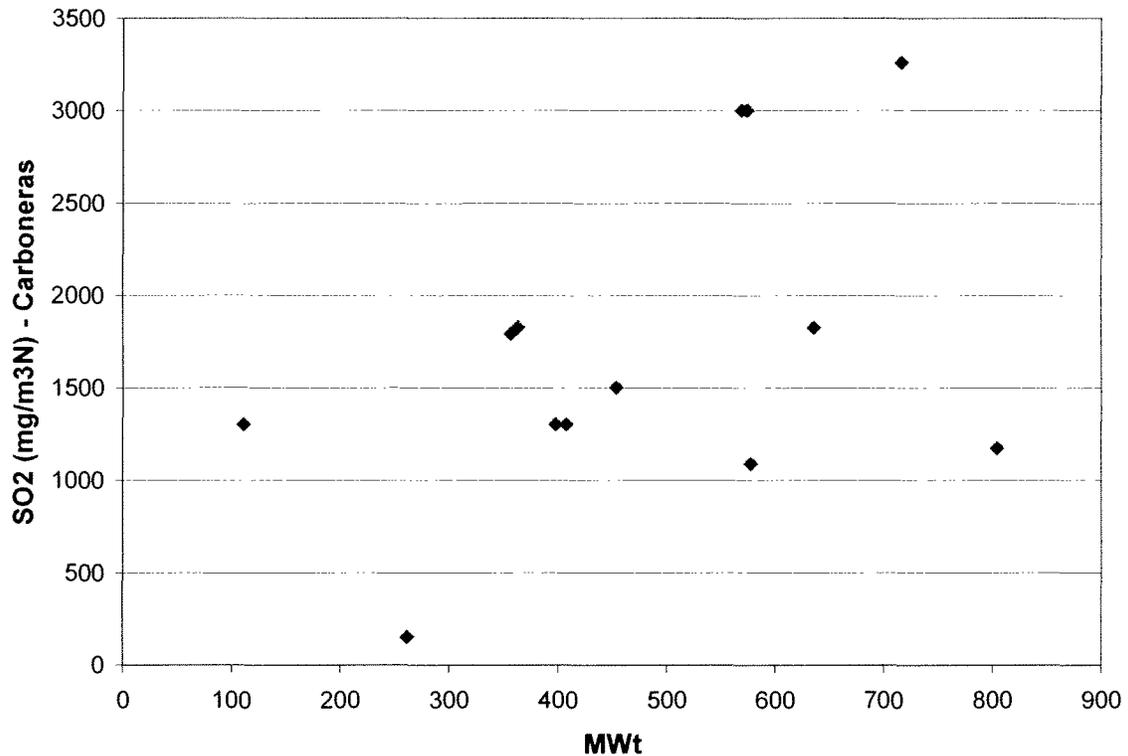


Figura 4. 12: Gráfico de Concentraciones de SO_2 v/s Potencia térmica – Unidades a carbón.

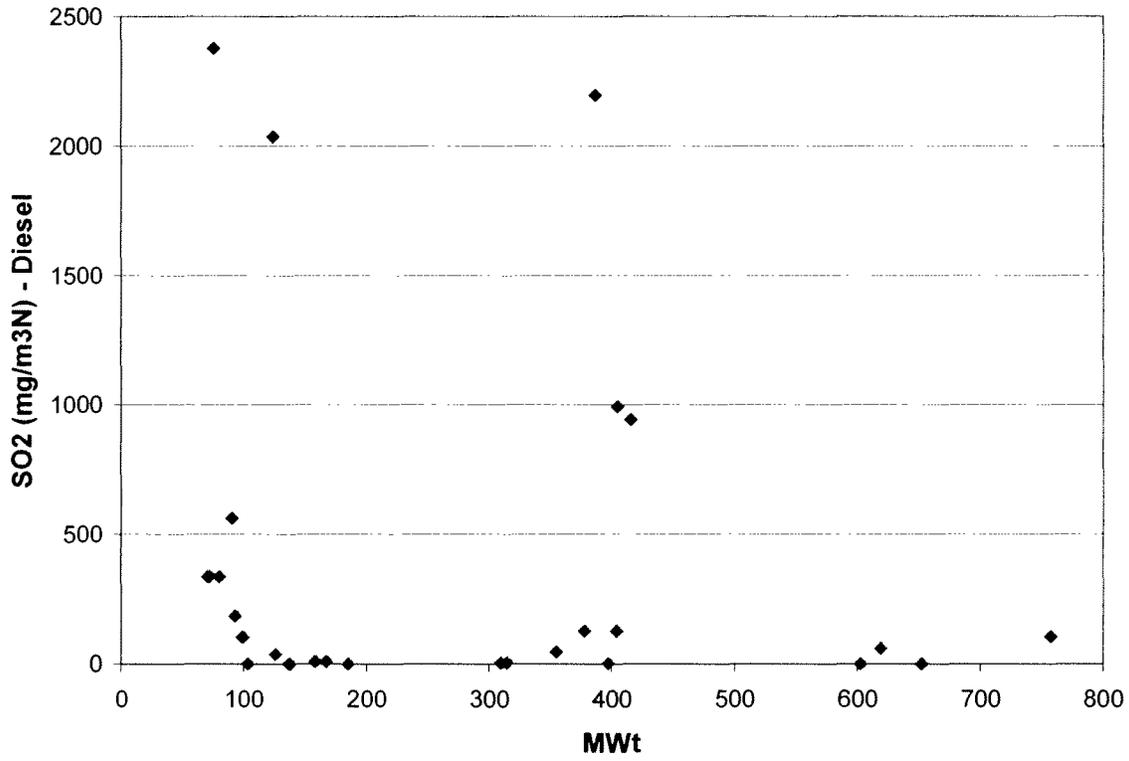


Figura 4. 13: Gráfico de Concentraciones de SO₂ v/s Potencia térmica – Unidades a diesel.

La Figura 4.14, muestra las concentraciones de Dióxido de Azufre (SO₂) en mg/m³N para cada una de las Centrales Termoeléctricas existentes, diferenciado por tipo de combustible. De ella se observa que las centrales que utilizan carbón tienen una alta variabilidad en sus concentraciones, presentando valores entre 153 y 3260 mg/m³N. Respecto a la potencia térmica de estas unidades, éstas varían entre 261 y 715 MWt, respectivamente. Al analizar aquellas unidades que utilizan combustible líquido, se observa también un alto grado de variabilidad, con concentraciones que alcanzan los 2377 mg/m³N.

02062 UTA

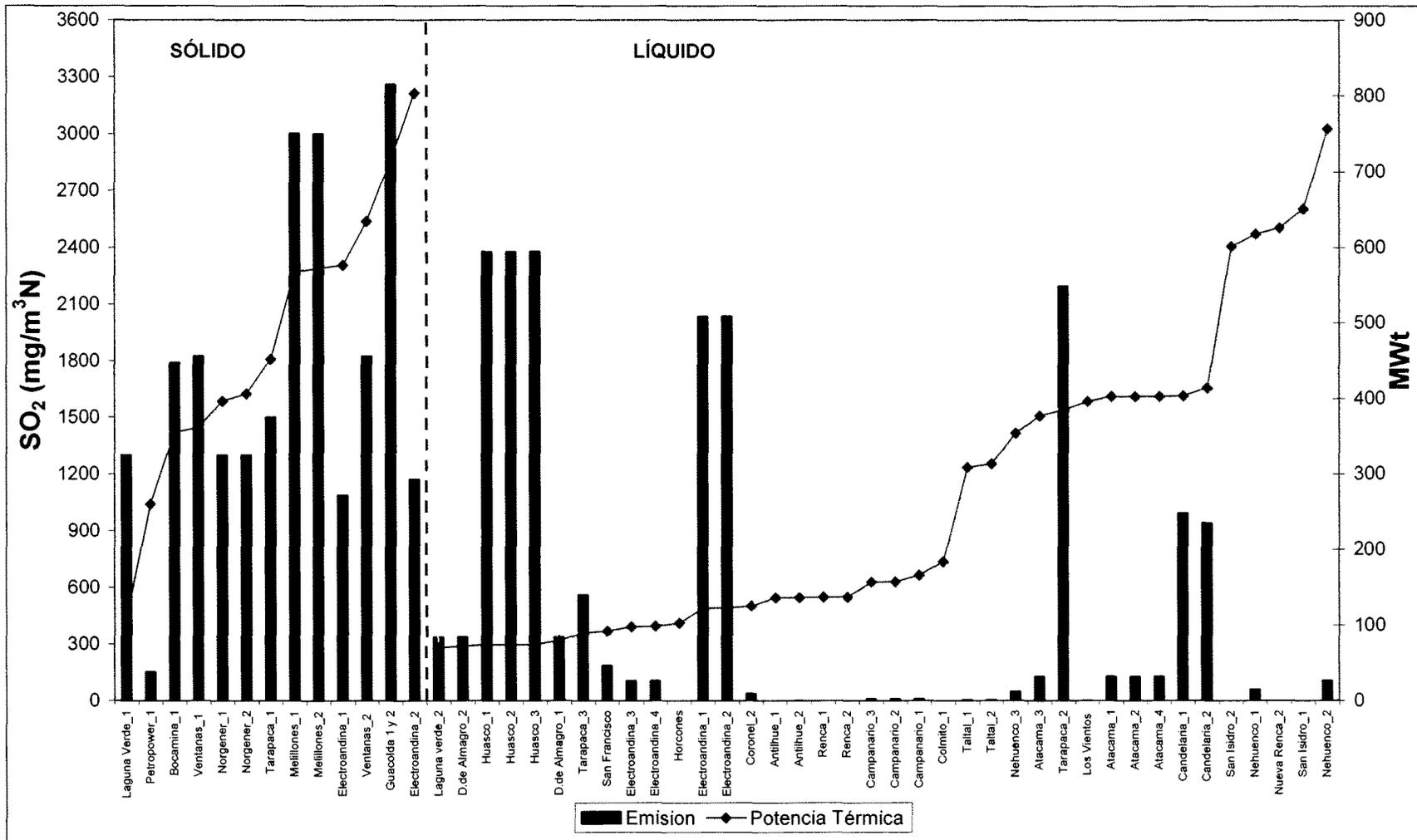


Figura 4. 14: Concentraciones de SO₂ (mg/m³N), Año 2008

Las Figuras 4.15, 4.16, y 4.17 muestran la variabilidad existente en las concentraciones de NO_x para fuentes a carbón, diesel, y gas natural, respectivamente, en relación a la potencia térmica (MWt). De ellas se observa que las unidades a carbón presentan una alta variabilidad en sus emisiones, aún para unidades con similar potencia térmica. De las unidades a diesel, sólo dos de ellas presentan valores sobre los $2500 \text{ mg/m}^3\text{N}$ (Nehuenco), el resto emite menos de $600 \text{ mg/m}^3\text{N}$.

Se observa además, que las emisiones de NO_x en las unidades a gas natural presentan menor variabilidad, encontrándose en el rango de 27 a $60 \text{ mg/m}^3\text{N}$.

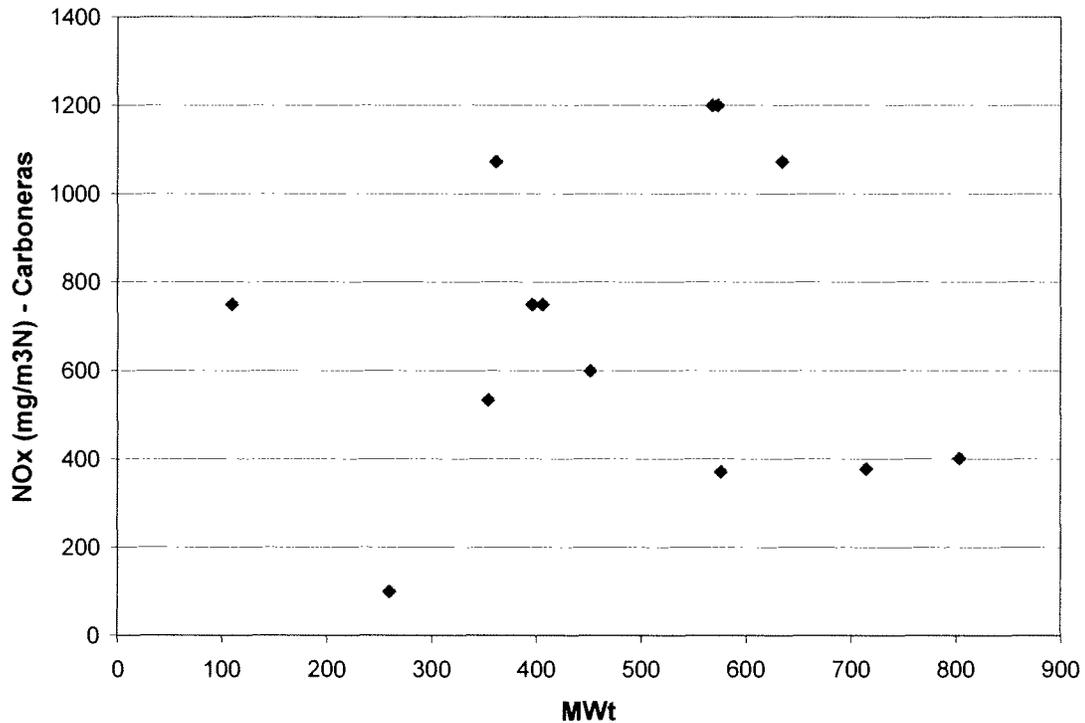


Figura 4. 15: Gráfico de Concentraciones de NO_x versus Potencia térmica – Unidades a carbón.

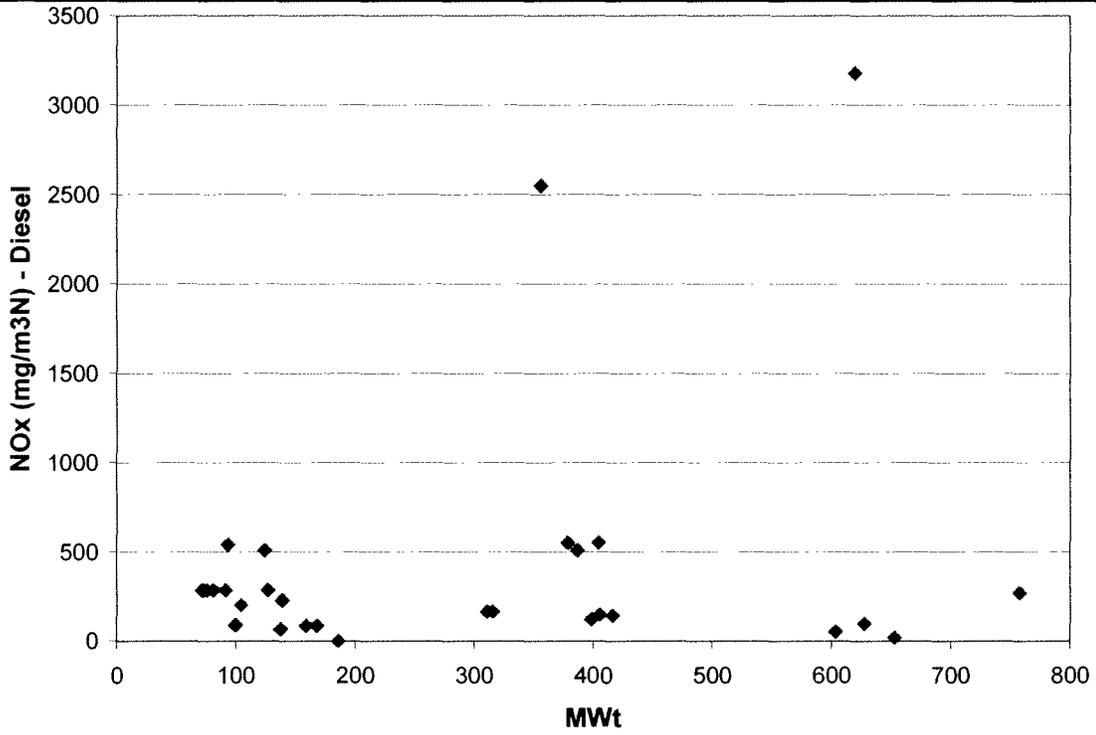


Figura 4. 16: Gráfico de Concentraciones de NO_x versus Potencia térmica – Unidades a diesel.

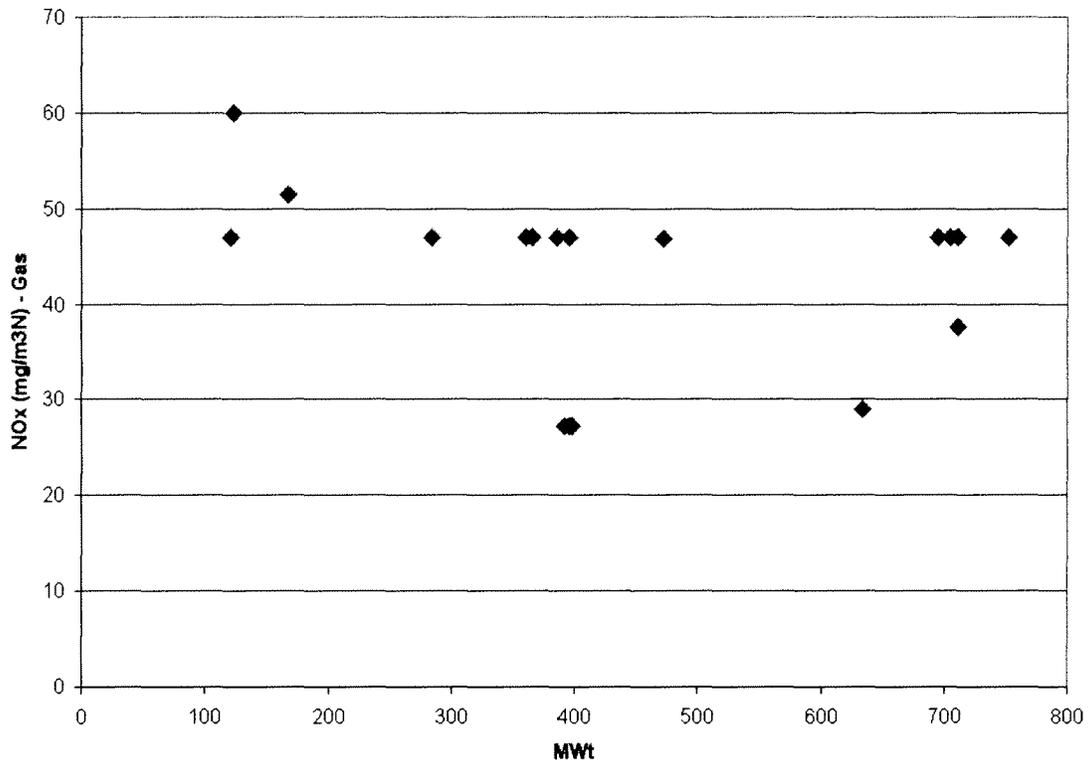


Figura 4. 17: Gráfico de Concentraciones de NO_x versus Potencia térmica – Unidades a gas.



La Figura 4.18, muestra las concentraciones de Óxidos de Nitrógeno (NO_x) expresadas en términos de $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ para cada una de las Centrales Termoeléctricas existentes al año 2008 (año base), diferenciando por tipo de combustible. De ella se observa que las centrales que utilizan carbón presentan variaciones para las concentraciones entre 100 y 1200 $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$. Respecto a las unidades que utilizan combustible líquido, se observan concentraciones hasta 3178 $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$. Finalmente al considerar aquellas unidades que utilizan gas para su funcionamiento, se observa que sus concentraciones son muy inferiores respecto a los otros combustibles, presentan menor variabilidad, y su concentración promedio es de 43 $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$.

02064 VTA

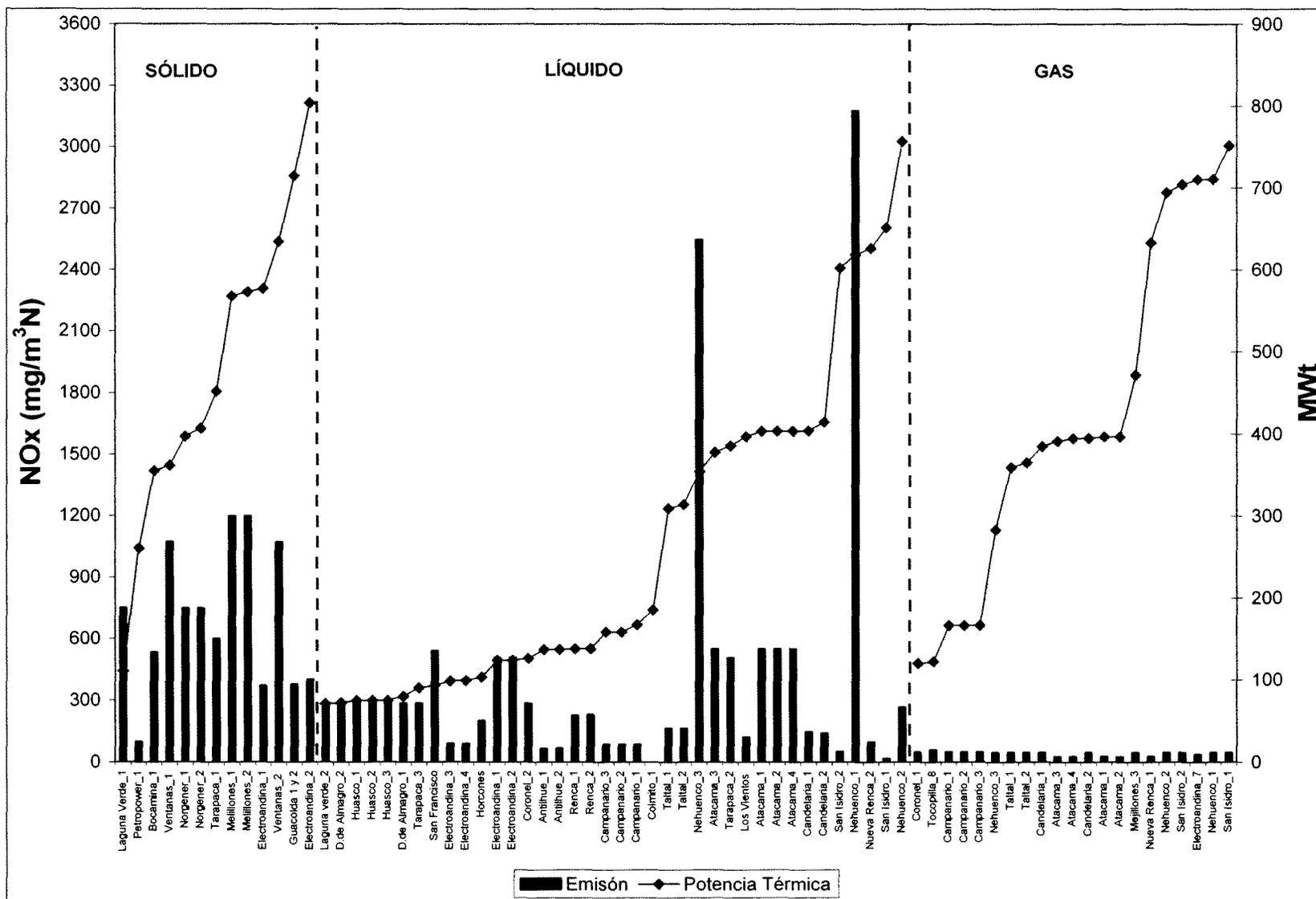


Figura 4. 18: Concentraciones de NO_x (mg/m³N), Año 2008.

Metales

De acuerdo a la encuesta de emisiones de las termoeléctricas, ninguna de ellas mide ni estima emisiones de metales pesados (Hg, Ni, V), por tanto, y para fines de este estudio, se revisaron distintas fuentes y se consultó con expertos internacionales. De esta búsqueda se obtuvo los factores expresados en libras del metal, por tonelada de carbón utilizado. La Tabla 4.8 muestra los factores de emisión de metales, para las unidades a carbón, sin considerar sistemas de control. Aún cuando el contenido de metales varía según el tipo de carbón, para fines de este estudio, se ha considerado sólo un valor característico del carbón bituminoso.

Las Figuras 4.19 a 4.21 muestran las concentraciones de metales (Hg, Ni, V), estimadas para las fuentes a carbón. Aún cuando las concentraciones son diferentes, todas ellas siguen el mismo patrón, debido a que para su cálculo se han utilizado factores de emisión, que sólo dependen del consumo de carbón.

Tabla 4. 8: Factores de emisión de metales en unidades de carbón.

Metales	Factor de emisión (lb/Ton)
Mercurio (Hg)	1.10E-03
Níquel (Ni)	3.31E-02
Vanadio (V)	6.61E-02

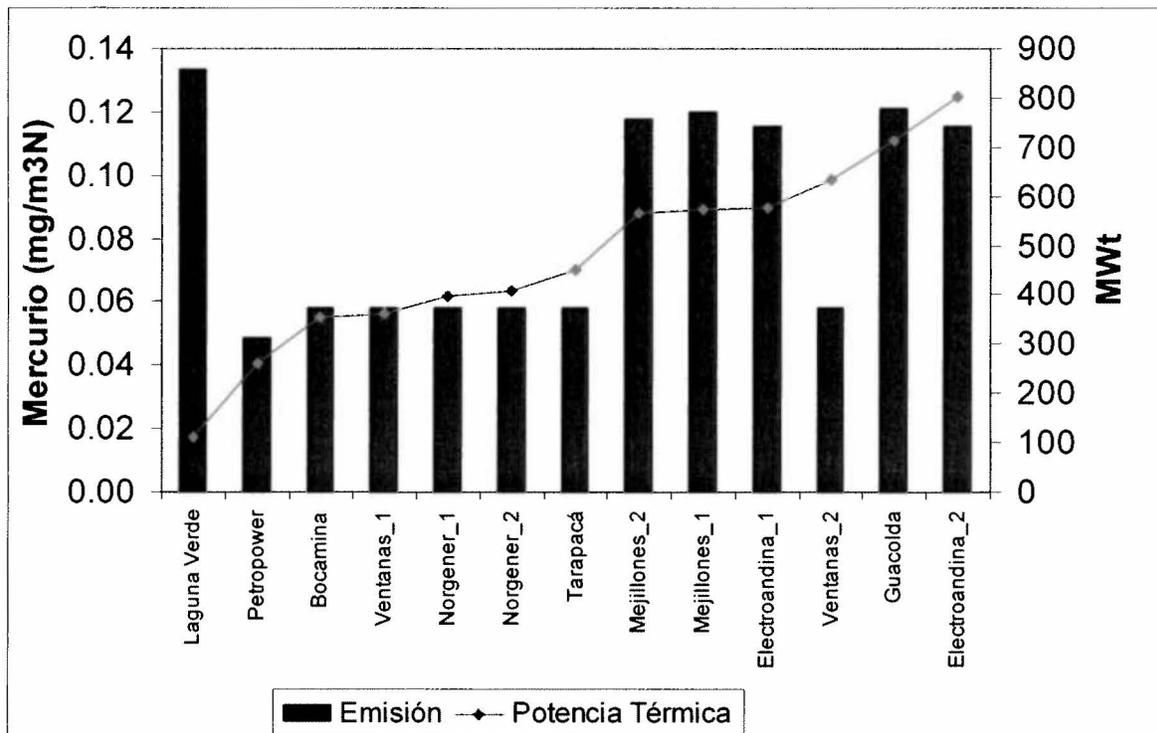


Figura 4. 19: Concentraciones de Hg (mg/m³N), Año 2008.

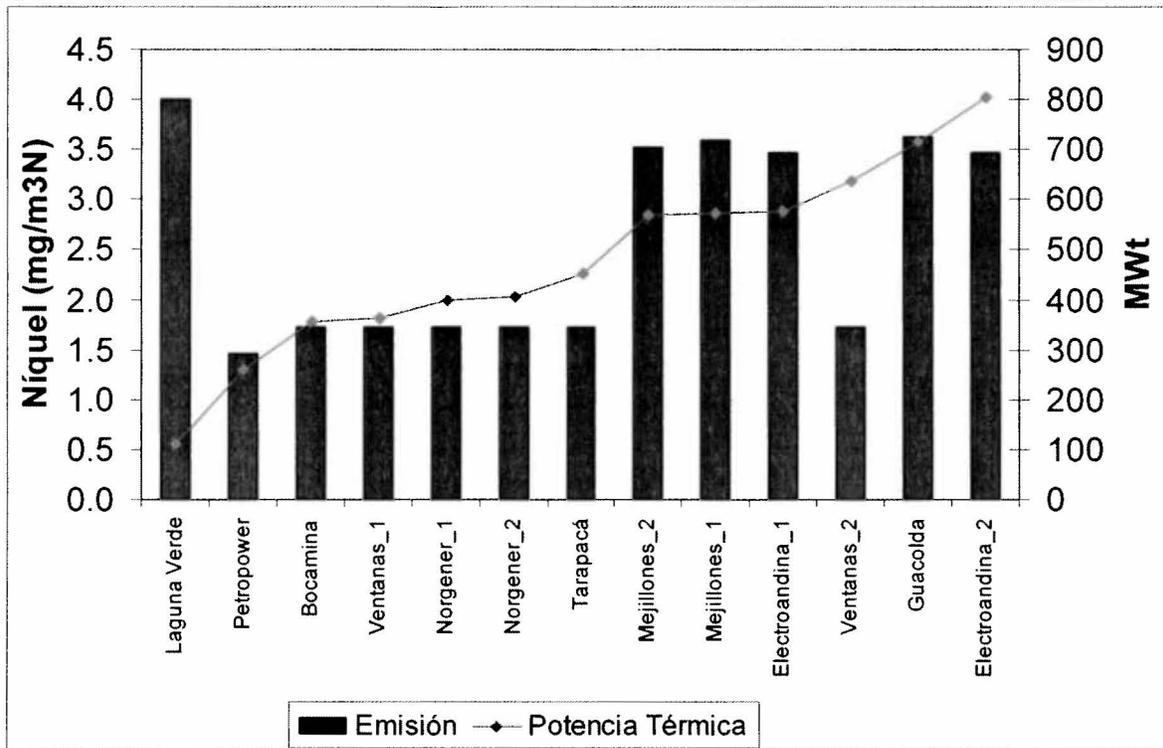


Figura 4. 20: Concentraciones de Ni (mg/m³N), Año 2008.

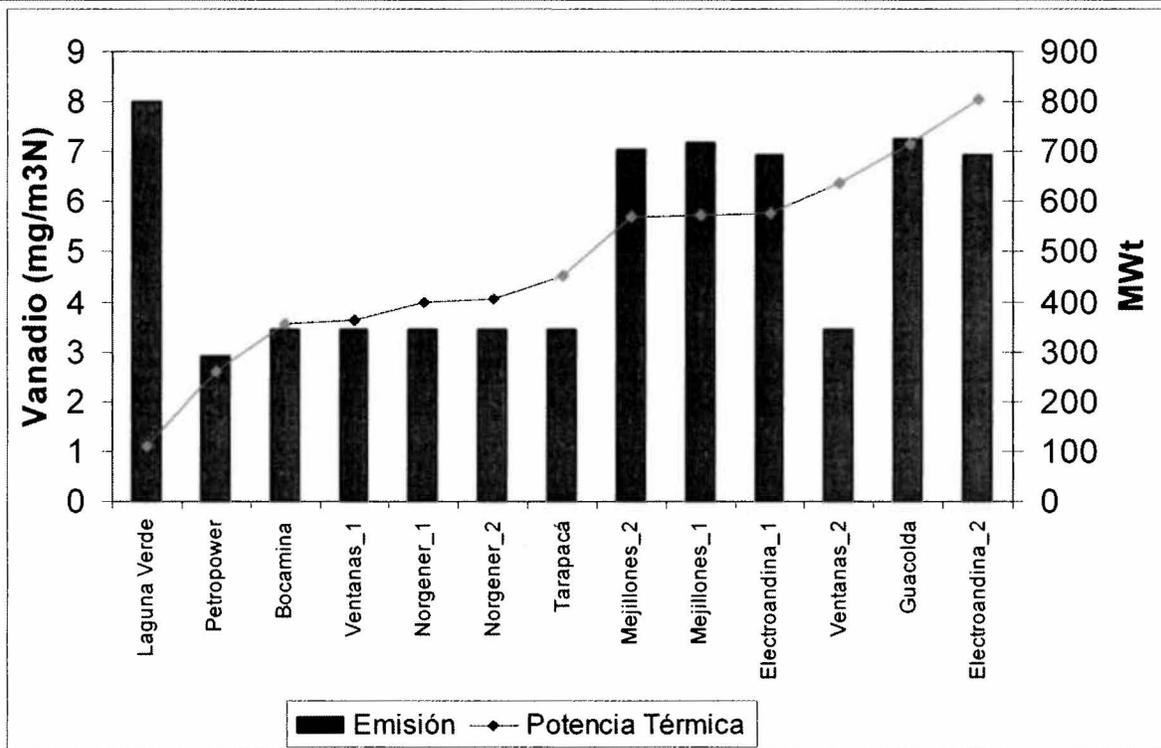


Figura 4. 21: Concentraciones de V (mg/m³N), Año 2008.

4.4 Situación Futura – Centrales según Plan de Obra

Para determinar la conformación futura del parque de Centrales Termoeléctricas, se analizó el Plan de Obras de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que en Abril y Octubre de cada año, realiza proyecciones hasta diez años. Se utilizó la proyección realizada en Abril del año 2009, la cual posee la configuración total del Parque Eléctrico hasta el año 2020. Dentro de este Plan, se encuentran contempladas las centrales existentes así como también aquellas que han ingresado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), y por tanto están en calificación, o tienen ya su RCA favorable y están en proceso de construcción. Cabe mencionar que el Plan de Obras considera también, unidades genéricas, es decir, Centrales Termoeléctricas que aún no se encuentran en ningún estado de avance o ingresadas al SEIA, y a las cuales se les asigna potencia eléctrica, pues se consideran en sus estudios de demanda. Estas también han sido consideradas como futuras en este estudio.

La Tabla 4.9, muestra las nuevas unidades consideradas en el Plan de Obras, cuya potencia térmica es mayor a 50 MWt. En ella se indica el año de puesta en marcha y el combustible utilizado.

Tabla 4. 9: Centrales Termoeléctricas Nuevas consideradas en el Plan de Obras de la CNE de Abril del año 2009.

Nº	Unidades	Tecnología	Año Puesta en marcha	Combustible
1	Campiche	Vapor	2011	Carbón
2	Santa María_1	Vapor	2010	Carbón
3	Santa María_2	Vapor	2013	Carbón

Nº	Unidades	Tecnología	Año Puesta en marcha	Combustible
4	Bocamina_2	Vapor	2010	Carbón
5	Nueva ventanas	Vapor	2009	Carbón
6	Guacolda_3	Vapor	2009	Carbón
7	Guacolda_4	Vapor	2010	Carbón
8	Carbón V (CNE)	Vapor	2013	Carbón
9	Carbón Maitencillo (CNE)	Vapor	2015	Carbón
10	Carbón Pan de Azucar (CNE)	Vapor	2017	Carbón
11	Central Térmica Andino	Vapor	2010	Carbón
12	Central termoeléctrica Angamos	Vapor	2011	Carbón
13	Central termoeléctrica Angamos	Vapor	2011	Carbón
14	Mejillones I (CNE)	Vapor	2015	Carbón
15	Tarapacá I (CNE)	Vapor	2017	Carbón
16	Mejillones II (CNE)	Vapor	2015	Carbón
17	Tarapacá II (CNE)	Vapor	2017	Carbón
18	Tarapacá III (CNE)	Vapor	2017	Carbón
19	Esperanza	Turbina Gas	2009	Diesel
20	Termochile	Turbina Gas	2009	Diesel
21	Los Pinos	Ciclo abierto	2009	Diesel
22	Quintero_1	Ciclo abierto	2009	Diesel
23	Quintero_2	Ciclo abierto	2009	Diesel
24	Tierra Amarilla	Ciclo abierto	2009	Diesel
25	Sta. Lidia	Ciclo abierto	2009	Diesel
26	Campanario	Ciclo Combinado	2009	Diesel
27	Newen_1	Ciclo abierto	2009	Diesel
28	TalTal_CC (CNE)	Ciclo Combinado	2014	Gas Natural
29	Emelda_1	Ciclo abierto	2009	Fuel Oil N°6
30	Emelda_2	Ciclo abierto	2009	Fuel Oil N°6
31	Newen_2	Ciclo abierto	2009	Gas Natural
32	Quintero CC (CNE)	Ciclo Combinado	2010	Gas Natural

La Figura 4.22 muestra las concentraciones de Material Particulado (MP) en $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ para cada una de las Centrales Termoeléctricas existentes y nuevas. De ella se observa que las nuevas centrales que utilizan carbón, presentan concentraciones mucho menores que las existentes. Sus valores están entre 12 y $158 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$. Esto debido a que la gran mayoría, incorpora algún sistema de control. Las unidades nuevas que utilizan combustible líquido presentan variaciones en las concentraciones de MP entre 5 y $160 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$. Al comparar estos valores con las centrales existentes, se observa que no hay variación, estando sus valores en el mismo rango.

La Figura 4.23, muestra las concentraciones de Dióxido de Azufre (SO_2) en $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ para cada una de las Centrales Termoeléctricas existentes y nuevas. De ella se observa que las centrales nuevas que utilizan carbón presentan variaciones para las concentraciones de SO_2 entre 58 y $1928 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$, considerablemente menores a las concentraciones existentes. Nuevamente el cambio está por la incorporación de medidas de control de emisiones. Las unidades nuevas que utilizan combustible líquido presentan una disminución sustancial respecto a las centrales existentes. La razón principal se debe a la consideración de un combustible líquido más limpio, el cual baja sus concentraciones



de azufre de 350 a 50 ppm. La concentración máxima de las nuevas unidades que utilizan combustible líquido sería de 733 mg/m³N.

La Figura 4.24, muestra las concentraciones de Óxidos de Nitrógeno (NO_x) en mg/m³N para cada una de las Centrales Termoeléctricas existentes y nuevas. Se observa que las unidades nuevas que utilizan carbón, presentan una leve baja de este contaminante respecto a las centrales existentes (variaciones para las concentraciones entre 60 y 1024 mg/m³N). Al considerar las unidades que utilizan combustible líquido, se observan variaciones en las concentraciones entre 67 y 2078 mg/m³N, lo cual es más bajo que las máximas para la situación actual. Finalmente al considerar aquellas unidades nuevas que utilizan gas, se observan concentraciones mínimas de 29 mg/m³N y máximas de 180 mg/m³N, que son mayores a las de la situación actual.

02067 VTA

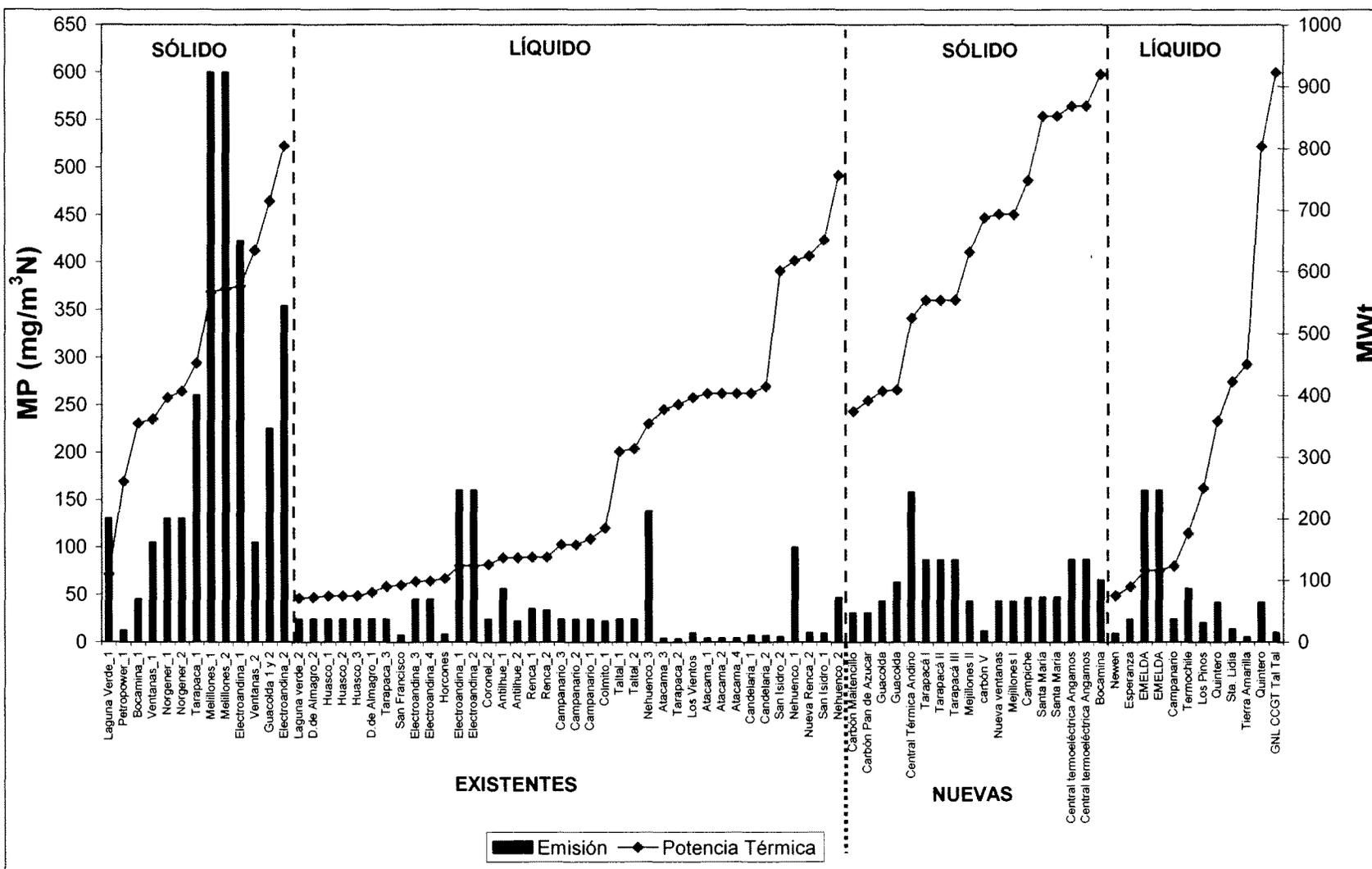


Figura 4. 22: Concentraciones de MP (mg/m³N), Situación Futura.

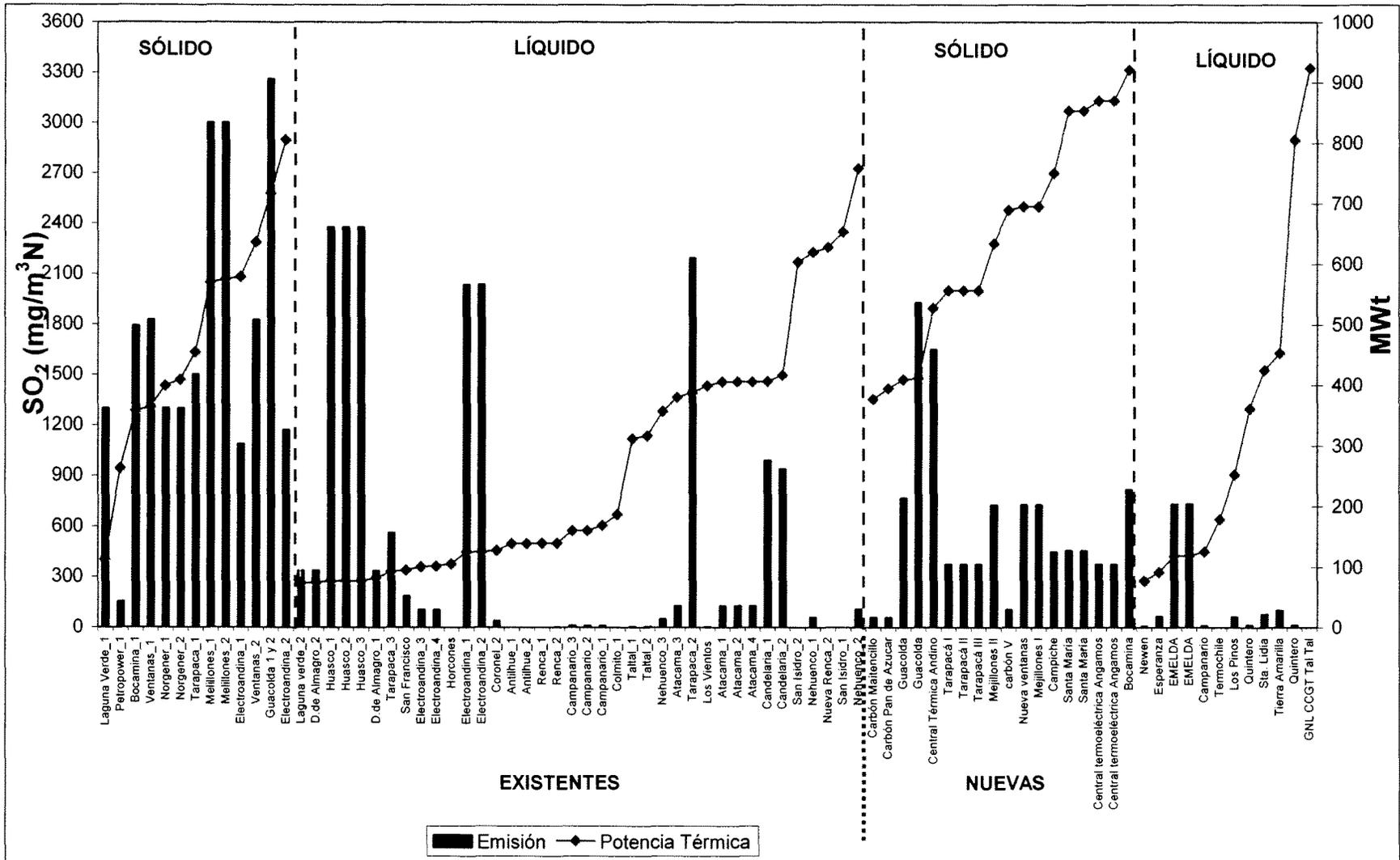


Figura 4. 23: Concentraciones de SO₂ (mg/m³N), Situación Futura.

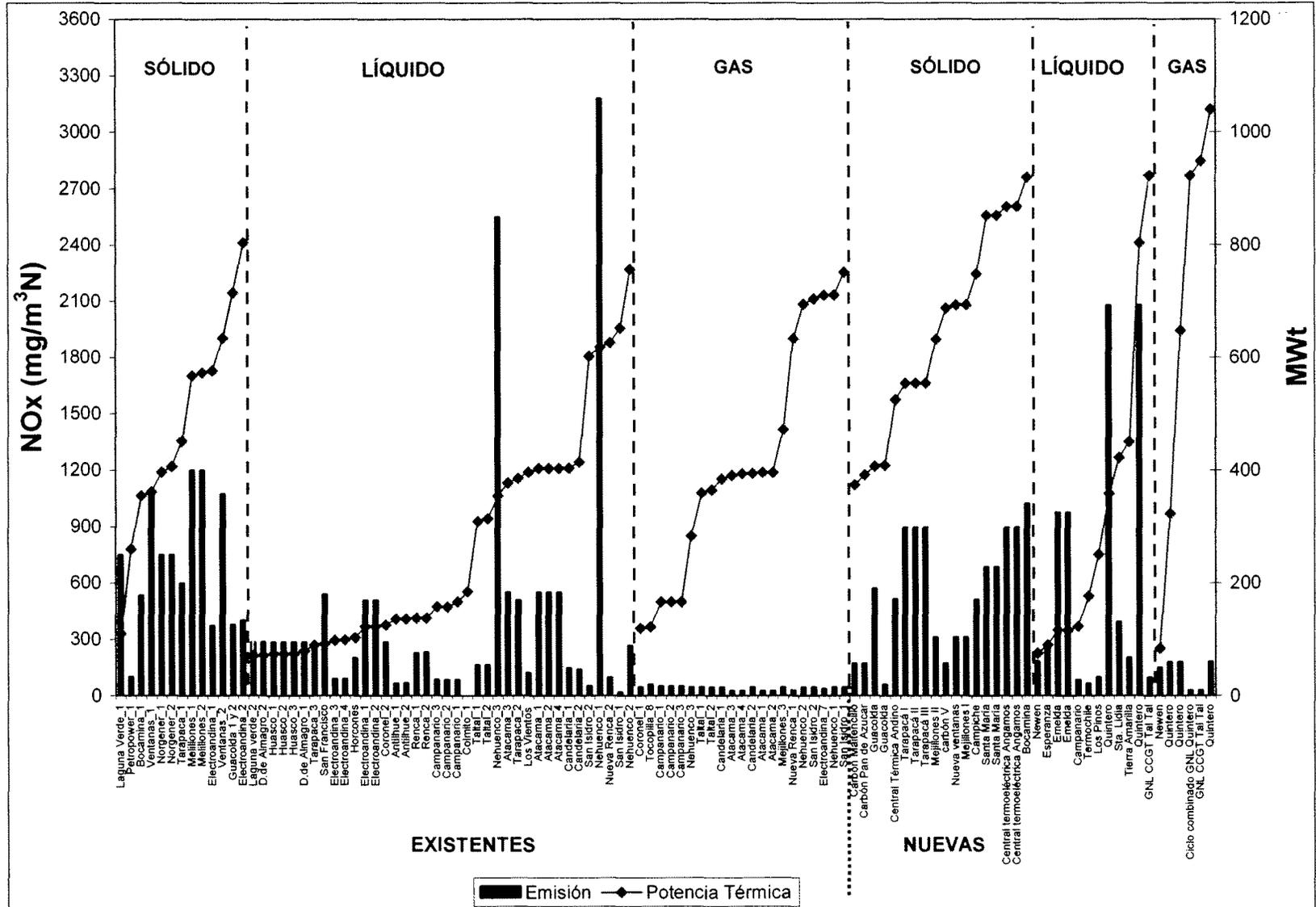


Figura 4. 24: Concentraciones de NO_x (mg/m³N), Situación Futura.

Metales

Al comparar las concentraciones de metales (Hg, Ni, y V), de las centrales que utilizan carbón, para la situación actual y las nuevas, se observa que en general estas últimas tienen valores menores, lo cual se explica por el menor consumo de carbón (menos horas de operación), de las unidades nuevas. Recordar que las horas de funcionamiento vienen dadas en el Plan de Obras de la CNE, que ha servido de base para esta estimación. Las

Figura 4. 25: a Figura 4.27 muestran las emisiones de Hg, Ni, y V, respectivamente, expresadas en términos de concentraciones, en $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$, para la situación futura de unidades a carbón, incluidas en el Plan de Obras de la CNE.

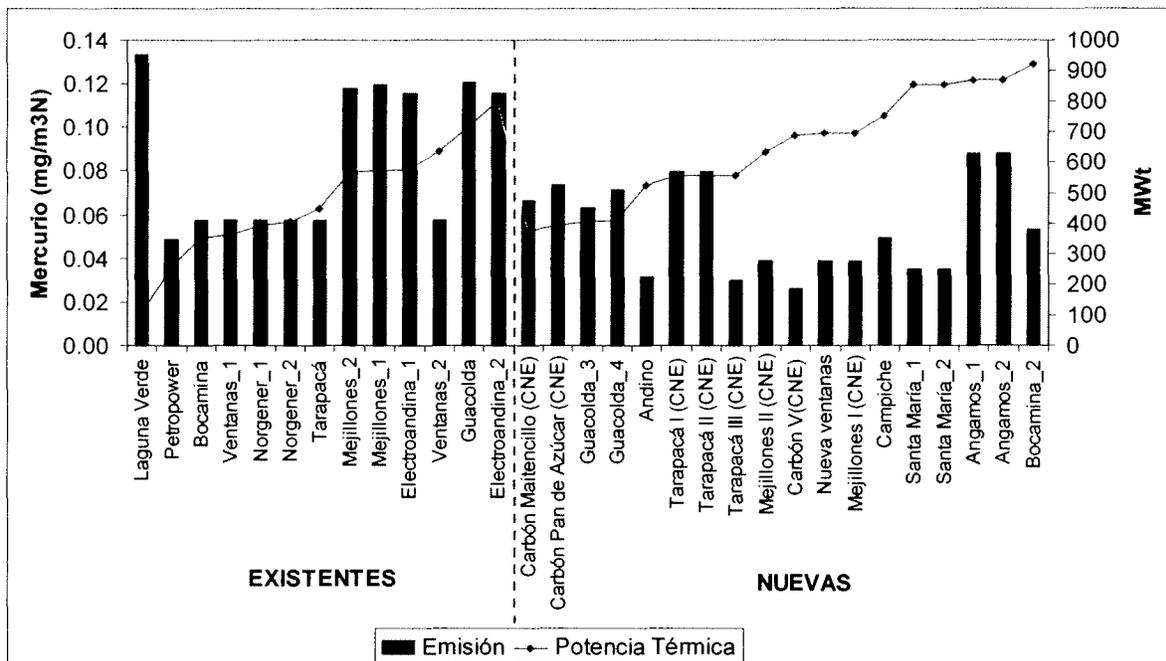


Figura 4. 25: Concentraciones de Hg ($\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$), Situación Futura.

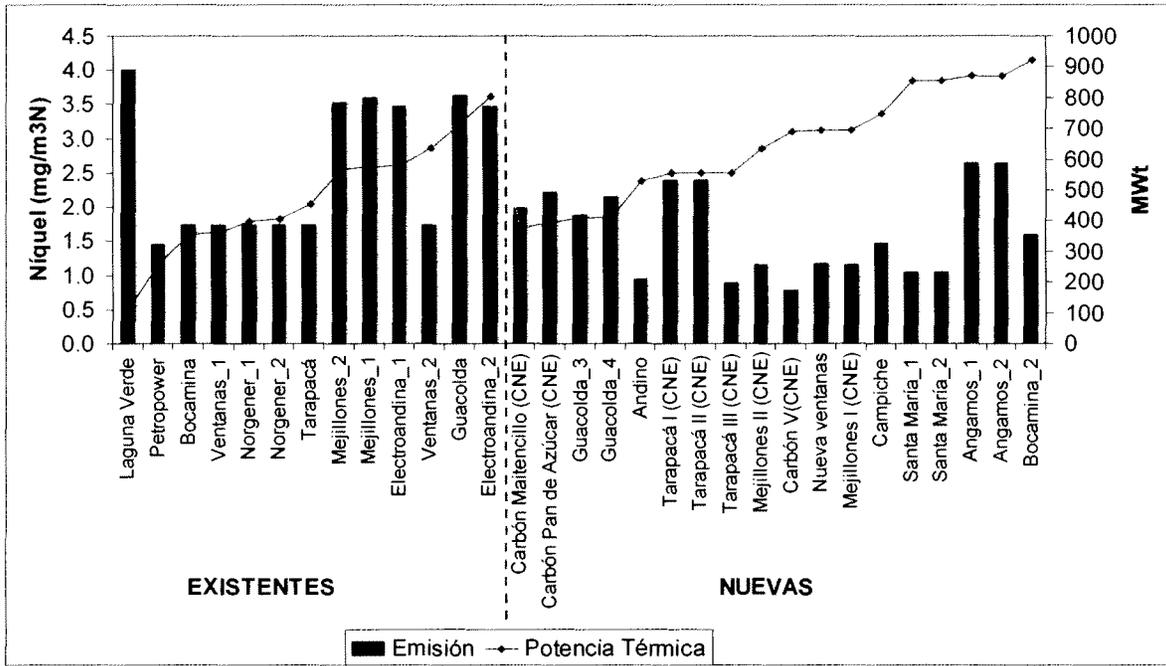


Figura 4. 26: Concentraciones de Ni (mg/m³N), Situación Futura.

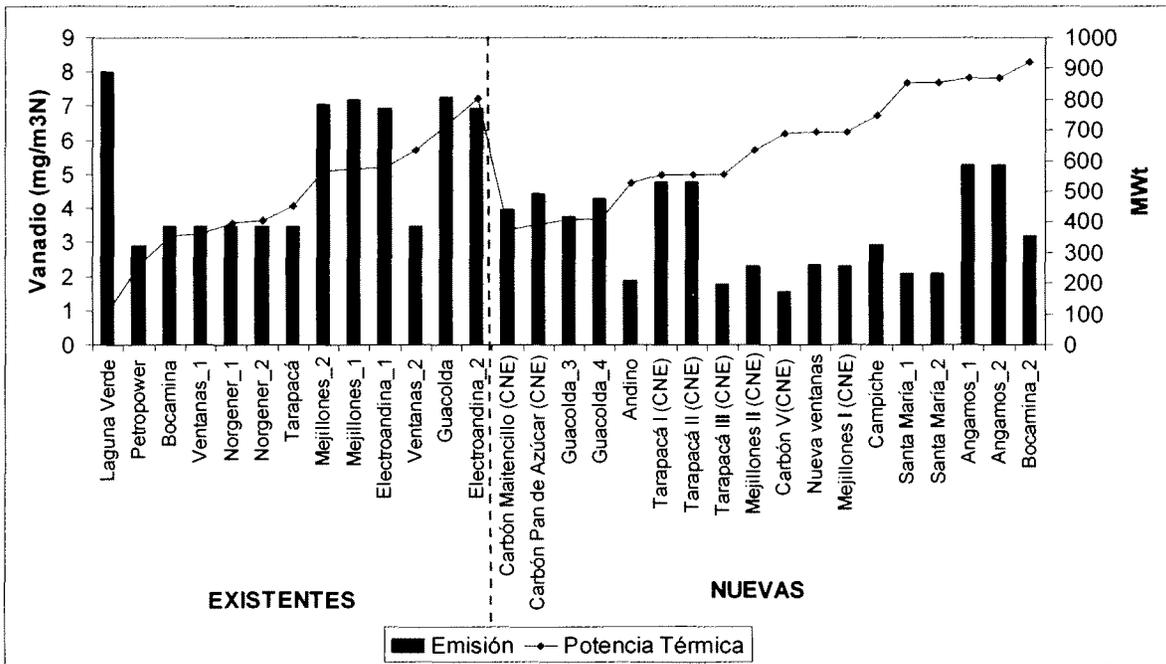


Figura 4. 27: Concentraciones de V (mg/m³N), Situación Futura.

4.3 Definición de Escenarios

De la revisión de normas de emisión para centrales termoeléctricas de países desarrollados y en vías de desarrollo, las guías del Banco Mundial (Capítulo 3), y considerando además, el tamaño (potencia térmica) de las centrales chilenas, actuales y futuras (según Plan de Obras de la CNE), el tipo de combustible utilizado, sus emisiones, y las tecnologías de control existentes, así como el cálculo del potencial de reducción de emisiones para las fuentes existentes, y los cambios en la calidad de los combustibles en Chile, se proponen tres escenarios de normas de emisión, diferenciados por tipo de combustible.

Las normas propuestas consideran Centrales Termoeléctricas mayores o iguales a 50 MWt.

De acuerdo al tipo de combustible, se propone una norma de emisión diferenciado según combustible Sólido, Líquido, Gas Natural, y Otros Gases. Esto estaría de acuerdo con lo establecido en la Guía del Banco Mundial para países en vías de desarrollo.

Para los metales pesados, se han considerado los valores establecidos en las normas existentes, la estimación de emisiones de las termoeléctricas chilenas, y lo indicado en diversos estudios, en relación a que al controlar el material particulado y los óxidos de azufre, se lograría una reducción significativa de ellos. Aún cuando todos los combustibles fósiles contienen trazas de Hg, Ni, y V, sólo son significativos en el carbón, por tal motivo, se propone una regulación de estos metales sólo para combustibles sólidos (carbón y pet-coke).

En base a los antecedentes anteriores, se proponen tres escenarios regulatorios, que serán evaluados en términos de sus costos y beneficios. Los valores de norma de emisión propuestos, se expresan en términos de concentraciones normales (mg/m³N). Las condiciones normales consideradas para tales concentraciones son de 25°C y 1 atm. Se asume que con buenas prácticas de operación y sistemas de control disponibles y probados, para material particulado y gases, es posible cumplir con todos los escenarios propuestos. El cumplimiento de los valores norma para metales está garantizado al cumplir al menos con 50 mg/m³ para el MP y con un sistema de control de gases para SO₂ y NO_x.

Los valores propuestos se muestran en las Tablas 4.10, 4.11, y 4.12, para los escenarios 1, 2, y 3, respectivamente.

Tabla 4. 10: Escenario de Norma 1.

Combustible	mg/m ³ N					
	MP	SO ₂	NO _x	Hg	Ni	V
Sólido	100	900	600	0,2	1	2
Líquido	100	100	400		-	-
Gas Natural	-	-	100	-	-	-
Otros gases	-	400	100	-	-	-

Tabla 4. 11: Escenario de Norma 2.

Combustible	mg/m ³ N					
	MP	SO ₂	NOx	Hg	Ni	V
Sólido	50	400	400	0,1	0,5	1
Líquido	50	30	200		-	-
Gas Natural	-	-	80	-	-	-
Otros gases	-	200	80	-	-	-

Tabla 4. 12: Escenario de Norma 3.

Combustible	mg/m ³ N					
	MP	SO ₂	NOx	Hg	Ni	V
Sólido	30	200	200	0,05	0,25	0,5
Líquido	30	10	120		-	-
Gas Natural	-	-	50	-	-	-
Otros gases	-	100	50	-	-	-

4.6.1. Análisis de cumplimiento

MP, SO₂, NOx

A partir de los escenarios propuestos, se realizó un análisis respecto al total de fuentes que no cumplirían los valores establecidos para cada escenario, por tipo de contaminante y combustible, al considerar todas las fuentes al 2020, según el Plan de Obras de la CNE. Las tablas 4.13 a 4.15, muestran este análisis, para el MP, SO₂, y NOx, respectivamente.

Cabe notar que para que las fuentes cumplan con los niveles establecidos en cada Escenario de norma de material particulado, no requieren necesariamente adquirir un nuevo equipo, sino mejorar los sistemas de captación al cambiar el material de las mangas de un Filtro de Mangas, o aumentar el número de campos de un Precipitador Electrostático.

Tabla 4. 13: N° de Fuentes que no Cumplen Escenarios MP.

Material Particulado			
Escenarios	Valor norma (mg/m ³ N)	Número de Fuentes no cumplen	
		Sólido	Líquido
E1	100	12	5
E2	50	19	8
E3	30	29	15
TOTAL FUENTES		31	50

Tabla 4. 14: N° de Fuentes que no Cumplen Escenarios SO₂.

Escenarios	SO ₂		Número de Fuentes no cumplen	
	Valor norma (mg/m ³ N)		Sólido	Líquido
	Sólido	Líquido		
E1	900	100	14	23
E2	400	30	22	29
E3	200	10	27	35
TOTAL FUENTES			31	50

Tabla 4. 15: N° de Fuentes que no Cumplen Escenarios NO_x.

Escenarios	NO _x			Número de Fuentes no cumplen		
	Valor norma (mg/m ³ N)			sólido	Líquido	Gas Natural
	Sólido	Líquido	Gas Natural			
E1	600	400	100	16	14	4
E2	400	200	80	21	29	4
E3	200	120	50	26	35	8
TOTAL FUENTES				31	50	27

Metales

Para determinar el cumplimiento de las normas de emisión para metales, según escenario, se estimaron las emisiones en base al consumo de combustible (carbón y/o petcoke), flujos volumétricos, y horas de funcionamiento de cada fuente. Los cálculos inicialmente no consideran sistemas de control, pues se basa solamente en el consumo de combustible.

Si se asume que las fuentes contarán con sistemas de control para MP y gases, se logra reducir significativamente las emisiones de metales (co-beneficio). Aún cuando existen sistemas de control para mercurio (Ej. carbón activado), no se ha considerado aplicar una tecnología específica para metales, sino que se espera el co-beneficio al controlar el particulado y gases.

La Tabla 4.16 que muestra las eficiencias esperadas de reducción de metales, al contar con distintas configuraciones de control de MP y gases.

Tabla 4. 16: Eficiencias de control de metales.

Sistema de control	% Eficiencia Hg	% Eficiencia Ni	% Eficiencia V
ESP ó FF	70 ⁵⁷	79.1 ⁵⁸	85 ⁵⁹
DGC+ ESP ó FF	85 ⁶⁰	97.2 ⁵⁹	90 ⁶¹

La Tabla 4.17 muestra el número de fuentes (de un total de 31 unidades existentes y nuevas que utilizan carbón o petcoke), que no cumplirían con las normas de emisión, según escenario propuesto y según si dispone de algún sistema de control o no. De ella se observa que si las fuentes no tuviesen sistemas de control (ni MP ni gases), la mayoría de las fuentes no lograría cumplir con los niveles establecidos, excepto el Escenario 1 para mercurio. De acuerdo a la encuesta de emisiones (Anexo I), la casi totalidad de las fuentes (unidades a carbón) existentes, y la totalidad de las nuevas dispone de un sistema de captación de partículas, por tanto en realidad existe un control indirecto de los metales. Se observa además, que con un sistema de control de emisiones de MP, todas las fuentes lograrían cumplir el Escenario 1 en los tres metales normados, y al incluir además del sistema de control de MP, un sistema de control de SO₂, se logra el cumplimiento de los Escenarios 1 y 2 para los tres metales, y aún el Escenario 3 (el más restrictivo), para mercurio y níquel. Sólo el vanadio en Escenario 3 tendría 8 de 31 fuentes que no lograrían dicho estándar.

Tabla 4. 17: Número de fuentes que no cumplen norma según escenario y tecnología de control.

Escenario	Sin control			Sólo control de MP			Control de MP y SOx		
	Hg	Ni	V	Hg	Ni	V	Hg	Ni	V
E1	0	28	28	0	0	0	0	0	0
E2	6	31	31	0	10	6	0	0	0
E3	21	31	31	0	23	20	0	0	8

Con estos tres escenarios normativos se realizan los cálculos de costos y beneficios, a fin de obtener la evaluación social de la Norma de emisión.

⁵⁷ Alstom

⁵⁸ AP-42 Documentación técnica

⁵⁹ Davis E. N. and Associates. National Inventory of sources and emissions of Arsenic, Beryllium, Manganese, Mercury, and Vanadium. Report for Environmental Protection Agency, 1971.

⁶⁰ Fuente: J.M. Pacyna et al. Mercury pollution and human welfare. 2009

⁶¹ Banco Mundial 2008.

5 POTENCIAL DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DEL PARQUE EXISTENTE

5.1 Reducción de emisiones con la aplicación de la norma

La reducción de emisiones, tras la aplicación de los distintos escenarios de norma, se ha establecido en comparación a las emisiones del sector termoeléctrico, sin la existencia de una norma. Por esto, se ha determinado en primera instancia la línea base de emisiones proyectada y luego la reducción de las emisiones.

5.1.1 Línea base proyectada

La línea base de emisiones se ha estimado de acuerdo a información de concentraciones y caudales de gases en la salida de las chimeneas, declarada por las centrales generadoras, mediante encuesta (ver Anexo I: Procesamiento de encuesta). Se ha establecido la línea base al año 2008 considerando la energía generada por las centrales, según información del CDEC. La línea base se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5. 1: Línea base de emisiones año 2008.

Emisión MP [ton/año]	Emisión NOx [ton/año]	Emisión SO ₂ [ton/año]
15.606	49,496	108,284

La línea base proyectada se ha establecido en base a información del plan de obras de la CNE, que indica las centrales programadas hasta el año 2020⁶². Con esta información, emisión para las centrales existentes obtenida mediante encuesta, emisiones para las centrales proyectadas obtenida a partir de información del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y la generación esperada obtenida en base a simulaciones del programa Ose2000, se ha construido la línea base de emisiones proyectada, para los años 2014 y 2020.

La siguiente figura muestra esta proyección, donde se ve una tendencia al alza tanto de las emisiones, como de la generación esperada. Sin embargo el crecimiento de las emisiones del sector es menor al crecimiento que se espera en la energía generada. El crecimiento de las emisiones para material particulado, dióxido de azufre y dióxidos de nitrógeno es de 2%, 7% y 21%, respectivamente. Por su parte, la generación presenta un crecimiento del 32%. Esto se debe, principalmente, a la entrada de nuevas centrales termoeléctricas con mejor equipamiento para control de emisiones (ver Anexo III: Tecnologías de control utilizadas).

⁶² Informe de precio nudo de Abril de 2009, CNE.

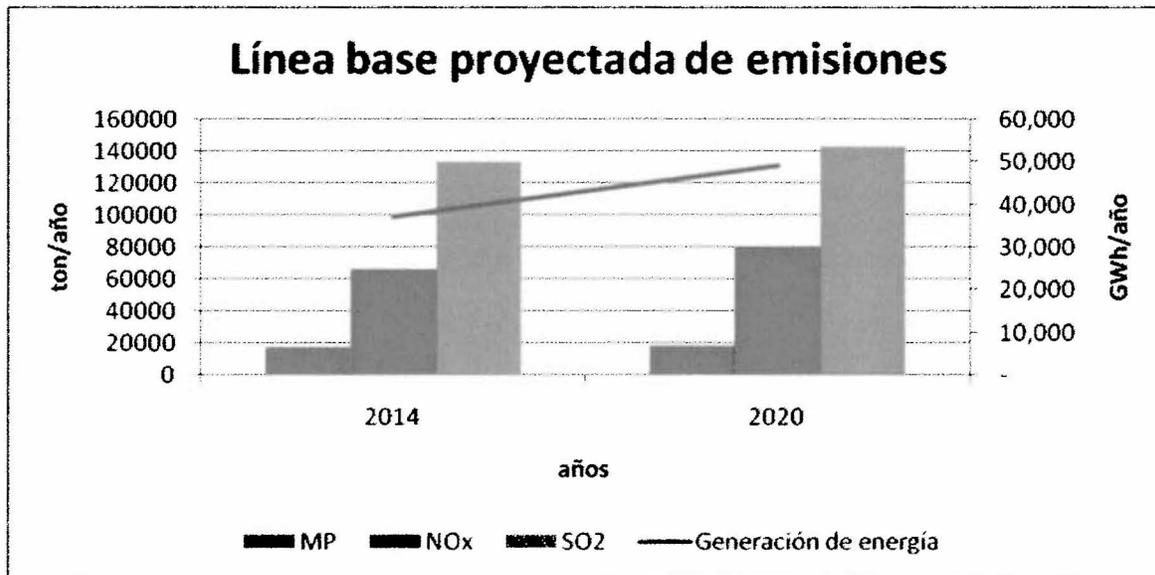


Figura 5. 1: Línea base de emisiones proyectada para material particulado, anhídrido sulfuroso y óxidos de nitrógeno.

5.1.2 Reducción de emisiones

Para estimar la reducción de emisiones, en cada escenario, se ha establecido inicialmente el delta de concentraciones de los caudales en la salida de las chimeneas para cumplir cada escenario de norma, luego en base a la información de generación esperada de cada central se ha obtenido la reducción de emisiones para cada escenario de norma. En las siguientes tablas se muestra las emisiones proyectadas y la reducción de ellas con cada escenario de norma para los años 2014 y 2020.

En la Tabla 5.2 se muestra las emisiones de material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y metales pesados para cada uno de los escenarios de norma y el caso base al año 2014. En el Escenario 1 se tiene una reducción de emisiones de un 56% para material particulado, de un 24% para óxidos de nitrógeno, y de un 48% para dióxido de azufre. Por su parte, en el Escenario 2, se tiene una reducción de emisiones de 73%, 45%, y 73% para el MP, NOx, y SO₂, respectivamente. Finalmente en el Escenario 3, la reducción de emisiones es de un 83% en el caso del MP, un 70% para NOx, y un 86% en el SO₂.

Respecto a los metales pesados, la reducción de emisiones en el escenario 1 es de 0%, 47%, y 49%, para mercurio, níquel y vanadio, respectivamente. En el Escenario 2 la reducción es mayor siendo de 5%, 75% y 75% para mercurio, níquel y vanadio, respectivamente. En el Escenario 3 la reducción de emisiones de mercurio llega a 29% y para níquel y vanadio llega al 87%.

La Tabla 5.3 muestra las emisiones que se tendrían al año 2020 para cada uno de los escenarios de norma y el caso base. En el escenario 1 se tiene una reducción del 50% de las emisiones de material particulado, un 23% de los óxidos de nitrógeno, y un 39% el dióxido de azufre. En el Escenario 2, las emisiones se reducen en un 67%, 41%, y 66% para el MP, NO_x, y SO₂, respectivamente.

Tabla Nº 11
Unidades Generadoras del Sistema Eléctrico de Magallanes (SIC)
Diciembre de 2008
(Fuente: CNE)

Sistema	Propietario	Tipo de Combustible	Año Puesta en Servicio	Potencia MW
Punta Arenas	EDELMAG S.A.	Gas Natural	1984	23,75
	EDELMAG S.A.	Gas Natural	2003	13,70
	EDELMAG S.A.	Gas Natural	1997	10,00
	EDELMAG S.A.	Gas Natural	1997	2,72
	EDELMAG S.A.	Diesel	1993	1,46
	EDELMAG S.A.	Diesel	1993	1,46
	EDELMAG S.A.	Diesel	1958	1,40
	EDELMAG S.A.	Diesel	1958	1,40
	EDELMAG S.A.	Diesel	1962	1,40
	EDELMAG S.A.	Gas Natural	2007	10,70
	EDELMAG S.A.	Gas Natural	2008	15,00
Puerto Natales	EDELMAG S.A.	Gas Natural	2002	1,18
	EDELMAG S.A.	Gas Natural	1977	0,80
	EDELMAG S.A.	Gas Natural	1977	0,80
	EDELMAG S.A.	Diesel	2001	1,46
	EDELMAG S.A.	Diesel	1961	0,30
	EDELMAG S.A.	Gas Natural	2005	1,18
	EDELMAG S.A.	Gas Natural	2008	1,42
	EDELMAG S.A.	Diesel	2008	1,36
Porvenir	EDELMAG S.A.	Gas Natural	2003	1,18
	EDELMAG S.A.	Gas Natural	1983	0,88
	EDELMAG S.A.	Diesel	2000	0,92
	EDELMAG S.A.	Gas Natural	2007	1,18
	EDELMAG S.A.	Diesel	2008	1,36
Puerto Williams	EDELMAG S.A.	Diesel	2004	0,59
	EDELMAG S.A.	Diesel	1993	0,50
	EDELMAG S.A.	Diesel	1993	0,36
	EDELMAG S.A.	Diesel	2007	0,25
Total MW				98,71

Finalmente, para el 3scenario 3, se tiene una reducción de emisiones 79% en el caso del MP, de un 67% para NO_x, y un 83% en el SO₂.

Respecto a los metales pesados, la reducción de emisiones en el escenario 1 es de 0%, 47%, y 47%, para mercurio, níquel y vanadio, respectivamente. En el escenario 2 la reducción es mayor siendo de 4%, 73% y 73% para mercurio, níquel y vanadio, respectivamente. En el escenario 3 la reducción de emisiones de mercurio llega a 28% y para níquel y vanadio llega al 87%.

Tabla 5. 2: Emisiones año 2014.

ESCENARIOS	EMISIONES ton/año					
	MP	NO _x	SO ₂	Hg	Ni	V
SIN NORMA	17,833	66,086	133,253	5.9	180	359
Escenario N°1	7,805	50,223	69,913	5.9	96	183
Escenario N°2	4,794	36,632	36,496	5.6	46	92
Escenario N°3	2,971	19,692	18,553	4.2	23	46

Tabla 5. 3: Emisiones año 2020.

ESCENARIOS	EMISIONES ton/año					
	MP	NO _x	SO ₂	Hg	Ni	V
SIN NORMA	18,264	79,742	142,891	7.8	234	469
Escenario N°1	9,171	61,365	87,526	7.8	123	247
Escenario N°2	6,042	47,417	48,069	7.5	62	124
Escenario N°3	3,901	26,592	24,785	5.6	31	62

En las siguientes figuras se muestra la reducción de emisiones para cada escenario de norma en los cortes temporales 2014 y 2020. En la Figura 5.2 y 5.3 se muestra la reducción de emisiones para material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y en las figuras

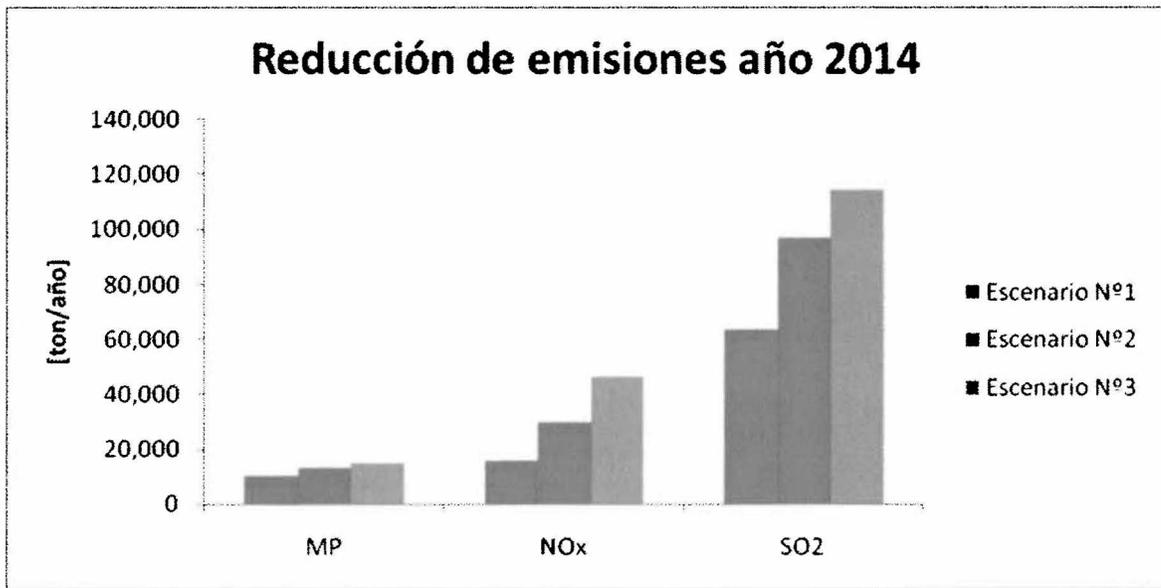


Figura 5. 2: Reducción de emisiones año 2014 para material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.

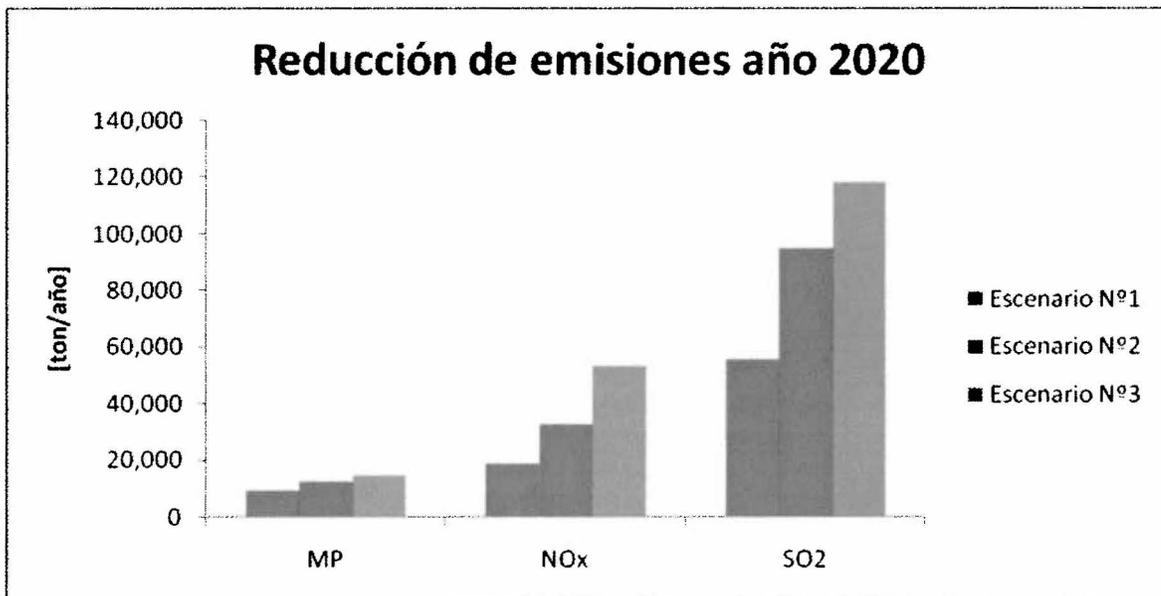


Figura 5. 3: Reducción de emisiones año 2020 para material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno.

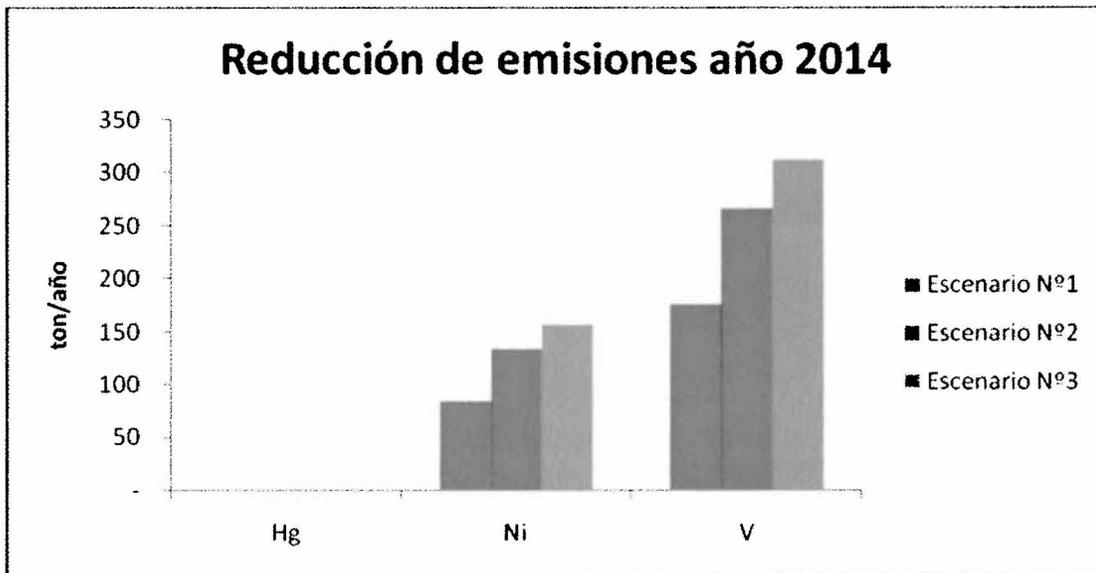


Figura 5. 4: Reducción de emisiones año 2014 para mercurio, níquel y vanadio.

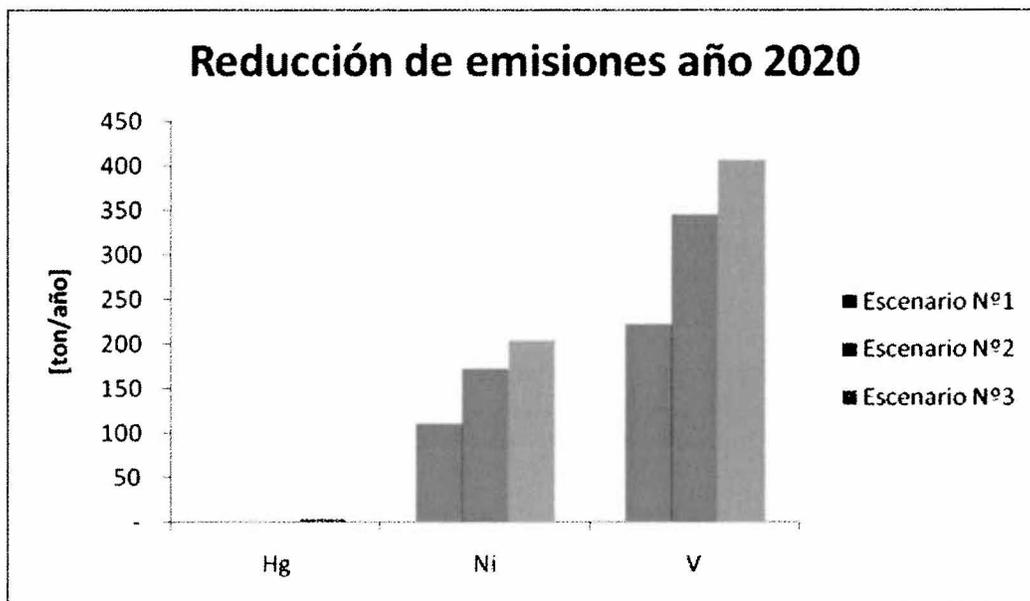


Figura 5. 5: Reducción de emisiones año 2020 para mercurio, níquel y vanadio.

5.2 Factibilidad técnica y económica de la reducción de emisiones del sector

5.2.1 Estrategias para reducción de emisiones

La reducción de emisiones se puede lograr realizando modificaciones operacionales en los procesos de combustión, control preventivo y primario, o mediante el uso de tecnologías de abatimiento, que permiten controlar el nivel de emisiones una vez generadas.

5.2.1.1 Tecnología básica.

- a) Óxidos de nitrógeno: la formación de óxidos de nitrógeno puede controlarse mediante modificación del funcionamiento y del diseño de los procesos de combustión. Algunas de las modificaciones pueden ser el uso de quemadores Low NOx, recirculación de gases y combustión con bajo exceso de aire, en el caso de las calderas.

Para las turbinas es posible utilizar inyección de agua en la combustión, disminuyendo así la temperatura e inhibir la formación de óxidos de nitrógeno.

- b) Dióxido de azufre: para el control de emisiones de dióxido de azufre uno de los más significativos y simples cambios a nivel operacional, es la utilización de combustibles con menor contenido de azufre, siempre y cuando esto sea económicamente viable. Actualmente, existen carbones con bajo porcentaje de azufre (< 1%), que pueden reemplazar a carbones de mayor contenido de azufre. Pero, la utilización de carbones bajos en azufre puede elevar los costos.

En el caso del petróleo pesado, existe una variedad con distinto contenido de azufre y además puede ser sustituido por petróleo liviano (diesel) el que actualmente tiene un contenido máximo de azufre de 350 ppm a nivel país. Al año 2010, se producirá un cambio en el nivel de azufre del combustible a nivel nacional llegando a 50 ppm⁶³.

Otra modificación al proceso de combustión es la implementación de lecho fluidizado para las calderas, esta implementación permite la desulfurización integrada mediante la inyección de caliza en el lecho, lo que tiene eficiencias entre un 80% y 90%⁶⁴, como es el caso de la central térmica Petropower cuyo sistema de inyección alcanza un 90%⁶⁵ de remoción.

5.2.1.2 Tecnologías de control secundario.

Las tecnologías de control de emisiones, permiten la captura de los contaminantes atmosféricos, previa emisión de los gases a la atmósfera.

Para el abatimiento de material particulado se cuenta con separadores inerciales, utilizados en primera etapa de limpieza, depuración por vía húmeda, útil en casos en que la corriente de aire posee otros contaminantes solubles, y filtros de mangas y Precipitadores electrostáticos que son

⁶³ El D.S. 319 establece los requisitos para Diesel Grado B Resto País, siendo las especificaciones de 350 ppm de azufre vigentes a partir de Enero 2007.

⁶⁴ Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica.

⁶⁵ Fuente: Información declarada en encuesta.

métodos de alta eficiencia en la remoción de partículas pequeñas (<10 µm). No es recomendable utilizar filtros de mangas en casos en los que se tiene alto contenido de azufre en el combustible o alta reactividad de los gases con la tela, ya que disminuye la vida útil de esta. Por su parte, los Precipitadores no deben utilizarse en casos de alta resistencia eléctrica de las partículas.

Para el control de emisiones de dióxido de azufre se dispone de tres sistemas de desulfurización, húmeda, de humidificación controlada y de agua de mar. Estos métodos pueden ser utilizados en centrales dependiendo del nivel de azufre en el combustible que poseen⁶⁶, para el caso de la desulfurización de agua de mar el contenido de azufre debe ser menor a 1,5% si se trata de una central carbonera y menor a 2,5% si se trata de una central que utilice Fuel Oil.

Para el control de emisiones de óxidos de nitrógeno se utilizan, principalmente, los sistemas de reducción selectiva, donde los óxidos de nitrógeno son reducidos a nitrógeno molecular y vapor de agua. Para lograr la reacción a menores temperaturas y alcanzar mayores eficiencias se utiliza un catalizador.

En el Anexo II: Descripción tecnologías de control de emisiones, se tiene una descripción más detallada de las tecnologías de control de emisiones.

En las tablas siguientes se muestra la eficiencia de remoción de las distintas tecnologías de abatimiento de control primario y secundario de emisiones.

Tabla 5. 4: Eficiencia de remoción tecnología básica.

Tecnología	Contaminante	Eficiencia
Inyección de caliza en lecho fluidizado	SO ₂	80%-90% ⁽¹⁾
LN-RG	NO _x	64% ⁽²⁾
Recirculación de gases (RG)	NO _x	60% ⁽³⁾
Quemador Low NOx (QLN)	NO _x	35%-55% ⁽⁴⁾
Inyección de agua o vapor (IA V)	NO _x	68% ⁽⁵⁾
Combustión con bajo exceso de aire	NO _x	10%-20% ⁽⁶⁾

- (1) : Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica 2008, Banco Mundial
- (2) : Evaluation of Gas Reburning and Low-NOx Burners on a Wall-Fired Boiler, US department of Energy.
- (3) : Evaluation of Gas Reburning and Low-NOx Burners on a Wall-Fired Boiler, US department of Energy.
- (4) : AP-42, 5ta edición, "External combustión sources", "Bituminous and Subbituminous Coal Combustion".
- (5) : Eficiencia de IA V en turbina a gas. Boletín técnico: ¿Óxidos de nitrógeno (NOx) porque y como se controlan? EPA-456-F-00-002.
- (6) : AP-42, 5ta edición, "External combustión sources", "Bituminous and Subbituminous Coal Combustion".

Tabla 5. 5: Eficiencia de remoción tecnología de control de emisiones.

Tecnología	Contaminante	Eficiencia
DGC húmeda	SO ₂	< 98% ⁽¹⁾
DGC semiseca	SO ₂	<94% ⁽²⁾
DGC agua mar	SO ₂	< 97% ⁽³⁾
SCR	NO _x	80%-95% ⁽⁴⁾

⁶⁶ Tecnologías de Desulfurización de ALSTOM: Reduciendo emisiones de óxidos de azufre en plantas de generación de energía. Alain Bill, Paris, Francia. Svein-Ole Strommen, Oslo, Noruega.

Tecnología	Contaminante	Eficiencia
SCNR	NO _x	30%-50% ⁽⁵⁾
Precipitador electrostático	PM	<99.8% ⁽⁶⁾
Filtro de mangas	PM	<99,9% ⁽⁷⁾

(1), (2), (4), (5): Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para plantas de energía térmica 2008, Banco Mundial.

(3): Tecnologías de Desulfurización de ALSTOM: Reduciendo emisiones de óxidos de azufre en plantas de generación de energía. Alain Bill, París, Francia. Svein-Ole Strommen, Oslo, Noruega.

(6): Manual de costos de control de contaminación del aire de la EPA. 6ta edición, 2002.

(7): AP-42, EPA, "External combustion sources", "Bituminous and Subbituminous Coal Combustion".

5.2.2 Tecnologías utilizadas por las centrales termoeléctricas

A continuación se muestra un resumen del nivel de equipamiento para control de emisiones que poseen las centrales termoeléctricas (ver Anexo III: Tecnologías de control utilizadas). El estado actual de las tecnologías de control de emisiones para material particulado, se muestra en la Figura 5.6, del total de fuentes sólo un 22% cuenta con alguna tecnología de abatimiento para material particulado. Además, en la figura se muestra el porcentaje del sector termoeléctrico que contará con abatimiento para material particulado al año 2011⁶⁷, año en que se ha supuesto empezaría a regir la norma para las unidades de generación nuevas. Como se ve en la figura, el 29% de las fuentes contará con control de abatimiento para ese año.

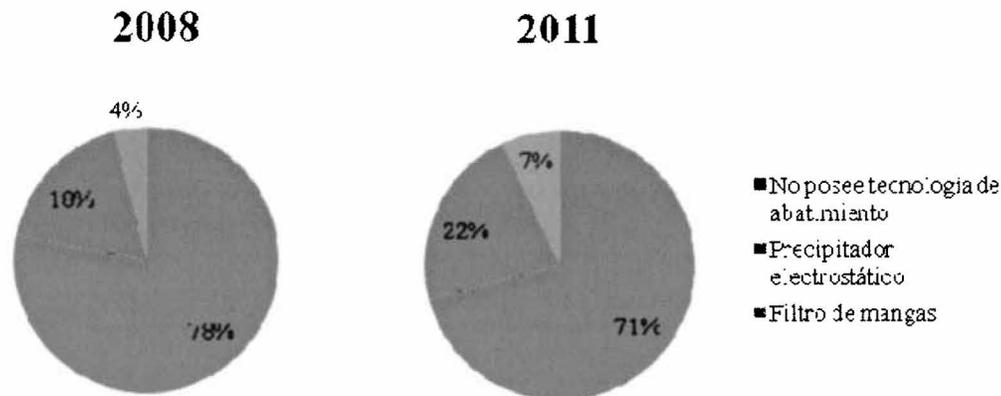


Figura 5. 6: Tecnologías de abatimiento para material particulado usadas por las centrales termoeléctricas año 2008 y 2011.

Fuente: Elaboración propia en base a encuesta e información de SEIA.

Para el caso de los óxidos de nitrógeno un 39% de las fuentes cuenta, con una tecnología de control de emisiones, este porcentaje aumentará a un 49% al año 2011, según información obtenida del SEIA. La Figura 5.7 muestra el desglose por tecnología utilizada para ambos años.

⁶⁷ Información de nuevas centrales proyectadas al 2011 obtenida del SEIA.

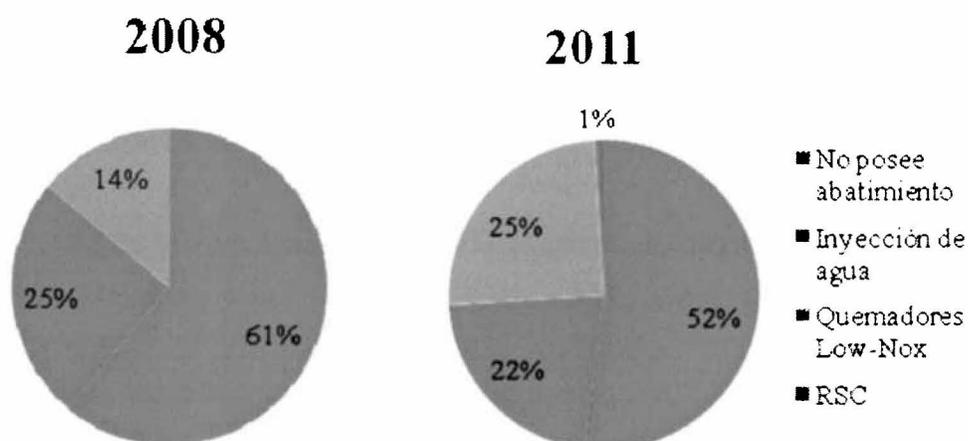


Figura 5. 7: Tecnologías de abatimiento para óxidos de nitrógeno usadas por las centrales termoeléctricas año 2008 y 2011.

Fuente: Elaboración propia en base a encuesta e información de SEIA.

En el caso de la tecnología de abatimiento para dióxido de azufre, al año 2008, sólo el 2% del sector contaba con alguna tecnología de control de emisiones. Este porcentaje aumenta hacia el año 2011, cuando el 17% de las fuentes contará con alguna tecnología de control de emisiones. En la Figura 5.7, se muestra la distribución de las tecnologías utilizadas.

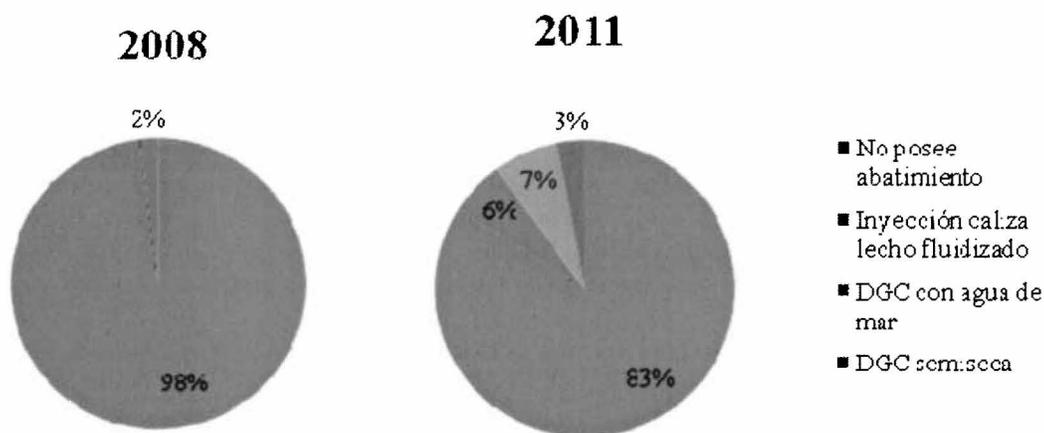


Figura 5. 8: Tecnología de abatimiento para dióxido de azufre usadas por centrales termoeléctricas año 2008 y 2011.

Fuente: Elaboración propia en base a encuesta e información de SEIA.

5.2.3 Nivel de cumplimiento de los escenarios de norma para el parque proyectado al año 2020.

El nivel de incumplimiento de los distintos escenarios de norma, previo a la adquisición de tecnología de abatimiento por parte de las centrales se muestra en la siguiente tabla. En el escenario 3 donde se da el mayor porcentaje de incumplimiento, para material particulado se tiene que más del 40% del parque tendría que aumentar su nivel de abatimiento de emisiones, para óxidos de nitrógeno entorno al 70% y para dióxido de de azufre en torno al 60%.

Tabla 5. 6: Nivel de incumplimiento del parque proyectado al 2020.

Escenarios	% de Incumplimiento de fuentes		
	PM	NO _x	SO ₂
Escenario 1	19%	20%	34%
Escenario 2	33%	47%	53%
Escenario 3	43%	67%	57%

5.3 Estimación de Costos de Controles de Abatimiento

5.3.1 Antecedentes Generales

Para la estimación de costos de las distintas tecnologías de abatimiento de Material Particulado, Óxidos de Nitrógeno y Dióxido de Azufre se consideró el modelo del Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA (6ta edición), el modelo CUECost (Cost Coal Utility Environmental Cost Model), Documentos del Banco Mundial, información de agentes proveedores de equipos de control de emisiones y otras fuentes. Es importante notar que estos modelos han sido desarrollados en base a información de centrales con caldera. Sin embargo, se han hecho modificaciones en las variables y parámetros de los modelos que dependen del tipo de tecnología de generación y combustible utilizado, de forma de desarrollar un procedimiento aplicable a otras tecnologías.

El Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA (6ta edición), se utilizó para estimar costos asociados a Filtro de Mangas y Precipitadores Electroestáticos para el control de material particulado, y tecnologías SCR y SNCR para control de óxidos nitrosos. En este manual, se establecen formas de estimar costos de equipos, a nivel de inversión total, costos fijos y costos variables asociados a cada abatimiento modelado. El objetivo de este manual es obtener estimaciones de estudio, es decir, con un rango de hasta +30%/-30% versus cotizaciones.

El modelo CUECost fue utilizado para calcular costos de inversión y costos fijos para quemadores Low NO_x. El costo variable no combustible (CVNC) adicional a los costos variables de operación de unidades térmicas, se asume igual a cero.

Para costos de inversión, fijos y variables anuales asociados a tecnologías de abatimiento para SO₂, se utilizó el documento “Guía sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica” del Banco Mundial, así como una referencia web sobre costos de Desulfurizadores de Gas de Combustión, e información de proveedores de equipos de control ambiental.

Además de todo lo anterior, se utilizó información presentada por el banco Mundial, a través de la presentación realizada en Chile por un experto de dicha entidad, de forma de comparar los costos y validar supuestos realizados en el cálculo de costos.

Para actualizar los costos de inversión, fijos y variables no combustibles, se realizaron una serie de modificaciones para considerar las diferencias de costos que permitieran entregar valores consecuentes de los distintos insumos y variables de tales costos en Chile.

Las principales consideraciones al respecto, se listan a continuación:

- Se consideró un precio de dólar de 547.61 (en \$/US\$) (Valor observado del dólar al 19 de Octubre del 2009, Banco Central de Chile).
- Tasa utilizada en evaluación de costos de un 6%.
- Para los equipos se consideró un costo de flete de US\$3,000⁶⁸, dado por el costo de transporte de un container de 35 toneladas desde Miami. Se consideró además IVA sobre el costo de los equipos.
- Para la instalación de equipos de material particulado se consideró costos de montaje diario, asumiendo un año de instalación, y cimientos, para el soporte de una estructura de 9 toneladas.
- El costo de horas-hombre para operación y mantención de equipos de abatimiento consideró un valor de US\$7.2 (considerando un sueldo de \$700,000 mensuales).
- Costo de Solución de acuosa de urea y amoniaco son, respectivamente, 0.9052 US\$/gal y 0.14948 US\$/lb. Costo de consumo de agua es de 0.00071978 US\$/gal. (En base a cotizaciones realizadas por los consultores)
- Costo de electricidad para centrales de sistemas SIC y SING, fueron de 0.0995 US\$/kWh y 0.12287 US\$/kWh (Precio de Nudo, Abril 2009, en barras Quillota 220 kV y Crucero 220 kV).

5.3.2 Procedimiento de selección de tecnología de abatimiento

Se presenta a continuación el proceso de decisión de la tecnología de abatimiento usada para cada tipo de contaminante, en caso de no cumplir la norma para cada escenario.

5.3.2.1 Proceso de selección de tecnología para abatimiento de Material Particulado

Se divide el procedimiento de acuerdo a si la central existente cuenta con abatimiento o si siendo una central futura tiene asociado equipo de abatimiento para control secundario de material Particulado, o no posee equipo de abatimiento. En caso de tenerlo, se considera tal y se calcula un costo de reacondicionamiento.

Si éste es un filtro de mangas, se aumenta la eficiencia cambiando las mangas, ya que las mangas de tela usadas normalmente en el mercado entregan eficiencia muy altas (>99%, o emisiones inferiores

⁶⁸ Costos de transporte vía marítima, Fuente: CCNI, www.ceni.cl

a 30mg/Nm³), por lo que una eficiencia menor se explica por problemas de mantención y operación del equipo, así como no realizarse oportunamente reemplazo de mangas. Los valores de mangas consideradas se basan en costos aproximados de tales partes para el control secundario de MP, por ejemplo, información de la central Bocamina (Unidad 1).

En caso de ser el equipo existente un precipitador electrostático, se considera aumento de tamaño de secciones y número de campos del precipitador de forma de alcanzar la eficiencia requerida. En términos de costos, se evalúa considerando la diferencia de inversión entre dos equipos, con eficiencias de equipo existente y requerido. Adicionalmente se considera un sobre costo de un 20%.

En caso de que no se cuente con control secundario de emisiones de material particulado, se toma la decisión en base al tipo de tecnología de la central: Si es una central a vapor, se usan filtros de mangas, y si no, precipitadores electrostáticos. Para el caso de las centrales a vapor, se considera esta decisión ya que los precipitadores electrostáticos tienen problemas de captura de material particulado para carbón si éste tiene alta resistividad (el contaminante). En el caso de centrales que funcionan con Petróleo Diesel, Fuel Oil u otro derivado del petróleo, no se utilizan filtros de mangas, debido a la adherencia de tales partículas a la tela, y caída de presión que aumenta los costos de operación de la central, además de existir riesgos de incendios de las mangas dado lo inflamable del flujo tratado.

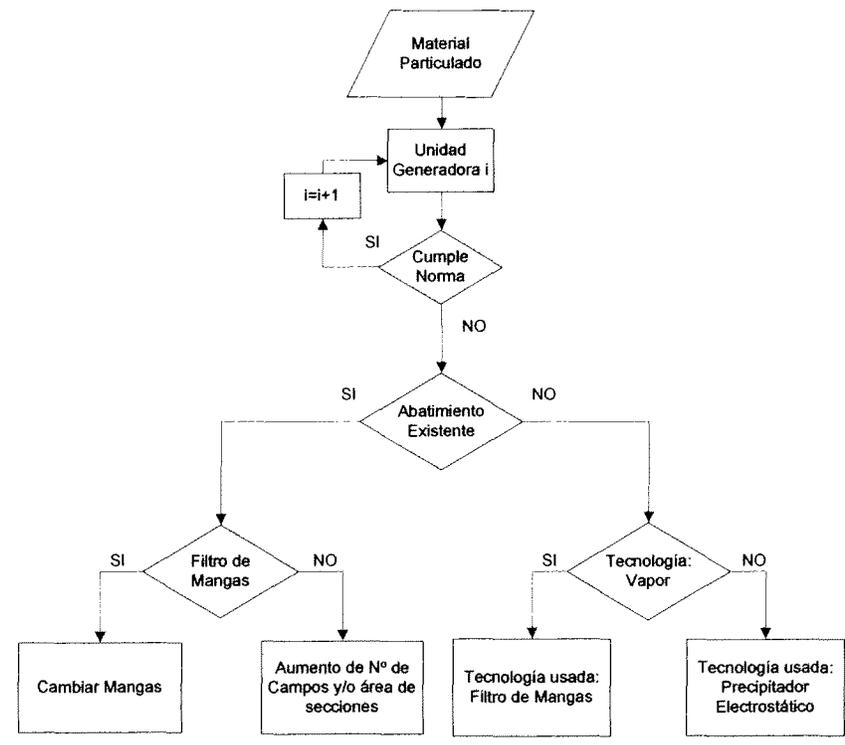


Figura 5. 9: Proceso de selección de tecnología abatimiento material particulado.

5.3.2.2 Proceso de selección de tecnología para abatimiento de NO_x

Inicialmente se divide el procedimiento de acuerdo al tipo de central. Si es una central a vapor, se discrimina entre unidades de acuerdo a si tienen quemadores Low NO_x en la caldera, o no.

En caso de tener tal tecnología, se elige usar SCR cuando la eficiencia de abatimiento requerida es mayor a 50%⁶⁹, y SNCR cuando no lo es. Un equipo SNCR es menos costoso que un equipo SCR, sin embargo, tiene un máximo de remoción menor al del equipo SCR.

Si no posee tecnología Low NO_x, las alternativas consideradas son quemadores Low NO_x y SCR. Para eficiencias de remoción requeridas superiores a un 55%⁷⁰, se elige la tecnología SCR. En caso contrario, quemadores Low NO_x.

Para centrales con turbinas a gas, se utiliza tecnología SCR.

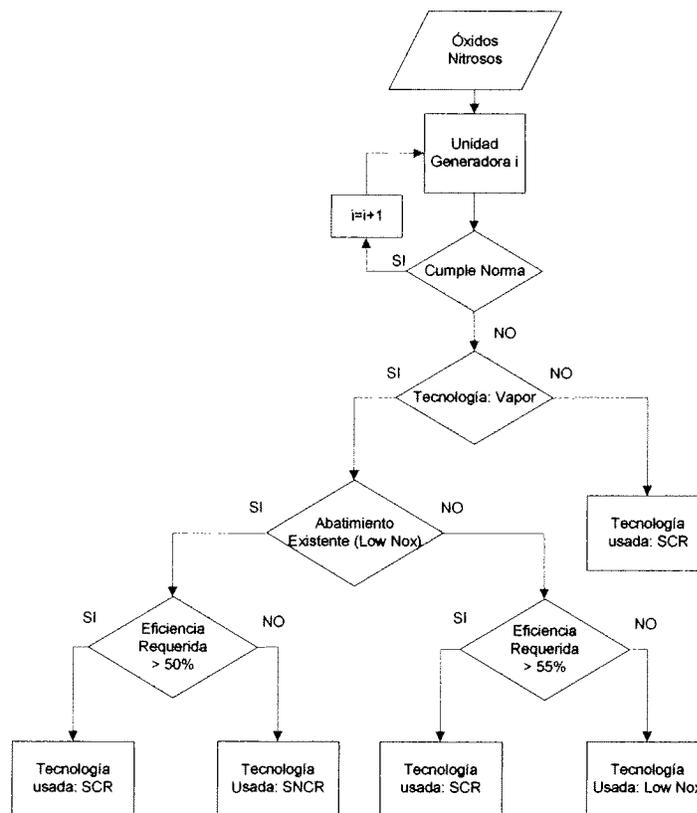


Figura 5. 10: Proceso de selección de tecnología abatimiento de óxidos nitrosos.

5.3.2.3 Proceso de selección de tecnología para abatimiento de SO₂

Se analiza el nivel de equipamiento para abatimiento de la central, con lo que se procede de distinta forma dependiendo de si la central cuenta o no con un equipo de abatimiento de dióxido de azufre.

⁶⁹ Eficiencia Máxima de Equipo SNCR. Fuente: Banco Mundial.

⁷⁰ Eficiencia Máxima de quemadores Low NO_x (para calderas). Fuente: EPA AP 42

Si no se cuenta con equipo de abatimiento, la decisión de que equipo utilizar considera el nivel de remoción requerido, si la eficiencia requerida es superior al 97%⁷¹ la alternativa considerada es utilizar desulfurizador húmedo, que alcanza hasta un 98%⁷² de eficiencia. Si el nivel de remoción requerida es menor al 97% y se trata de una central de tipo turbina a gas, se considera como opción la implementación de un desulfurizador semi-húmedo, en el caso de que la remoción requerida sea menor a 94%⁷³, y desulfurizador húmedo, si la remoción requerida es mayor a 94%.

Para centrales de turbina a gas no se considera la utilización de desulfurizador de agua de mar ya que se ha supuesto que estas centrales, en su mayoría, no se encuentran en las cercanías del mar. Para el caso de las centrales de turbina a vapor que requieran una eficiencia menor a 97% se considera la utilización de un desulfurizador de agua de mar.

Si la central proyecta la construcción de algún equipo de abatimiento, la selección del equipo de abatimiento a utilizar se ha realizado en forma similar a como se ha expuesto en el párrafo anterior. La diferencia es que en este caso se ha determinado el aumento de la inversión y costos de operación que debería tener cada central para cumplir con el nivel de emisiones, en comparación a la tecnología proyectada.

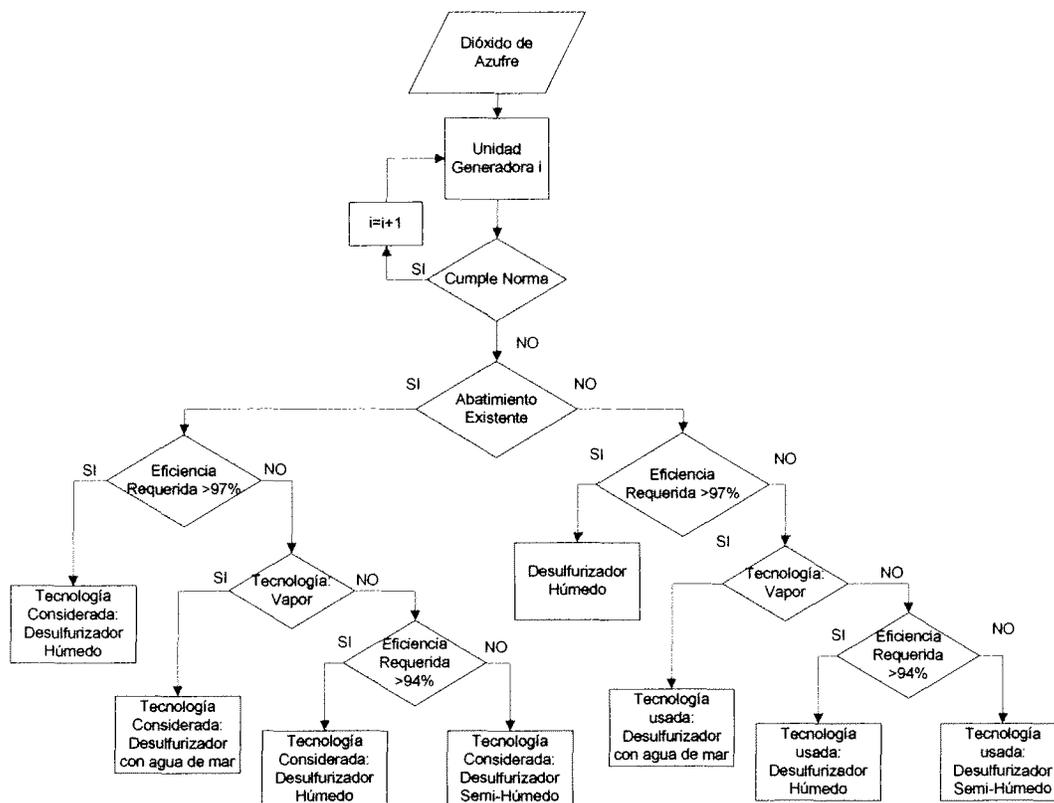


Figura 5. 11: Proceso de selección de tecnología abatimiento de dióxido de azufre.

⁷¹ Eficiencia desulfurizador de agua de mar, ALSTOM

⁷² Eficiencia máxima desulfurizador húmedo, Banco Mundial

⁷³ Eficiencia máxima desulfurizador semi-húmedo, Banco Mundial

5.3.3 Procedimiento de estimación de costos por tipo de abatimiento

La estimación de costos de las distintas tecnologías, ha requerido el dimensionamiento de los equipos. Las principales variables utilizadas para ello son: potencia térmica, combustible, flujo volumétrico, concentración de contaminante y eficiencia requerida. En medida de la información disponible, se han usado modelos e información presente en la literatura, así como información de proveedores de equipos de abatimiento.

5.3.3.1 Material Particulado

Para dimensionar estos equipos se utilizan modelos presentes en el Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA, Sexta Edición, Junio 2002. Además, se considera el índice 'Chemical Engineering Plant Cost Index' para actualizar los costos de los equipos, en función de la variación de tal índice del año de referencia del precio (1998) al año 2008. Este valor corresponde a un 48%. Finalmente se considera el incremento del costo de capital de un 30% en centrales existentes, por mayores costos de instalación y material para adaptar el equipo, donde se requiera realizar ampliaciones, modificaciones en la estructura de la planta, etc. El rango presentado en el manual para precipitadores electrostáticos es entre 1.3 a 1.5 veces la inversión considerando reconversión. Así también, en el modelo CUE Cost se presenta un factor de reconversión de 1.3 para un nivel promedio de dificultad.

I. Filtros de Mangas

El modelo asociado a filtros de mangas es desarrollado en la sección 6, capítulo 1, llamado 'Filtros y casas de Bolsas', Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA (6ta edición). En este se detallan los distintos tipos de filtros disponibles por componentes tanto en telas a usar como en material de construcción de jaulas, sistemas de limpieza, etc.

Para el dimensionamiento y determinación de costos del filtro de mangas es necesario calcular la relación gas-a-tela, es decir, cuanto flujo de gas pasa a través de una cierta cantidad de tela, para obtener por consecuencia la cantidad de material de filtrado de las mangas. Este parámetro depende de las características del material particulado, de la temperatura del flujo, del sistema de limpieza usado, del material usado para las mangas, de la concentración del contaminante, etc. Una vez obtenido tal valor se calcula la superficie de tela a utilizar, y el número de mangas a considerar. Además, la relación gas-a-tela y el sistema de limpieza (se asume limpieza a chorro pulsante) determinan el costo de la casa de bolsas y aislación necesaria del equipo.

El flujo volumétrico de gas de combustión (en pies cúbicos reales por minuto) es el principal parámetro en el costo de inversión del filtro de mangas. La eficiencia de remoción del equipo es una consecuencia del material de las mangas y de la operación, mantenimiento y oportuno reemplazo de las mangas.

El modelo también calcula costos variables no combustibles como depósito del contaminante removido, consumo de electricidad, aire comprimido, etc. Así también calcula costos fijos de operación y mantenimiento, y de reemplazo de mangas.

En el siguiente cuadro se presentan los supuestos asociados para la modelación.

Tabla 5. 7: Supuestos del cálculo de costos, filtros de mangas.

Ítem	Consideración
Temperatura de operación en equipo	325°F
Sistema de Limpieza	Chorro Pulsante
Costo de Bolsas	En base a información de central Bocamina (unidad 1)
Indexación	Índice 'Chemical Engineering Cost Plant Index', mensualmente por la revista Chemical Engineering Review
Eficiencia	99.6% o más para partículas menores a 1um
Vida útil de mangas	2 años en operación continua

Finalmente, se presentan los ítems considerados en cada costo del equipo de abatimiento:

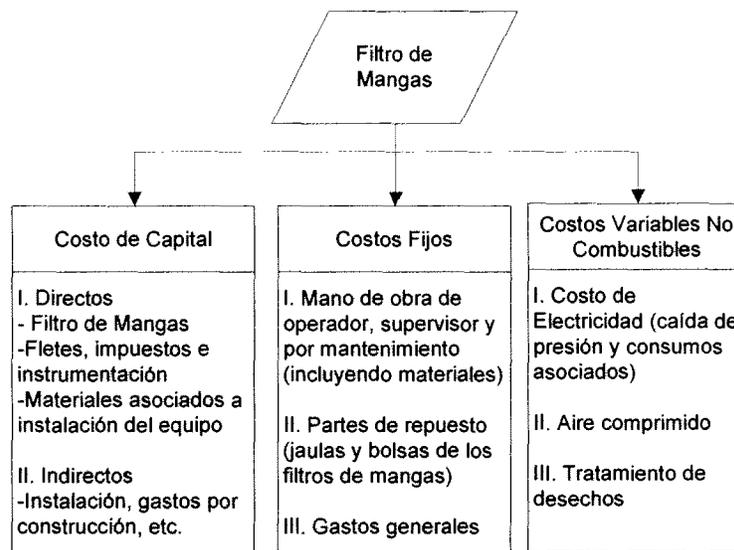


Figura 5. 12: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para filtro de mangas.

II. Precipitadores Electrostáticos

El modelo asociado a precipitadores electrostáticos es desarrollado en la sección 6, capítulo 3, llamado 'Precipitadores Electrostáticos', Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA (6ta edición). Las variables más importantes en el diseño son el flujo volumétrico de gas entrante (en pies cúbicos reales por minuto) y la eficiencia requerida para el equipo de abatimiento.

A partir de la eficiencia de remoción requerida se determina primero el área específica de recolección (SCA-specific collection area o flujo de gas por unidad de área de placas recolectoras). Posteriormente con el SCA y el tamaño del flujo de gas de combustión (en acfm) se calcula el área de las placas recolectoras a usar, dimensionando el tamaño y costo del equipo.

El modelo también calcula costos variables no combustibles como depósito del contaminante removido y consumo de electricidad. Así también calculan costos fijos de operación y mantenimiento. En la siguiente tabla se presentan los supuestos asociados al cálculo de costos de un precipitador electrostático.

Tabla 5. 8: Supuestos del cálculo de costos, precipitadores electrostáticos.

Ítem	Consideración
Temperatura de operación en equipo	325°F
Tipo	Precipitador de tipo placa de alambre
Indexación	Índice 'Chemical Engineering Cost Plant Index', mensualmente por la revista Chemical Engineering Review
Eficiencia	Desde 95%

A continuación se presentan los ítems considerados en cada costo del equipo de abatimiento:

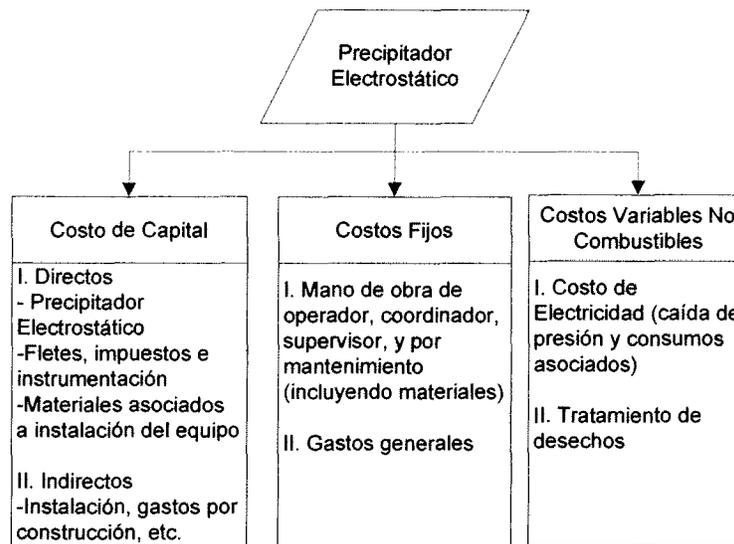


Figura 5. 13: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para precipitador electrostático.

5.3.3.2 Óxidos de Nitrógeno (NO_x)

Para dimensionar equipos de abatimiento para emisiones de NO_x, se utilizaron dos referencias: Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA, Sexta Edición, 2002; y el Modelo CUE Cost, de la EPA, versión actualizada al año 2000. Además, se considera el índice 'Chemical Engineering Plant Cost Index' para actualizar los costos de los equipos.

Para considerar costos de reacondicionamiento en las inversiones se diferencian de acuerdo a los modelos utilizados.

Para Quemadores Low NO_x se considera un nivel de reacondicionamiento bajo para centrales nuevas y nivel de reacondicionamiento promedio para centrales existentes.

Para equipos SNCR se considera el incremento del costo de capital de un 30% en centrales existentes, por mayores costos de instalación y material para adaptar el equipo, donde se requiera realizar ampliaciones, modificaciones en la estructura de la planta, etc. Este valor se presenta en el

mismo manual, donde hace referencia a incremento en la inversión por reconversión de entre un 10% a un 30% de la inversión.

Finalmente, para equipos SCR la ecuación de costo directo incluye un costo extra para diferenciar centrales existentes y nuevas en función de la dificultad de instalación y modificaciones necesarias en la planta original.

I. Quemadores Low NO_x

Se evalúa como único método de control primario la tecnología de quemadores Low NO_x. Ésta se limita (en forma de quemadores) a calderas. Para estimar costos de quemadores Low NO_x se recurre al modelo denominado *CUE Cost (Coal Utility Environmental Cost Model)*, el cual fue concebido para entregar costos de capital y anuales con +/-30% de exactitud. Éste modelo fue desarrollado para la *Environmental Protection Agency (EPA)* en el año 1998, y se utiliza la versión actualizada al año 2000.

La principal variable del cálculo es la potencia eléctrica asociada a la unidad generadora. Adicionalmente se consideran los parámetros del tipo de caldera del quemador y nivel de reacondicionamiento. Se asumen costos variables no combustibles nulos, y se calculan también costos fijos por operación y mantenimiento. En la siguiente tabla se enuncian los principales supuestos de la estimación de costos.

Tabla 5. 9: Supuestos del cálculo de costos, quemadores Low NO_x.

Ítem	Consideración
Tipo de quemador Low NO _x	tangencial
Nivel de reacondicionamiento	Centrales Nuevas: Bajo Centrales Existentes: Promedio
Indexación	Índice 'Chemical Engineering Cost Plant Index', mensualmente por la revista <i>Chemical Engineering Review</i>
Costo Variable No combustible	Nulo

Dados los supuestos anteriores y el modelo utilizado, se calculan costos de capital, fijos y variables no combustibles. Los ítems considerados en cada uno se citan a continuación:

- *Costo de Capital*: Inversión, en función de la Potencia Eléctrica de la unidad.
- *Costos Fijos*: Costos por mantenimiento (mano de obra y materiales), control, administración, costos para servicios auxiliares, todos basados en porcentajes sobre la inversión, directa o indirectamente.
- *Costos Variables No combustibles*: Estos costos se han asumido iguales a cero.

II. Reducción No Catalítica Selectiva (SNCR)

El modelo para cálculo de un SNCR (*Selective Noncatalytic Reduction* o Reducción No Catalítica Selectiva) se desarrolla en la sección 4.2 'Controles de NO_x Post-Combustión', capítulo 2, Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA (6ta edición).

Se considera de acuerdo al Manual de Costos, a partir de la eficiencia de remoción y la potencia térmica asociada a la unidad. Con todo ello se determina el costo del equipo instalado.

Las principales variables del costo de capital son la potencia térmica (en MMbtu/hr) y la eficiencia requerida de remoción de NO_x. Con ellos se determina el costo del equipo y posteriormente la inversión, salvo por el capital asociado a reactivos en reserva para iniciar la operación del abatimiento. Los valores de reactivos, concentración de entrada y de disposición de desechos se ven reflejados en la estimación de costos anuales variables no combustibles.

Como reactivo, se utiliza urea o amoniaco, asumiéndose en los cálculos el uso del segundo. El modelo calcula consumo de electricidad, de agua para la solución, de reactivo para lograr la eficiencia de remoción, de costo de carbón y cenizas para el proceso. Estos dos últimos costos no fueron considerados ya que se relacionan con el costo variable de generación (el primero), y como consecuencia, aumento de costos de depósito de cenizas (el segundo). También se calculan costos fijos por operación y mantención del equipo.

Los supuestos asociados al cálculo se enlistan en la siguiente tabla:

Tabla 5. 10: Supuestos del cálculo de costos, equipo con tecnología SNCR.

Ítem	Consideración
Temperatura de la reacción	1850 °F
Reactivo	Urea, en disolución al 50% (% del peso)
Indexación	Índice 'Chemical Engineering Cost Plant Index', mensualmente por la revista Chemical Engineering Review
Costo Variable Combustible adicional	Nulo
Uso de tecnología	Solo en calderas

A continuación se presentan los ítems considerados en cada costo del abatimiento:

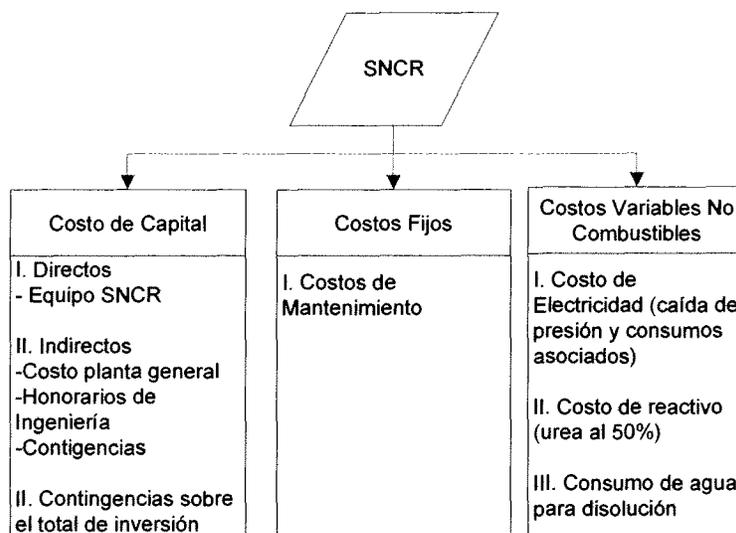


Figura 5. 14: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para Equipo SNCR.

III. Reducción Catalítica Selectiva (SCR)

El modelo para cálculo de un SCR (*Selective Catalytic Reduction* o Reducción Catalítica Selectiva) se desarrolla en la sección 4.2 'Controles de NO_x Post-Combustión', capítulo 2, Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la EPA (6ta edición).

Se calcula el equipo SCR a partir de la eficiencia de remoción requerida, concentración de NO_x a la entrada, porcentaje de azufre del combustible y potencia térmica asociada a la unidad generadora. Además, el costo de capital para inventario inicial depende del costo y tipo de reactivo.

Como reactivo, se utiliza amoniaco en solución acuosa al 29%. El modelo calcula consumo de electricidad, de reactivo para lograr la eficiencia de remoción, así como costos fijos por operación y mantención del equipo, y una anualidad por costo de reemplazo de las capas de catalizador de acuerdo al uso.

A continuación se listan los supuestos asociados al cálculo:

Tabla 5. 11: Supuestos del cálculo de costos, equipo con tecnología SCR.

Ítem	Consideración
Temperatura de operación en equipo	650 °F
Reactivo	Amoniaco, en disolución al 29% (% del peso)
Indexación	Índice 'Chemical Engineering Cost Plant Index', mensualmente por la revista Chemical Engineering Review
vida útil de capa de catalizador	24,000 hrs

En la figura siguiente se presenta un detalle de los ítems considerados para cada tipo de costo: de capital, fijos y variables no combustibles.

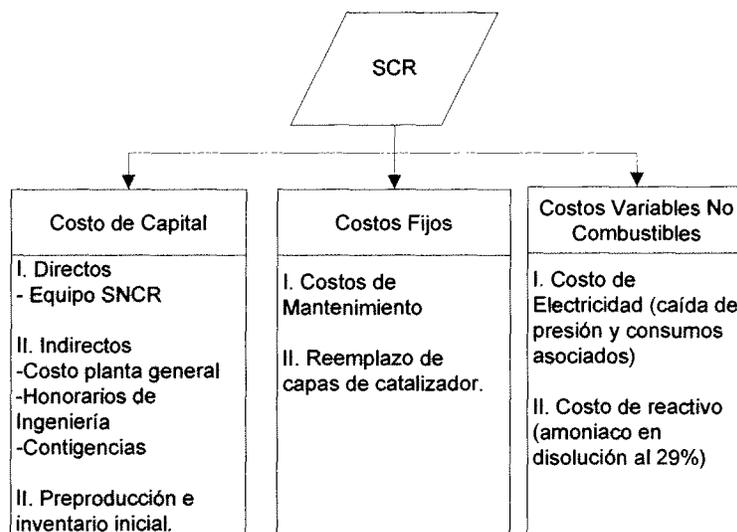


Figura 5. 15: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para Equipo SCR.

5.3.3.3 Dióxido de Azufre (SO₂)

I. Desulfurizadores

Para dimensionar equipos de abatimiento para emisiones de SO₂, se utilizó información de proveedores, cotizaciones reales e información de la literatura sobre desulfurizadores⁷⁴. De acuerdo a esta información se determinaron costos de inversión, costos anuales fijos y costos anuales variables no combustibles para cada caso.

Para la estimación de costos para esta tecnología, abatiendo Dióxido de Azufre (SO₂), se usan tres fuentes:

- a) Banco Mundial⁷⁵: Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las plantas de energía térmica y Presentación del Banco Mundial en Chile (2009).
- b) Alstom⁷⁶: Tecnologías disponibles en Chile para la generación limpia con carbón.
- c) Referencia web⁷⁷: Review of Capital and O&M Costs for FGD Retrofits.

A su vez, la modelación de los costos de estos tipos de DGC está basada en las siguientes variables:

- a) Eficiencia de remoción requerida.
- b) Cantidad de Azufre en el combustible.
- c) Combustible utilizado (carbón, diesel, etc).
- d) Relaciones de Costos de reactivo y subproductos por tonelada.

Se diferencian tres tipos de DGC: DGC Húmeda, DGC Semi-húmeda, y DGC con agua de mar. De acuerdo a sus características, se construyen las estimaciones uniando estas tres fuentes, y los siguientes supuestos:

- a) La proporción de costos de reactivo, consumo de agua y subproductos se toma de la presentación realizada por ALSTOM, comparando los 3 tipos de tecnologías.
- b) Valores en US\$/kW de la referencia 'Review of Capital and O&M Costs for FGD Retrofits' para los costos variables no combustibles, y se asume un factor de planta de la central de 80%.

En el caso de la inversión para los desulfurizadores se asume la relación de costos de inversión presentada en la tabla a continuación, apoyada en información de proveedores. Con valores unitarios de inversión para desulfurizadores húmedos, junto con lo anterior, se determinaron costos para otros desulfurizadores de las centrales que los requirieran.

⁷⁴Mcilvaine FGD and DeNOx Newsletter, Review of Capital and O&M Costs for FGD Retrofits, 2007.
<http://www.mcilvaine.com/brochures/newsletters/fgdn345/Review%20of%20Capital%20and%20O&M%20Costs%20for%20FGD%20Retrofits.htm>

⁷⁵ Diciembre del 2008.

⁷⁶ Presentación de ALSTOM: "Tecnologías disponibles en Chile para la generación Limpia con carbón" (Agosto, 2008).

⁷⁷Mcilvaine FGD and DeNOx Newsletter, No. 345, 'Review of Capital and O&M Costs for FGD Retrofits'. Enero del 2007.

Los costos fijos anuales se asumen como un porcentaje sobre la inversión de cada equipo de desulfurización. Tal porcentaje proviene de información del banco mundial donde se presentan costos de inversión unitaria y costos fijos. Tomando valores medios de cada intervalo, se obtienen los porcentajes presentados para cada tipo de desulfurizador.

Tabla 5. 12: Relación de costos de inversión y costos fijos sobre la inversión de desulfurizadores⁷⁸.

Tecnología de Abatimiento	Tecnología de Abatimiento	Desulfurizador de Agua de Mar	Desulfurizador Semi-Húmedo	Desulfurizador Húmedo
Inversión	proporción	0.6-0.75x	0.7-0.8x	1x
Costos Fijos	% sobre Inversión	1.2%	1.9%	2.1%

Para los costos variables no combustibles se usó información de un desulfurizador húmedo, y se ajustaron los ítems de costos (consumo de agua, consumo de electricidad, costos asociados a subproductos, y reactivo), de acuerdo a información de proveedores, y de documentos del banco mundial en que se señala la relación de costos de estos ítems, para los distintos tipos de desulfurizadores. Los supuestos asociados a los costos variables no combustibles.

Tabla 5. 13: Relación de costos de ítems de costo variable no combustible para desulfurizadores.

Tecnología de Abatimiento/ Ítem de CVNC	Electricidad	Reactivo	Subproductos	Agua
Desulfurizador de Agua de Mar	1.2x	*	*	*
Desulfurizador Semi-Húmedo	x	x (cal)	x	*
Desulfurizador Húmedo	1.5x	0.44x (caliza)	1.43x	x

Estos valores se usan asociados a eficiencias de cada abatimiento: 97% para DGC con agua de mar, 70% a 94% para DGC semiseca, y 85% a 98% para DGC húmeda. Así, cuando se considera el rango de variación de los costos variables no combustibles del desulfurizador húmedo, se tienen los valores extremos para cada tipo de desulfurizador. El valor mínimo de eficiencia se asigna a la mínima eficiencia, y el máximo, al máximo CVNC de cada caso.

Finalmente se presentan los ítems considerados en cada costo de los desulfurizadores:

⁷⁸ Presentación ALSTOM

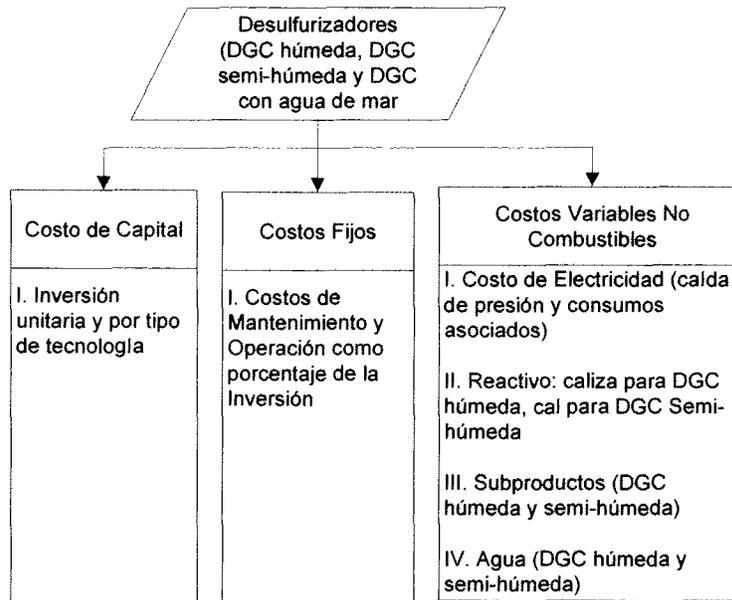


Figura 5. 16: Ítems de costos de capital, fijos y costos variables no combustibles para desulfurizadores.

5.3.4 Costos asociados a la medición de emisiones y fiscalización.

Los sistemas de medición de emisiones de contaminantes, se componen de cinco etapas; extracción, acondicionamiento, análisis, transmisión de datos y registro. Para la medición de los distintos contaminantes se utiliza una sola muestra, la que se acondiciona y luego es analizada en los analizadores según tipo de contaminante medido.

El acondicionamiento de la muestra contempla el nivel de oxígeno requerido para las mediciones según norma. Es importante acompañar la medición de concentraciones de gases de salida de una medición de caudal.

La tecnología de medición en cada chimenea debe escogerse en base al nivel de emisiones y debe realizarse una calibración adecuada para cada aplicación (calibración para cambio de combustible en centrales duales). Los sistemas de medición disponibles, hoy en Chile, son sistemas recomendados por la EPA.

Respecto del costo de fiscalización se deben incluir tanto los costos asociados a la auditoría de las tecnologías de medición como los costos asociados a la fiscalización de cumplimiento de la norma, inspectores en terrero, del organismo gubernamental responsable de esta tarea.

Pese a que los sistemas de monitoreo continuo disponen de sistemas de calibración automática, es necesario, para el control de la calidad de la medición y de los datos obtenidos, realizar algunos ensayos de auditoría para certificación inicial del sistema y para mantenimiento de este.

Los ensayos que se pueden realizar para la certificación inicial de un sistema de monitoreo instalado y posterior revisión de funcionamiento (mantención) son⁷⁹:

- 1) Ensayo de Verificación de Calibración
- 2) Test de Linealidad
- 3) Ensayo Exactitud Relativa
- 4) Test de Bias
- 5) Test de Ciclo de tiempo

En el parque termoeléctrico existente, la mayoría de las centrales cuenta con sistemas de monitoreo continuo de emisiones de material particulado y gases (NO_x, SO₂, CO, CO₂, COV, entre otros), en la tabla siguiente se tiene un listado de las centrales que no cuentan con estos sistemas, según información obtenida mediante encuesta.

Tabla 5. 14: Centrales que no cuentan con monitoreo continuo de emisiones.

Empresa	Centrales
Hidroeléctrica La higuera S.A.	Colmito
Energía Verde S.A.	San Francisco
Arauco generación S.A.	Horcones
Colbún	Antilhue
ENDESA	Bocamina
ENDESA	Diego de Almagro
ENDESA	Huasco
ESSA	Renca
Sociedad Austral de generación y energía Chile S.A.	Coronel
AES Gener	Laguna Verde

Ninguna de las centrales termoeléctricas encuestadas posee sistemas de medición de emisiones para metales pesados.

Para las centrales proyectadas se ha considerado que contarán con sistemas de monitoreo continuo para gases y material particulado y no para metales pesados. Dado esto se deberá incorporar como costo de monitoreo, a las centrales existentes y proyectadas, la medición de mercurio.

⁷⁹ Fuente: Cotización referencial de ensayos de auditoría de empresa AIRÓN, tecnología y control ambiental.

De las empresas que cuentan con monitoreo continuo sólo Campanario y Los pinos no cuentan con auditoría para control de la calidad de la medición y de los datos.

Los costos asociados a la adquisición e instalación de equipos de medición continua de emisiones de gases y material particulado y medición de mercurio se detallan a continuación:

Tabla 5. 15: Costos de inversión sistemas de medición de emisiones⁸⁰.

Item	Costos US\$
Sistema de monitoreo continuo para gases y material particulado	166.700
Sistema de monitoreo continuo para mercurio	259.562

El costo asociado a la certificación de los sistemas de monitoreo de gases y material particulado se detalla a continuación:

Tabla 5. 16: Costos de certificación de sistemas de monitoreo de emisiones⁸¹.

Actividad	Valor actividad [UF/día]	Días operativos considerados en la actividad
Estudio y preparación proyecto	de 4 a 8	4
Ensayo de verificación	de 10 a 20	8
Ensayo de linealidad	de 10 a 20	3
Exactitud relativa gases	de 20 a 40	x

Para estimar el costo de fiscalización por parte de la autoridad, se ha considerado un inspector en terreno por región encargado de realizar visitas periódicas a las centrales y de la revisión de los informes de emisiones elaborados por cada central. Se ha considerado un sueldo mensual de \$700.000 para el fiscalizador.

Considerando lo anterior, se obtiene un valor total de inversión requerida para monitoreo, presentado a continuación:

Tabla 5. 17: Costos de inversión total para sistemas de medición de emisiones requerida.

Item	Inversión [Millones de US\$]
Monitoreo continuo	2.67
Monitoreo de Mercurio	21.54
Total	24.21

⁸⁰ Fuente: Cotización referencial proveedor sistema de monitoreo de emisiones Ambiente y Tecnología S.A.

⁸¹ Fuente: Cotización referencial certificación de sistemas de monitoreo de emisiones Airón, Ingeniería y Control Ambiental

5.3.5 Resultados generales de la estimación de costos

Dada la metodología anterior de cálculo de costos para cada escenario de norma de emisiones, se procede a presentar resultados desde distintos puntos: Rangos de costos unitarios (inversión, costos fijos y costos variables no combustibles) por tecnología de equipo de abatimiento usada; nivel de inversión y costos fijos para centrales separando en las que se presentaron reacondicionamiento de equipos y las que se presentan solo equipos nuevos de abatimiento; y finalmente se presenta por combustible usado por las unidades generadoras.

I. Rango de costos unitarios

Los costos de esta sección son valores promedio, mínimo y máximo de soluciones factibles para las distintas tecnologías de equipos de abatimiento, para el escenario 3. Así, dentro de estos valores se eligen los equipos de abatimiento a usar de acuerdo a los esquemas de decisión presentado en secciones anteriores.

Tabla 5. 18: Rangos de Inversión Unitaria para Material Particulado y NO_x, escenario 3 (US\$/kWe).

Índice/Tecnología	Material Particulado		Óxidos de Nitrógeno		
	Filtro de Mangas	PES	SNCR	SCR	Quemadores Low NO _x
Promedio	38	60	28	137	34
Mínimo	19	22	16	61	19
Máximo	60	122	58	320	64

El rango de inversión unitaria de equipos de abatimiento de MP y NO_x presenta en general economías de escala por tamaño de la unidad generadora, lo que implica costos unitarios menores a mayor potencia eléctrica. En el caso de los quemadores Low NO_x, los valores están basados en un modelo distinto (Coal Utility Environmental Cost Model-CUE Cost), al de los demás equipos de abatimiento, que permite otorgar valores de cota superior a tales equipos de abatimiento, no comparables directamente con SNCR y SCR.

Tabla 5. 19: Rangos de Costos Fijos Unitarios para Material Particulado y NO_x, escenario 3 (US\$/kWe).

Índice/Tecnología	Material Particulado		Óxidos de Nitrógeno		
	Filtro de Mangas	PES	SNCR	SCR	Quemadores Low NO _x
Promedio	1.90	0.49	0.08	0.90	0.77
Mínimo	1.00	0.11	0.04	0.15	0.42
Máximo	3.93	1.48	0.16	2.35	1.43

Para valores de costos fijos unitarios asociados, se presentan relacionen similares en cuanto al orden de los costos de tales equipos.

Tabla 5. 20: Inversión y costos fijos unitarios para para SO₂, escenario 3 (US\$/kWe).

Ítem/Tecnología	Dióxido de Azufre		
	DGC con agua de mar	DGC Semi-húmedo	DGC húmeda
Inversión (US\$/kW)	126	140	187
Costos Fijos (US\$/kW)	1.49	2.63	3.93

Finalmente, para equipos de abatimiento de SO₂ se presentan de forma conjunta inversión unitaria y costos fijos unitarios anuales (en US\$/kW), como un valor único, debido a la forma de estimación

de tales costos, presentada anteriormente. Así también, los costos fijos corresponden a porcentajes sobre la inversión.

Tabla 5. 21: Rangos de CVNC unitarios para Material Particulado y NO_x, escenario 3 (US\$/MWh-e).

Índice/ Tecnología	Material Particulado		Óxidos de Nitrógeno		
	Filtro de Mangas	PES	SNCR	SCR	Quemadores Low NO _x
Promedio	0.73	0.79	0.40	1.43	-
Mínimo	0.40	0.31	0.19	0.66	-
Máximo	1.70	2.37	0.76	6.37	-

Tabla 5. 22: Rangos de CVNC unitarios para SO₂, escenario 3 (US\$/MWh-e).

Índice/Tecnología	Dióxido de Azufre		
	DGC húmeda	DGC Semi-húmedo	DGC con agua de mar
Promedio	1.97	2.40	0.54
Mínimo	1.00	1.29	0.54
Máximo	2.91	3.01	0.54

Para los costos variables no combustibles, se diferencian tales valores entre equipos de una misma tecnología, por insumos usados (Desulfurización, SCR y SNCR) y reemplazo de partes del equipo (Filtro de mangas y SCR).

II. Equipos nuevos y reacondicionamiento de los existentes

A continuación se presentan costos de inversión y costos fijos para equipos de abatimiento nuevos, y para reacondicionamiento de equipos antiguos. Es decir, se diferencia entre unidades generadoras a las que se colocaron solo equipos nuevos, y de las unidades generadoras que tendrán algún equipo reacondicionado para cumplir la norma.

El total presentado en los cuadros corresponde al total de inversión para unidades generadas que requieran reconvertir algún equipo de abatimiento de tal unidad, en el primer caso, y para unidades solo con equipos nuevos, en el segundo.

Tabla 5. 23: Inversión total para centrales con equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento (Millones de US\$).

Caso	MP	NO _x	SO ₂	Total
Escenario 1	13.45	-	-	358.88
Escenario 2	25.03	-	-	507.33
Escenario 3	31.88	-	16.35	726.81

Tabla 5. 24: Inversión total para centrales sin equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento (Millones de US\$).

Caso	MP	NO _x	SO ₂	Total
Escenario 1	18.79	137.37	380.38	191.11
Escenario 2	37.08	347.52	610.06	512.35
Escenario 3	51.95	601.78	617.03	592.18

Se observa de lo anterior que, a pesar de ser menor el monto de inversión dedicado a unidades con equipos que requieren ser reacondicionados, el monto de inversión es relevante en el caso del material particulado, constituyendo en promedio un 40% (3 escenarios) del total a invertir en todos los equipos de MP. Así también, las inversiones en unidades generadoras que poseerán equipos reconvertidos concentran aproximadamente un 57%(3 escenarios) de las inversiones totales por escenario. El total presentado en los cuadros corresponde al total de inversión para unidades generadas que requieran reconvertir algún equipo de abatimiento de tal unidad, en el primer caso, y para equipos nuevos, en el segundo.

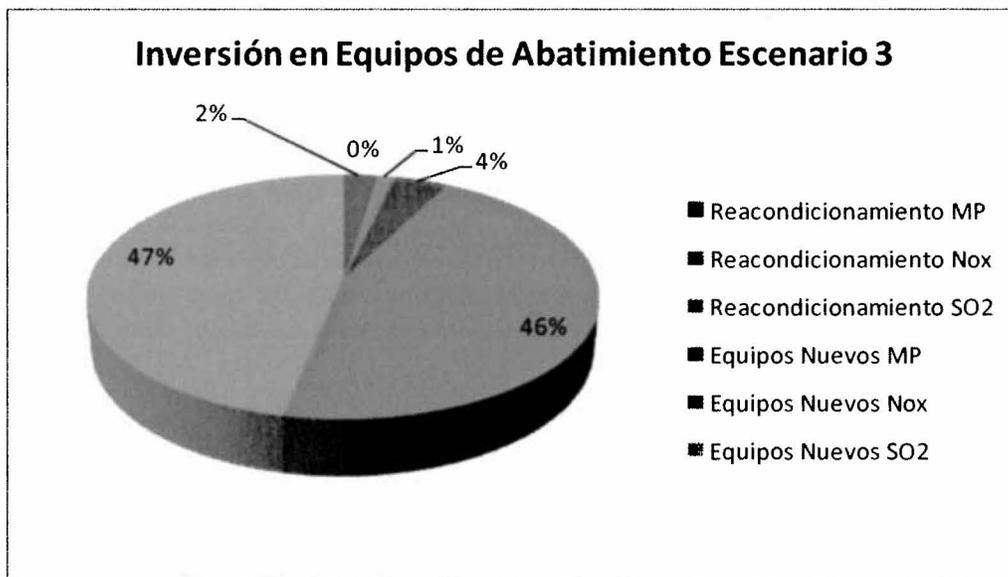


Figura 5. 17: Inversión en reacondicionamiento y equipos nuevos de abatimiento, Escenario N°3.

Considerando la distribución de las inversiones en los equipos de abatimiento, distinguiendo reacondicionamiento de equipos y equipos nuevos, se obtiene que el total de inversión para reacondicionamiento alcanza solo el 3% del total. Esto debido a que las mayores inversiones se producen en equipos de abatimiento de NO_x y SO₂, que poseen nula y baja (alrededor de un 2% del total para SO₂) proporción de inversión en reacondicionamiento.

Análogamente, para los costos fijos, se observa la participación de costos en reacondicionamiento y equipos nuevos por escenario.

Tabla 5. 25: Costos Fijos anuales para centrales con equipos de abatimiento previos que requieren reacondicionamiento (Millones de US\$).

Caso	MP	NO_x	SO₂	Total
Escenario 1	0.04	-	-	5.53
Escenario 2	0.64	-	-	8.52
Escenario 3	1.69	-	0.46	13.93

Tabla 5. 26: Costos Fijos anuales para centrales sin equipos de abatimiento previos que requieran reacondicionamiento (Millones de US\$).

Caso	MP	NO_x	SO₂	Total
Escenario 1	0.29	1.48	6.17	2.45
Escenario 2	0.46	4.03	10.36	6.96
Escenario 3	0.57	8.05	10.55	7.38

En el caso del costo fijo, solo es relevante para el caso del material particulado, ya que son equipos de abatimiento para este contaminante los que existen en mayor número en las centrales actuales y proyectadas. En el caso de abatimiento NO_x no se realizan reacondicionamientos, y para abatimiento de SO₂ el monto de inversión asociado a este ítem es 46 mil dólares, un 4.2% del total a invertir en el escenario 3, para abatir este contaminante.

El total presentado en los cuadros corresponde al total de costos fijos anuales para unidades generadas que requieran reconvertir algún equipo de abatimiento de tal unidad, en el primer caso, y para unidades con solo equipos nuevos, en el segundo.

III. Costos total en abatimiento por tipo de combustible de generación

A continuación se presentan gráficos que muestran la distribución de costos por tipo de combustible de la unidad generadora.

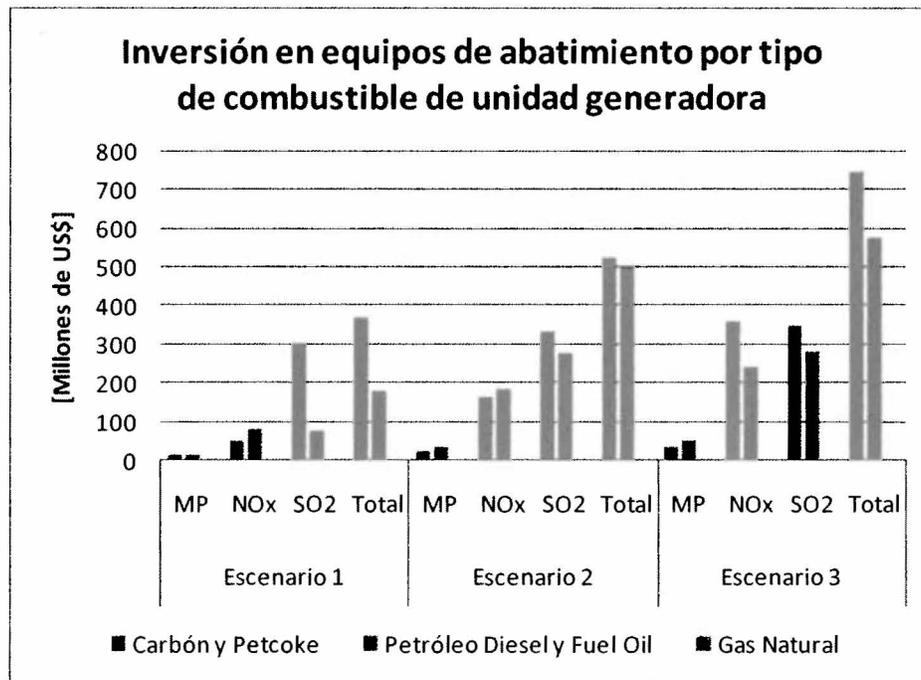


Figura 5. 18: Inversión en equipos de abatimiento por tipo de combustible de unidad generadora para 3 escenarios de norma (millones de US\$).

Se observa que la inversión en equipos de abatimiento de material particulado posee un crecimiento leve, dado porque el aumento de inversión para cumplir de una norma a otra se basa primer en reacondicionamiento de equipos, y segundo, porque el aumento de porcentaje de remoción adicional requerido para normas con menores emisiones es bajo, ya que las tecnologías de filtro de mangas y precipitadores electrostáticos poseen alta eficiencia (actualmente sobre un 99%). En el caso de cada combustible, para unidades a diesel y otros similares, se instalan en general equipos nuevos, no así mayormente reacondicionamiento de equipos para centrales a vapor.

Para equipos de abatimiento de NO_x es relevante el cambio de tecnología al aumentar la eficiencia de remoción requerida. Así, para las unidades a diesel y similares, se instalan equipos SCR, y para centrales a vapor, en primera instancia quemadores Low NO_x y equipos SNCR, lo que implica menores costos en los dos primeros escenarios. Así, el crecimiento en los costos de inversión de las unidades a diesel se explican en el aumento de unidades que no cumplen la norma en cada escenario, mientras que para las unidades a vapor, en el aumento de no cumplimiento, así como el reemplazo de equipos SNCR y quemadores Low NO_x por equipos SCR.

Finalmente, para equipos de abatimiento de SO_2 , no crece mayormente la inversión en centrales a vapor del escenario 1 al 3 ya que las tecnologías usadas son altamente eficientes (sobre 90% el máximo de remoción para todas), y se diferencian principalmente por el tipo de unidad generadora, siendo conveniente el uso de desulfurizadores con agua de mar.

El en caso del gas natural, no fue necesario el uso de equipos de abatimientos de NO_x , ya que las unidades generadoras se concentran en ciclos combinados, con emisiones bajo 50 mg/Nm³.

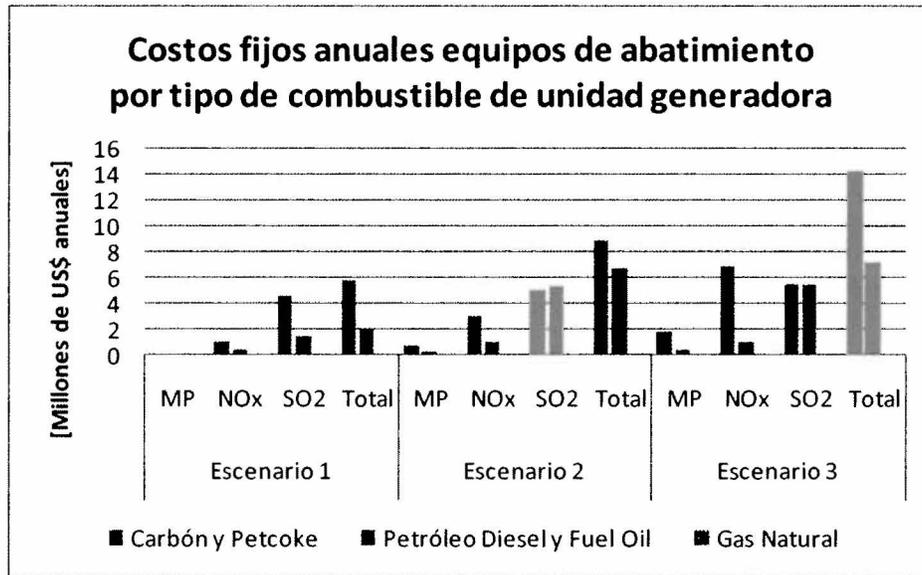


Figura 5. 19: Costos fijos anuales en equipos de abatimiento por tipo de combustible de unidad generadora para 3 escenarios de norma (millones de US\$).

Para costos fijos anuales, los valores presentados están relacionados directamente con la inversión, además de que primero se realice un proceso de reacondicionamiento, lo que implica un aumento menor de los costos fijos, en vez de colocar equipos de abatimiento nuevos, siendo más claro en el caso de abatimientos para material particulado. En el caso de abatimiento de NO_x los costos aumentan principalmente por cambio de tecnología usada, y en caso de equipos de abatimiento de SO₂, por el número de unidades que no cumplen la norma en cada escenario.

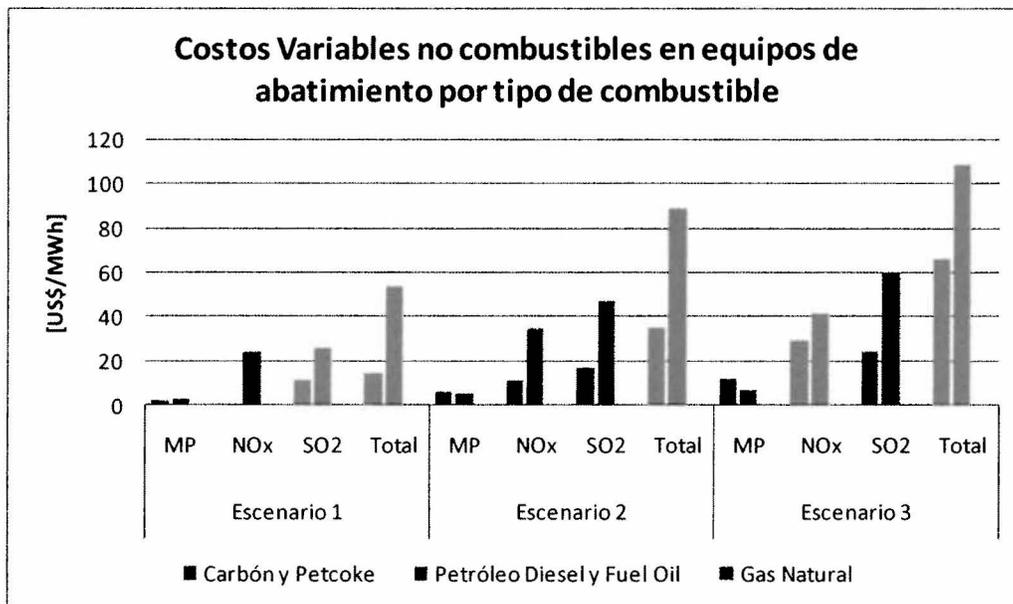


Figura 5. 20: Costos variables no combustibles totales en equipos de abatimiento por tipo de combustible de unidad generadora para 3 escenarios de norma (millones de US\$).

Finalmente en caso de los costos variables no combustibles, se presenta para el abatimiento de NO_x que para unidades a vapor en el primer escenario, se usan quemadores Low NO_x para unidades a vapor (con CVNC nulo), y SCR para unidades a diesel. El aumento de CVNC por material particulado para diesel y carbón se explica principalmente en el aumento de incumplimiento de la norma que en el aumento de eficiencia requerida. Para abatimiento de SO_2 el aumento de costo se explica en centrales vapor por aumento de casos de incumplimiento, ya que la eficiencia de desulfurización con agua de mar usada es de 97%, lo que permite el cumplimiento a un costo más bajo; y en el caso de las unidades a diesel, en el aumento de incumplimiento, así como en el cambio de tipo de desulfurizador de semi-húmedo a húmedo, que posee mayor eficiencia de remoción.

IV. Costos total en abatimiento por tipo de contaminante

A continuación se presentan cuadros a modo de resumen de los valores totales asociados a inversión, costos fijos anuales y costos variables no combustibles.

Tabla 5. 29: Inversión total por tipo de contaminante (Millones de US\$).

Escenario/ Contaminante	MP	NO_x	SO_2
Escenario 1	32.24	137.37	380.38
Escenario 2	62.10	347.52	610.06
Escenario 3	83.83	601.78	633.38

En el caso de las inversiones realizadas, el mayor monto corresponde a equipos de abatimiento para controlar SO_2 . Así también sucede en el caso de los costos fijos anuales totales y en los costos variables no combustibles en que se incurre en cada escenario.

Tabla 5. 30: Costos Fijos anuales totales por tipo de contaminante (Millones de US\$).

Escenario/ Contaminante	MP	NO_x	SO_2
Escenario 1	0.33	1.48	6.17
Escenario 2	1.10	4.03	10.36
Escenario 3	2.26	8.05	11.01

Tabla 5. 31: Costos Variables No Combustibles totales por tipo de contaminante (US\$/MWh).

Escenario/ Contaminante	MP	NO_x	SO_2
Escenario 1	5.30	24.79	37.68
Escenario 2	12.06	46.89	64.96
Escenario 3	18.91	70.87	84.78

6 ANÁLISIS DE COSTOS E IMPACTO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

En el siguiente capítulo se elabora el análisis económico de costos e impactos en el sistema eléctrico por la aplicación de la norma de emisiones en estudio, en los tres escenarios propuestos.

6.1 Simulación de la Operación Económica de los Sistemas Eléctricos

6.1.1 Principales Antecedentes

El análisis se basa en la simulación de la operación económica de largo plazo de los sistemas interconectados SIC y SING teniendo como base las características de oferta actual y plan de obras de generación, precios de combustibles y sus proyecciones, previsión de demanda de energía, sistemas de transmisión actuales y recomendados, de los Informes Definitivos de Precios de Nudo emitidos por la Comisión Nacional de Energía en abril del 2009 del SIC y SING.

El nivel de detalle de las simulaciones corresponde al mismo utilizado en las bases de cálculo de los informes mencionados, los cuales son incorporados como documentos anexos al presente informe. Entre las principales características de la modelación se encuentran los siguientes puntos:

- Se utiliza el modelo multinodal-multiembalse de operación de sistemas hidrotérmicos Ose2000, que utiliza el método de optimización – simulación conocido como programación dinámica dual. El modelo permite una representación completa de los sistemas eléctricos, donde cada uno de los componentes eléctricos, económicos e hidrológicos/hidráulicos son representados con la profundidad requerida.
- El modelo simula la operación de los sistemas eléctricos en su conjunto, determinando la operación óptima de los embalses del sistema (SIC), el despacho de todas las centrales generadoras, en todas las condiciones de operación establecidas por el número de hidrologías históricas utilizadas (SIC) y los bloques de demanda que representan una curva mensual (2 bloques para el SIC y 5 para el SING).
- Las centrales térmicas se representan con su capacidad instalada, barra de inyección y costos variables combustibles y no combustibles. Se representan los programas de mantenimiento y se toma en cuenta una tasa de indisponibilidad forzada.
- El modelo incluye la representación de los convenios de riego de las cuencas del Maule y del Laja.
- La modelación se realiza en un horizonte de 10 años, por lo tanto, es necesario incorporar programas de obras de generación y transmisión, junto con proyecciones de precios de combustibles y estimaciones de crecimiento de la demanda eléctrica.

Como resultados de las simulaciones se obtiene, para todo el horizonte considerado, en resolución mensual y por bloque:

- Costos marginales en todas las barras del sistema para todas las condiciones de operación.

- Generación esperada de todas las centrales eléctricas.
- Costos de operación de todas las centrales generadoras.
- Ingresos por venta de energía a costo marginal de todas las centrales generadoras.
- Flujos de potencia activa en todas las líneas de transmisión modeladas en cada sistema.

6.1.2 Bases Generales

Se presentan las bases generales utilizadas para modelar el Sistema Interconectado Central (SIC) con el objetivo de simular la operación económica de largo plazo.

6.1.2.1 Demanda Eléctrica

En el siguiente cuadro se presenta la proyección de la demanda eléctrica vegetativa e industrial para el periodo en estudio, junto a las tasas de crecimiento resultantes del total de la demanda del SIC.

Tabla 6. 1: Proyección Demanda Energía SIC Abril 2009.

Años	Libres [GWh]	Regulados [GWh]	Total [GWh]	Crecimiento
2009	16,655	23,790	40,445	
2010	17,217	24,885	42,102	4.1%
2011	18,201	26,144	44,345	5.3%
2012	19,293	27,441	46,735	5.4%
2013	20,619	28,868	49,488	5.9%
2014	22,037	30,369	52,406	5.9%
2015	23,530	31,918	55,448	5.8%
2016	25,070	33,546	58,617	5.7%
2017	26,686	35,223	61,909	5.6%
2018	28,326	36,949	65,276	5.4%
2019	29,998	38,760	68,757	5.3%

En la siguiente figura se ilustra la evolución de la demanda eléctrica en el SIC desde el año 1985 hasta el año 2008, en términos de ventas reales de energía (GWh) y su crecimiento, junto con las proyecciones respectivas de la CNE para el periodo 2009 – 2019.

**Evolución Demanda de Energía Eléctrica 1985 - 2008 y
Proyección CNE 2009 - 2019**

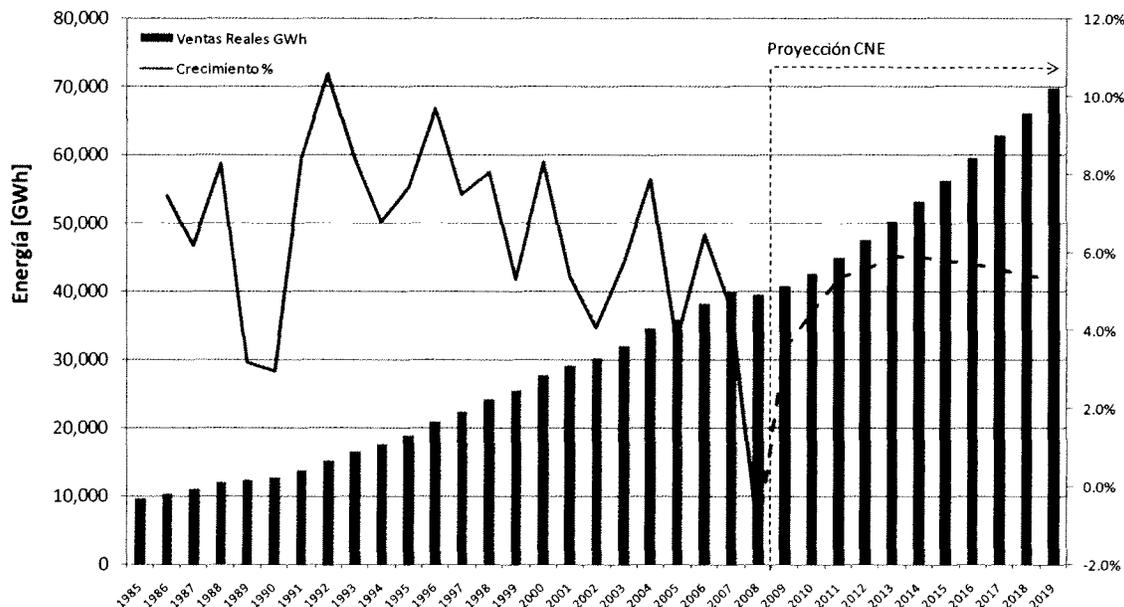


Figura 6. 1: Evolución real y proyección demanda eléctrica SIC.

6.1.3 Plan de Obras de Generación

A continuación se revisa el Plan de Obras de generación definido para Abril 2009. De un total de 1,980 MW de capacidad proyectada de centrales térmicas a carbón, 1,441 MW están en construcción y 539 MW son parte del Plan indicado por la CNE.

Tabla 6. 2: Centrales Térmicas a Carbón Plan de Obras – Abril 2009.

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Propiedad	Estado
Guacolda 03	sep-2009	Guacolda 220	135	GUACOLDA	En Construcción
Nueva Ventanas	ene-2010	Nogales 220	240	AES GENER	En Construcción
Guacolda 04	jun-2010	Guacolda 220	139	GUACOLDA	En Construcción
Santa María (Coronel 1)	oct-2010	Charrúa 220	343	COLBÚN	En Construcción
Bocamina 02	oct-2010	Hualpén 220	342	ENDESA	En Construcción
Campiche	jun-2011	Nogales 220	242	AES GENER	En Construcción
Carbón V Región 01	mar-2013	Nogales 220	200	Plan de Obra	En Estudio
Carbón Maitencillo 01	dic-2015	Maitencillo 220	139	Plan de Obra	En Estudio
Carbón Pan de Azúcar 01	oct-2017	Pan de Azúcar 220	200	Plan de Obra	En Estudio

En el siguiente cuadro se presentan las fechas en las cuales los ciclos combinados y ciclos abiertos del SIC, serán abastecidos con GNL (según la proyección de la CNE) y la puesta en servicio del

complejo de generación eléctrica Quintero asociado al Terminal de Regasificación de GNL del mismo nombre.

Tabla 6. 3: Centrales GNL Plan de Obras – Abril 2009.

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Propiedad
San Isidro 02 GNL	jul-2009	San Luis 220	350	ENDESA
San Isidro 02 FA GNL	jul-2009	San Luis 220	19	ENDESA
San Isidro GNL	abr-2010	San Luis 220	350	SAN ISIDRO SA
San Isidro FA GNL	abr-2010	San Luis 220	20	SAN ISIDRO SA
Quintero 01 CA GNL	abr-2010	San Luis 220	240	ENDESA
Taltal 01 GNL	jul-2012	Paposo 220	121.5	ENDESA
Taltal 02 GNL	jul-2012	Paposo 220	123.4	ENDESA
Quintero 01 CC GNL	nov-2013	San Luis 220	350	Plan de Obra
Quintero 01 CC FA GNL	nov-2013	San Luis 220	35	Plan de Obra
Taltal CC GNL	ene-2014	Diego de Almagro 220	360	ENDESA
Nueva Renca GNL	abr-2014	Renca 110	320.1	ESSA
Nueva Renca Int GNL	abr-2014	Renca 110	49.8	ESSA
Candelaria CA 01 GNL	abr-2014	Candelaria 220	125.3	COLBÚN
Nehuenco 01 GNL	abr-2019	San Luis 220	340.051	COLBÚN
Nehuenco 01 FA GNL	abr-2019	San Luis 220	21.393	COLBÚN
Nehuenco 02 GNL	abr-2019	San Luis 220	384.2	COLBÚN
Candelaria CA 02 GNL	abr-2019	Candelaria 220	128.56	COLBÚN

Es importante señalar, que en el caso de las centrales abastecidas con gas natural, las bases del plan de obras eliminan por completo el uso de Argentina como proveedor del insumo para los ciclos combinados y ciclos abiertos del SIC, la sustitución en el mediano y largo plazo es con Gas Natural Licuado (GNL) regasificado en los terminales en construcción Quintero en la V Región que comenzará a operar en Julio del presente año y Mejillones en la Región de Antofagasta cuya puesta en servicio se espera para inicios del año 2010, este último podrá abastecer al complejo de generación Tal-Tal de Endesa⁸².

La generación eólica aparece con 662 MW de capacidad instalada entre los años 2009 y 2018, incluyendo los parques Canela 2 (60 MW), Totoral (46 MW), Punta Colorada (20 MW) y Monte Redondo (38 MW), las demás son eólicas genéricas indicadas por la CNE hasta los últimos años del periodo. Asimismo, del total de la capacidad eólica, hay 200 MW localizados en la zona sur del SIC inyectando en el nudo Concepción 220 kV.

Las centrales de pasada están fuertemente representadas por el Proyecto HidroAysén (Módulos 01-05), cuya puesta en servicio lo estima la CNE para el año 2016, además se destaca la ausencia del proyecto Neltume de 470 MW presente en los anteriores planes de obra de la CNE.

⁸² El Terminal Mejillones se proyecta para abastecer principalmente a centrales de ciclo combinado en el SING, sin embargo, debido a la existencia del gasoducto La Negra – Tal Tal, es posible interconectar energéticamente ambos sistemas eléctricos.

Tabla 6. 4: Centrales de pasada Plan de Obras – Abril 2009.

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Estado
La Higuera	jul-2009	Tinguiririca 154	155	En Construcción
Lican	nov-2009	Osorno 066	17	En Construcción
Confluencia	jul-2010	Tinguiririca 154	155	En Construcción
Rucatayo	dic-2010	Barro Blanco 220	60	En Estudio
Hidroeléctrica X Región 02	dic-2010	Osorno 066	9.4	En Estudio
Hidroeléctrica VII Región 01	abr-2011	Colbun 220	5.4	En Estudio
Hidroeléctrica VI Región 01	abr-2011	Tinguiririca 154	30.9	En Estudio
Hidroeléctrica VI Región 02	abr-2011	Tinguiririca 154	29.6	En Estudio
Chacayes	abr-2011	Sauzal 110	106	En Estudio
Hidroeléctrica VIII Región 01	sep-2011	Ancoa 220	136	En Estudio
Hidroeléctrica X Región 01	oct-2011	Osorno 066	15	En Estudio
Hidroeléctrica XIV Región 01	sep-2012	Valdivia 220	144	En Estudio
Hidroeléctrica VII Región 03	abr-2013	Ancoa 220	25.4	En Estudio
Modulo 05	abr-2016	Lo Aguirre 500	360	En Estudio
Hidroeléctrica XIV Región 02	ene-2017	Valdivia 220	139	En Estudio
Modulo 03	feb-2018	Lo Aguirre 500	460	En Estudio
Modulo 02	mar-2019	Lo Aguirre 500	500	En Estudio
Modulo 01	jun-2020	Lo Aguirre 500	660	En Estudio
Modulo 04	oct-2021	Lo Aguirre 500	770	En Estudio

En la figura siguiente se ilustra la evolución de la capacidad instalada del parque generador del SIC, según las proyecciones de la CNE a Abril 2009. Cabe señalar que parte del parque de centrales que compone la capacidad instalada de Diesel y Derivados del Petróleo corresponde a centrales de ciclo combinado y ciclo abierto que actualmente operan con dicho hidrocarburo debido a las restricciones de abastecimiento de gas natural argentino. Por lo tanto, a medida que se incorpora el abastecimiento de gas natural licuado al SIC, dicho combustible aumenta su participación en la matriz, disminuyendo la capacidad de centrales que utilizan Diesel.

Evolución Parque Generación SIC - CNE Abril 2009

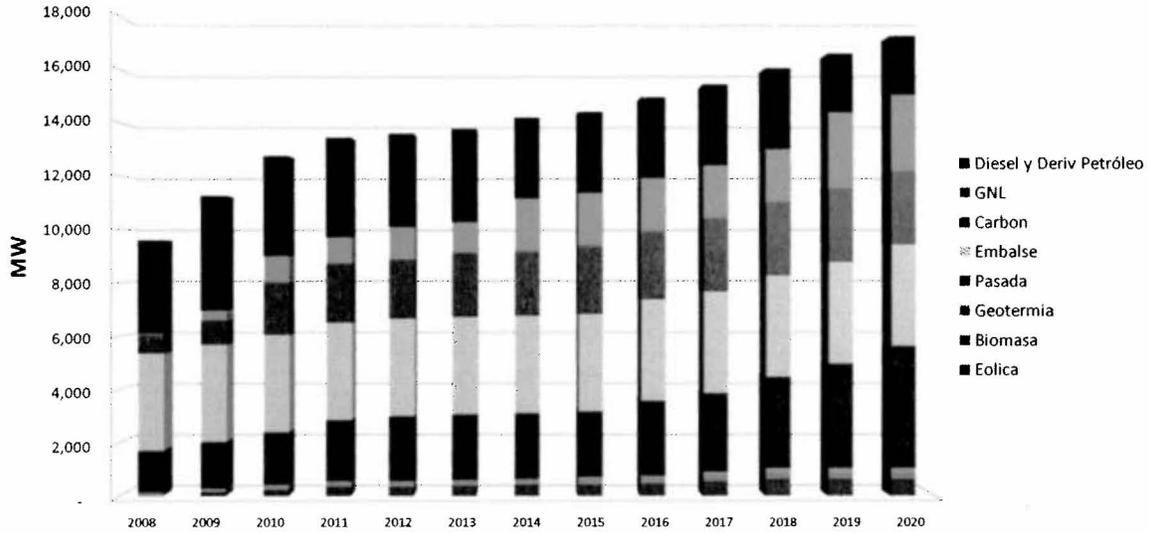


Figura 6. 2: Proyección del parque generador SIC 2009 -2020.

De esta forma, se observa para el año 2020 el parque generador en el SIC, con un aumento considerable en la participación de capacidad en centrales a carbón y GNL, en desmedro de las centrales a diesel y derivados del petróleo. Por otra parte, se mantiene la participación porcentual de las centrales hidroeléctricas en la matriz energética.

Capacidad Instalada 2020 - SIC (CNE Abril 2009)

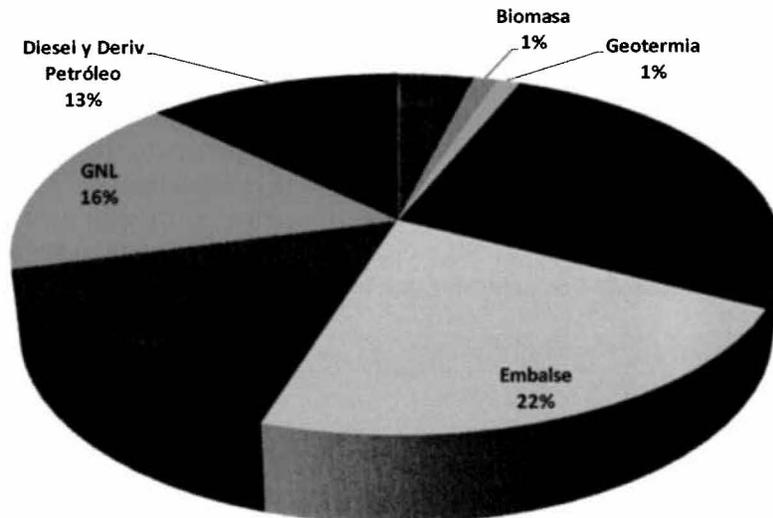


Figura 6. 3: Parque Generador SIC 2020.

En el caso del SING, las centrales programadas en el Plan de Obras de abril 2008 se presentan en los siguientes cuadros.

Tabla 6. 5: Centrales térmicas a carbón – Plan de Obras SING Abril 2009.

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Propiedad	Estado
CT ANDINA	abr-2010	Chacaya 220	150	ELECTROANDINA	En Construcción
HORNITOS	oct-2010	Chacaya 220	150	ELECTROANDINA	En Construcción
ANGAMOS I	mar-2011	Laberinto 220	230	AES GENER	En Construcción
ANGAMOS II	oct-2011	Laberinto 220	230	AES GENER	En Construcción
MEJILLONES I	nov-2015	Chacaya 220	200	En Estudio	En Estudio
TARAPACA I	ene-2017	Tarapaca 220	200	En Estudio	En Estudio
TARAPACA II	dic-2018	Tarapaca 220	200	En Estudio	En Estudio
MEJILLONES II	nov-2019	Chacaya 220	200	En Estudio	En Estudio
TARAPACA III	dic-2020	Tarapaca 220	200	En Estudio	En Estudio

Tabla 6. 6: Programa de utilización de GNL – Plan de Obras SING Abril 2009.

Central	Puesta en Servicio	Barra Inyección	Potencia Neta [MW]	Propiedad
U16 GNL	ene-2010	Tocopilla 220	300	ELECTROANDINA
CC1 GNL EG	ene-2010	Central Atacama 220	160	GAS ATACAMA
CTM3 GNL EG	ene-2010	Chacaya 220	160	EDELNOR
CTM3 GNL	jul-2012	Chacaya 220	243.227	EDELNOR
CC1 GNL	jul-2012	Central Atacama 220	300	GAS ATACAMA
CC2 GNL	jul-2012	Central Atacama 220	300	GAS ATACAMA
TG3 GNL	jul-2012	Tocopilla 220	37.2	ELECTROANDINA

6.1.4 Precios de Combustibles

En el siguiente cuadro, se presentan los principales precios de combustibles utilizados en el Plan de Obras de Abril 2009. Cabe señalar, que la CNE no declara precios para el gas natural argentino dado que no proyecta su utilización para las centrales del país. Cabe señalar, que los valores mostrados en el cuadro son representativos para cada tipo de combustible, en este sentido, para la modelación se utilizaron precios definidos para cada una de las centrales del parque del SIC.

Tabla 6. 7: Precios Combustibles CNE Abril 2009.

Año	GNL Quintero [US\$/MMBtu]	GNL Mejillones [US\$/MMBtu]	Carbón CNE [US\$/Ton]	Diesel San Isidro [US\$/m ³]
2009	10.46	10.88	94.22	458.78
2010	7.81	10.88	100.77	597.64
2011	8.77	11.83	104.97	799.20
2012	9.36	12.49	110.82	854.96
2013	9.36	12.49	112.27	882.06
2014	9.36	12.49	112.82	904.79

Año	GNL Quintero [US\$/MMBtu]	GNL Mejillones [US\$/MMBtu]	Carbón CNE [US\$/Ton]	Diesel San Isidro [US\$/m ³]
2015	9.36	12.49	114.45	930.59
2016	9.36	12.49	117.05	958.92
2017	9.36	12.49	119.97	990.60
2018	9.36	12.49	123.26	1025.78

6.2 Análisis de Costos de Sistemas Eléctricos

En la siguiente sección se presentan los costos asociados a la operación de los sistemas eléctricos SIC y SING, resultado de las simulaciones realizadas para un escenario base y los tres escenarios propuestos para la norma de emisión de material particulado, NO_x y SO₂.

Cabe mencionar, que el escenario base corresponde al escenario sin norma, el cual está definido por las bases de datos utilizadas para el cálculo de los precios de nudo de abril 2009 por la Comisión Nacional de Energía.

6.2.1 Costos Variables de Centrales Térmicas

El despacho económico de las centrales depende de los costos variables de cada una de las máquinas, de esta forma, el despacho económico coloca todas las centrales de costo variable nulo en la base de la operación, estas son las hidroeléctricas de pasada, las eólicas y otras tecnologías como biomasa y geotérmicas presentes en el plan de obras. Luego, dependiendo de la hidrología considerada (en el caso del SIC), se define la disponibilidad de las centrales de embalse para el despacho (según la estimación del valor del agua en el periodo) colocándose al despacho las centrales asociadas a los principales embalses del SIC.

A continuación son despachadas las centrales térmicas a carbón, primero las unidades más actuales, las cuales tienen costos inferiores de despacho, y luego las más antiguas, que tienen bajos rendimientos (Ej: Ventanas, Bocamina), junto con los ciclos combinados con gas natural o GNL, dependiendo de los precios y rendimientos de cada unidad generadora. En este grupo de centrales entra a competir el GNL, tratándose de un despacho que cubre la punta del sistema durante los periodos de altos costos de producción.

Finalmente, son despachadas las centrales más caras del parque generador cuyo combustible es el Diesel y algunos derivados del petróleo, como las turbinas diesel y los motores de combustión interna.

En la siguiente figura se ilustra una lista de mérito resumida con algunas de las centrales térmicas del SIC, con el objetivo de mostrar un ejemplo de la estructura del despacho de dicho tipo de generación. Son las centrales térmicas a carbón de mejor rendimiento las primeras en operar, cabe mencionar al respecto, que son este tipo de centrales la principal tecnología de desarrollo del SIC para el largo plazo, existiendo aproximadamente 1440 MW en construcción.

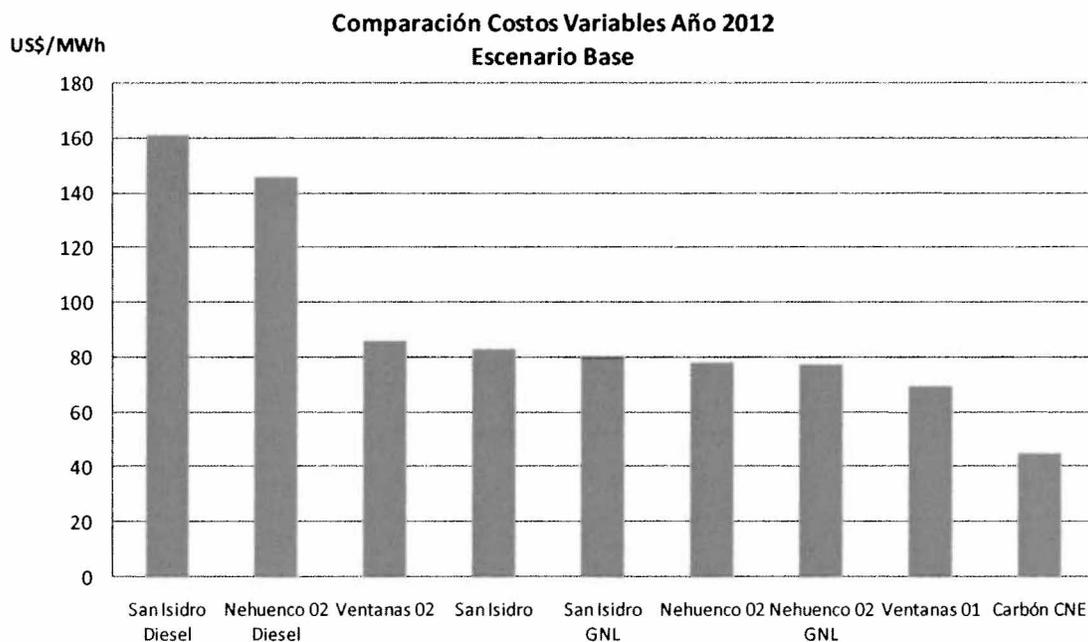


Figura 6. 4: Costos variables centrales térmicas año 2012.

Los costos variables de las centrales térmicas tienen dos componentes:

- i. Costo variable combustible
 - Depende de los precios del insumo de generación y el consumo específico de las unidades de generación
- ii. Costo variable no combustible
 - Depende de aquellos costos en que incurre la central cuando opera efectivamente y no son relacionados con el insumo, por ejemplo, los costos variables asociados a los controles de abatimiento de contaminantes atmosféricos.

6.2.2 Generación Esperada del Sistema

En la siguiente figura se presenta la evolución de la generación esperada por tipo de tecnología y combustible durante el periodo de simulación para el escenario base.

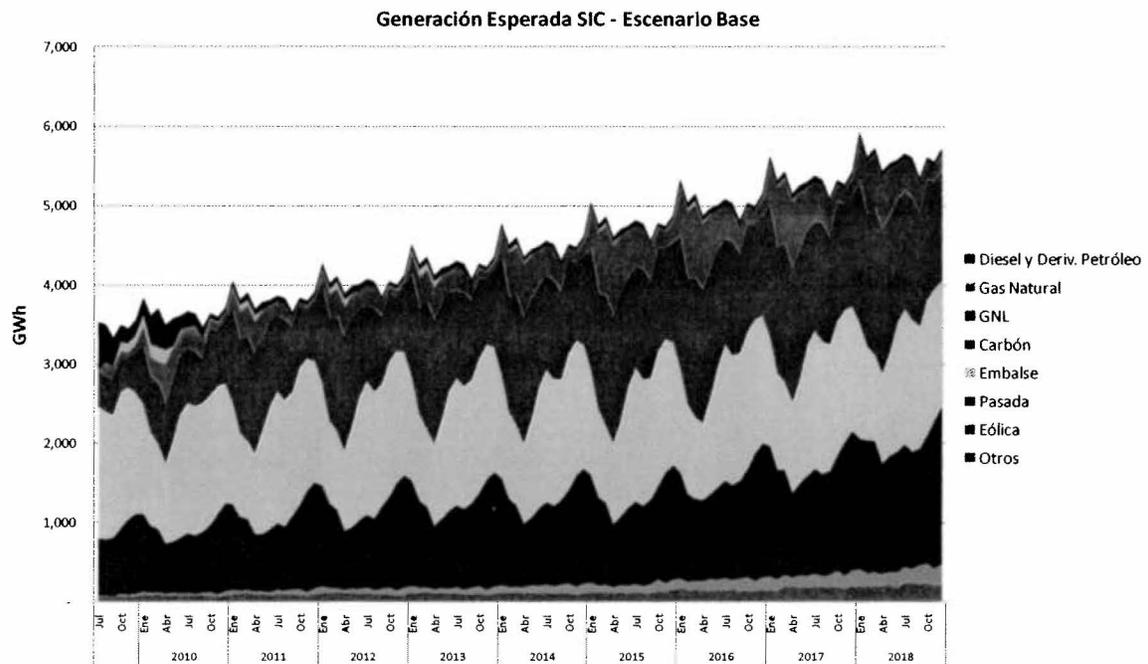


Figura 6. 5: Generación Esperada por Tecnología SIC – Escenario Base.

Junto con lo anterior, a continuación se ilustra, a modo de ejemplo, la participación de cada una de las tecnologías para los años 2011 y 2018, destacándose el aumento de la participación de generación de centrales de pasada, dado principalmente por la inclusión del Proyecto HidroAysén en el parque generador.

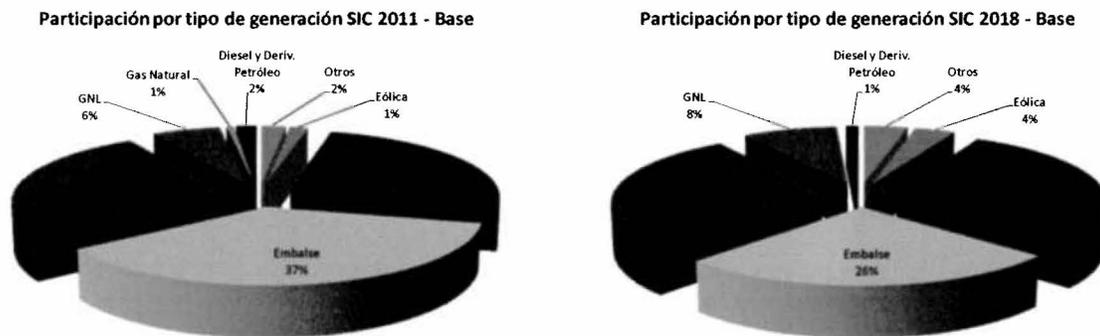


Figura 6. 6: Comparación Generación por tipo de combustible años 2011 y 2018 – Escenario Base.

6.2.3 Resultados de Costos Marginales Esperados

El principal indicador económico del mercado eléctrico es el costo marginal del sistema, esto debido a que representa el precio de compra/venta de energía del mercado spot. En el siguiente

cuadro se presentan los costos marginales esperados resultantes para cada escenario de norma de emisión, incluyendo el escenario Base.

Se puede apreciar, que en el largo plazo, las diferencias de los costos marginales del escenario base con respecto a los escenarios con norma de emisión son del orden de los 0.3 US\$/MWh en el escenario 1, 1.0 US\$/MWh para el escenario 2 y entre 1.7 US\$/MWh para el escenario 3.

Tabla 6. 8: Costos marginales esperados SIC en US\$/MWh.

Año	Costo Marginal Sistema				Diferencial respecto Caso Base		
	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2011	72.38	72.35	72.56	72.64	-0.03	0.19	0.26
2012	79.44	79.50	79.63	79.76	0.06	0.19	0.32
2013	78.76	78.89	79.36	79.83	0.13	0.60	1.07
2014	75.41	75.61	76.14	76.86	0.19	0.73	1.45
2015	83.29	83.56	84.04	84.87	0.27	0.75	1.58
2016	80.09	80.51	81.09	81.96	0.42	1.00	1.87
2017	82.17	82.50	83.09	83.92	0.33	0.91	1.74
2018	82.14	82.53	83.20	83.96	0.39	1.05	1.82
2019	78.61	78.95	79.45	79.92	0.34	0.84	1.31
2020	76.14	76.44	77.10	77.90	0.30	0.97	1.77

La figura siguiente, grafica el perfil de los costos marginales esperados del sistema del SIC en el periodo de evaluación, para los tres escenarios de norma junto al escenario base. Se observa que se presentan diferencias en los valores para los escenarios de norma, pero se mantiene el perfil del escenario base.

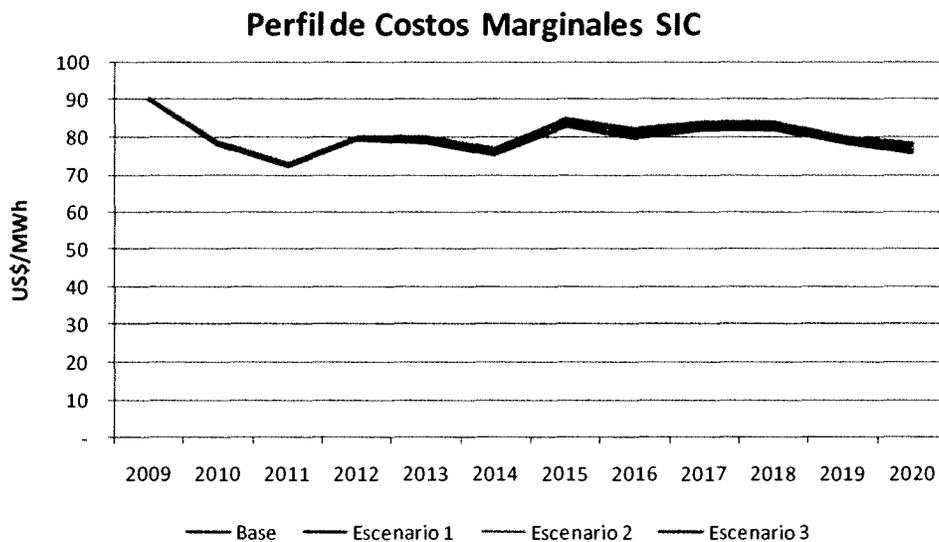


Figura 6. 7: Perfil de costos marginales esperados del SIC por escenario.

La siguiente figura, muestra en detalle los diferenciales entre los costos marginales de cada escenario de norma frente al escenario base.

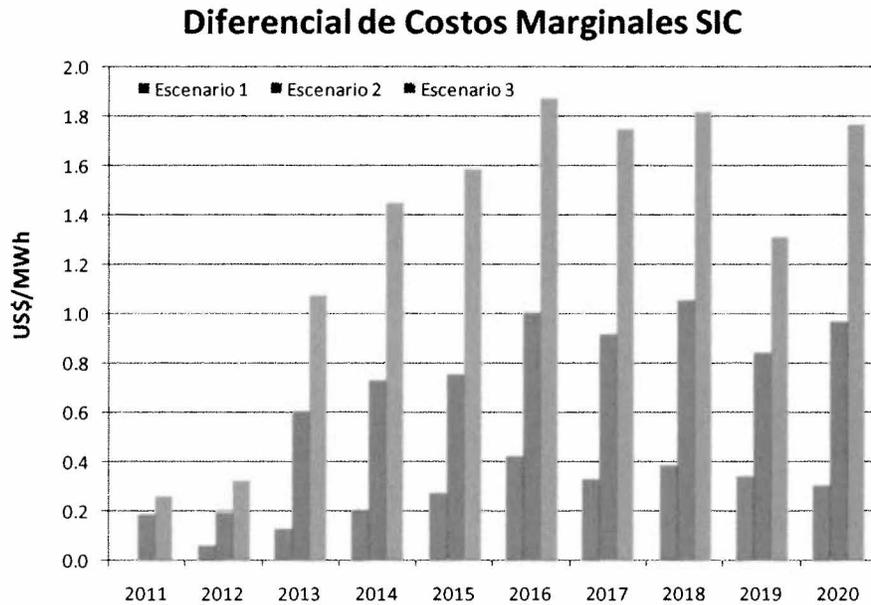


Figura 6. 8: Diferencial Costos Marginales SIC con respecto a Caso Base.

Para el SING, se observan los perfiles de costos marginales anuales del sistema, junto con el diferencial respectivo para cada escenario de norma de emisión, en el cuadro y figura siguientes.

Tabla 6. 9: Costos marginales esperados SING en US\$/MWh.

Año	Costo Marginal Sistema				Diferencial		
	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2011	75.17	75.17	75.17	75.17	-	-	-
2012	77.93	77.93	77.93	77.93	-	-	-
2013	81.33	81.33	81.33	81.35	0.01	0.01	0.02
2014	83.74	83.75	83.75	83.75	0.01	0.01	0.01
2015	84.85	84.94	84.94	84.95	0.09	0.09	0.10
2016	85.36	85.42	85.42	85.43	0.06	0.06	0.07
2017	84.42	84.54	84.54	84.60	0.12	0.12	0.18
2018	85.68	85.76	85.76	85.85	0.08	0.08	0.17
2019	84.72	84.81	84.81	85.19	0.10	0.10	0.48
2020	86.47	86.60	86.60	87.01	0.12	0.12	0.54

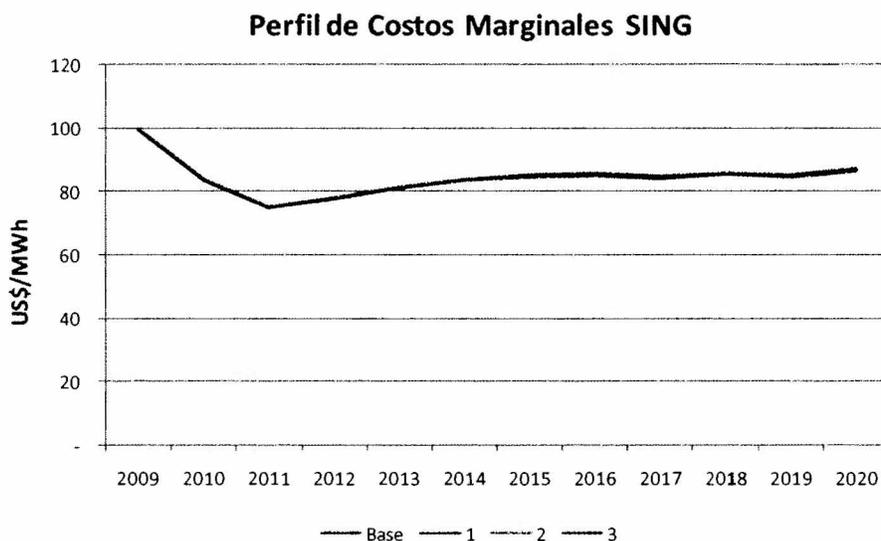


Figura 6. 9: Perfil de costos marginales esperados del SING por escenario.

La siguiente figura, muestra en detalle los diferenciales entre los costos marginales de cada escenario de norma frente al escenario base. Para el caso del SING, los diferenciales no alcanzan a sobrepasar los 0.6 US\$/MWh, con lo cual se tiene un efecto menor que en el SIC en términos de costos marginales del sistema.

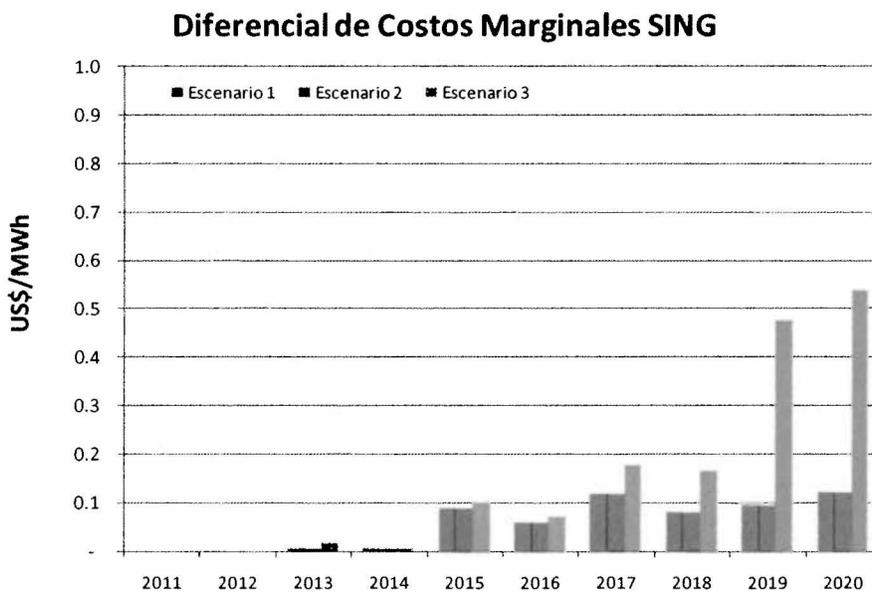


Figura 6. 10: Diferencial Costos Marginales SING con respecto a Caso Base.

6.2.4 Costos de Operación

Los costos de operación del sistema corresponden a los costos de producción de cada uno de los sistemas eléctricos en estudio (SIC y SING) y son resultado de la operación de las centrales térmicas que depende de sus costos variables de generación, dado que las centrales hidroeléctricas son modeladas con costos variables de operación nulos.

Por lo tanto, un aumento o disminución en los costos variables de las centrales térmicas, lo que se puede dar variando la componente combustible (precio del insumo) o la no combustible (costos variables en que se incurre por la operación efectiva de las máquinas), causa un impacto directo en los costos de operación del sistema.

Es por ello, que la componente variable de los costos para el control de abatimiento, aumenta los costos variables no combustibles lo que causa un efecto directa en el despacho de las centrales dependiendo del nivel de aumento de dichos costos.

A continuación se muestran los costos de operación resultantes para las centrales térmicas en todo el periodo de simulación, para el SIC y SING en cada escenario de norma.

Tabla 6. 10: Costos Sistemas Eléctricos en Millones de US\$.

Costo	Escenario	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
SIC	Base	908	869	1,002	1,113	1,257	1,461	1,419	1,522	1,550	1,630	1,508
	Esc1	907	869	1,003	1,116	1,263	1,467	1,426	1,528	1,556	1,635	1,516
	Esc2	908	870	1,003	1,123	1,278	1,483	1,443	1,543	1,573	1,652	1,532
	Esc3	908	871	1,006	1,133	1,293	1,501	1,459	1,560	1,590	1,670	1,554
SING	Base	808	804	875	949	1,014	1,081	1,159	1,221	1,300	1,385	1,515
	Esc1	808	804	875	954	1,022	1,089	1,167	1,229	1,307	1,393	1,523
	Esc2	808	805	877	961	1,030	1,097	1,175	1,237	1,315	1,401	1,531
	Esc3	808	811	885	979	1,053	1,120	1,198	1,260	1,338	1,423	1,553
Total	Base	1,715	1,673	1,877	2,061	2,271	2,542	2,578	2,743	2,850	3,015	3,023
	Esc1	1,715	1,672	1,878	2,070	2,285	2,556	2,593	2,757	2,863	3,028	3,039
	Esc2	1,715	1,675	1,880	2,084	2,308	2,580	2,618	2,780	2,888	3,053	3,063
	Esc3	1,716	1,682	1,891	2,111	2,346	2,621	2,657	2,820	2,928	3,093	3,107

Asimismo, se presentan los valores actuales de dichos costos a enero del 2010 en millones de dólares, destacándose el diferencial respecto del escenario base de los costos en los escenarios de regulación de norma.

Tabla 6. 11: Valor Actual Costos de Operación Totales (millones US\$).

Escenario	Costo de Operación (MMUS\$)			Diferencial Costo (MMUS\$)			% Aumento Costo c/respecto Escenario Base		
	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total	SIC	SING	Total
Base	9,842	8,361	18,203	-	-	-			
1	9,873	8,400	18,272	31	39	69	0.31%	0.46%	0.38%
2	9,951	8,444	18,395	109	83	191	1.09%	0.98%	1.04%
3	10,040	8,571	18,610	198	209	407	1.97%	2.44%	2.19%

6.2.5 Costos de Inversión y Costos Fijos Anuales

De acuerdo a la metodología para la estimación de costos de las tecnologías de control de abatimiento revisada en el Capítulo 5, se desarrolló el análisis y determinación de los costos de inversión, junto con los costos fijos de mantenimiento y operación anuales, para cada una de las centrales térmica del SIC y SING que no cumplen los límites de emisión dispuestos para cada uno de los escenarios de norma de emisión propuestos.

En el siguiente cuadro se presentan los costos de inversión anualizados, y los costos fijos de operación y mantenimiento anuales por tipo de contaminante.

Tabla 6. 12: Costos de inversión y costos fijos anuales2020, (millones US\$).

Costo	Contaminante	Escenario	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Anualidad Valor de Inversión	PM	Esc1	-	-	0.71	2.57	2.57	2.57	2.57	2.57	2.57	2.57	
		Esc2	-	-	1.51	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	
		Esc3	0.03	0.03	2.20	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	6.68	
	NOx	Esc1	-	-	3.26	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95	10.95
		Esc2	0.18	0.18	8.80	27.69	27.69	27.69	27.69	27.69	27.69	27.69	27.69
		Esc3	0.83	0.83	17.91	46.30	46.36	46.36	46.66	46.68	46.75	46.77	
	SO ₂	Esc1	-	-	11.31	30.31	30.31	30.31	30.31	30.31	30.31	30.31	30.31
		Esc2	-	-	15.65	48.61	48.61	48.61	48.61	48.61	48.61	48.61	48.61
		Esc3	-	-	16.44	50.47	50.47	50.47	50.47	50.47	50.47	50.47	50.47
Costos Fijos Anuales	PM	Esc1	-	-	0.03	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	
		Esc2	-	-	0.30	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	
		Esc3	0.21	0.21	1.32	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	2.26	
	NOx	Esc1	-	-	0.49	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	1.48	
		Esc2	0.01	0.01	1.26	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	4.03	
		Esc3	0.21	0.21	3.27	7.58	7.59	7.59	7.67	7.67	7.68	7.68	
	SO ₂	Esc1	-	-	1.86	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	6.17	
		Esc2	-	-	2.48	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	10.36	
		Esc3	-	-	2.70	11.01	11.01	11.01	11.01	11.01	11.01	11.01	

6.2.6 Costos Totales

A continuación se obtiene el costo total resultado de la aplicación de la norma de emisión en cada uno de los escenarios estudiados. El siguiente cuadro presenta, en valor actual (enero 2010, con una tasa de descuento de 6%, evaluando en un periodo de 20 años), el costo total que corresponde a la suma de los costos de inversión y costos fijos de los equipos de control de abatimiento, más el diferencial de costos de operación de cada sistema eléctrico dado por las diferencias con el escenario base (sin norma).

Tabla 6. 13: Valor Actual Costo Total (millones US\$).

Escenario	Diferencial Costos Operación respecto Escenario Base	Inversión y Costo Fijo	Costo Total
1	127	429	555
2	335	798	1,134
3	707	1,035	1,741

El cuadro siguiente presenta el costo total de la aplicación de la norma de emisiones en forma de flujos anuales.

Tabla 6. 14: Flujo de costos totales anuales para aplicación de escenarios de norma en millones de US\$.

Costo	Escenario	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Anualidad Valor de Inversión	Esc1	-	-	-	15.28	43.82	43.82	43.82	43.82	43.82	43.82	43.82
	Esc2	-	0.18	0.18	25.97	81.25	81.25	81.25	81.25	81.25	81.25	81.25
	Esc3	-	0.86	0.86	36.55	103.44	103.51	103.51	103.81	103.83	103.89	103.92
Costos Fijos Anuales	Esc1	-	-	-	2.37	7.98	7.98	7.98	7.98	7.98	7.98	7.98
	Esc2	-	0.01	0.01	4.05	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48
	Esc3	-	0.42	0.42	7.29	20.85	20.86	20.86	20.93	20.93	20.94	20.94
Costos del Sistema Eléctrico	Esc1	-	-	0.94	8.74	13.97	13.71	14.91	13.93	13.76	12.80	15.76
	Esc2	0.00	2.19	2.91	22.55	37.08	37.58	40.03	36.93	38.49	37.79	40.22
	Esc3	0.43	9.63	13.77	49.84	75.00	78.76	79.31	76.92	78.90	78.13	83.65
Total Anual	Esc1	-	-	0.94	26.40	65.77	65.51	66.71	65.73	65.56	64.60	67.56
	Esc2	0.00	2.37	3.09	52.56	133.81	134.31	136.76	133.66	135.22	134.53	136.95
	Esc3	0.43	10.92	15.06	93.68	199.29	203.12	203.67	201.66	203.67	202.97	208.51

En los siguientes gráficos se ilustra los costos por tonelada reducida de contaminante (MP, NO_x y SO₂) por escenario para el año 2014 y 2020.

Costo por tonelada reducida año 2014

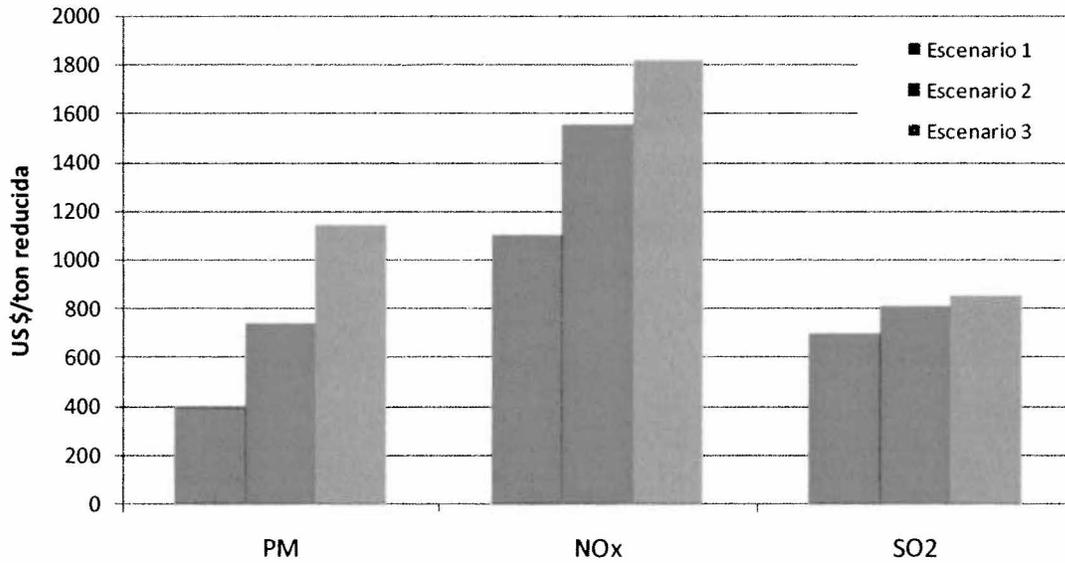


Figura 6. 11: Comparación de costos por tonelada reducida de contaminante año 2014.

Costo por tonelada reducida año 2020

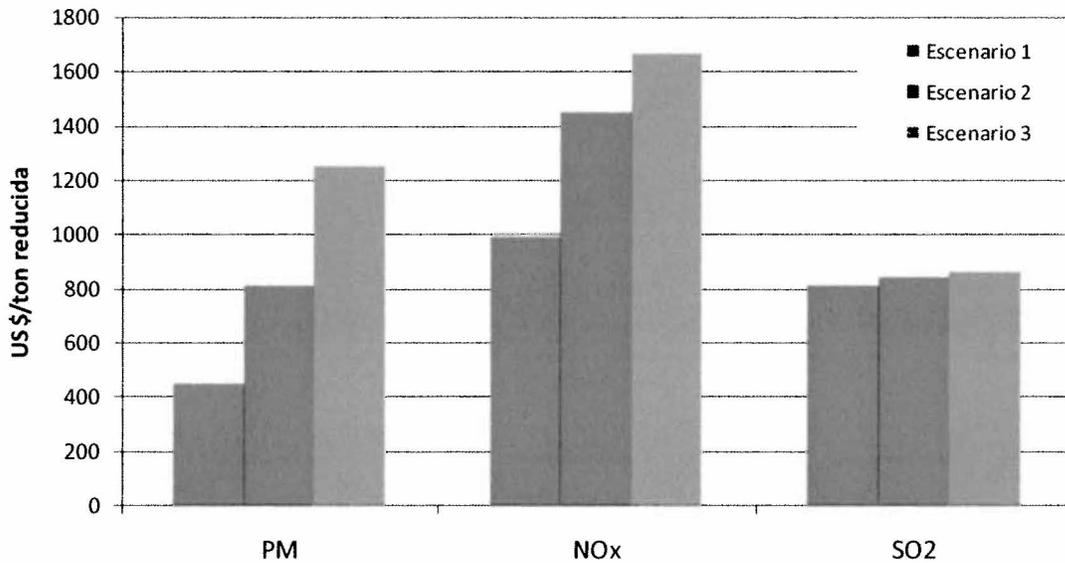


Figura 6. 12: Comparación de costos por tonelada reducida de contaminante año 2020.



7 EVALUACIÓN DE LOS BENEFICIOS

La aplicación de una norma de emisión para centrales termoeléctricas, traerá consigo una serie de beneficios directos e indirectos (co-beneficios), los cuales se evalúan en este capítulo. La evaluación se realiza al comparar la situación base proyectada (BAU), con la situación esperada al aplicar la norma de emisión para las termoeléctricas. Se ha seguido la metodología de la USEPA denominada Regulatory Impact Analysis (RIA)⁸³, y su actualización la Guía para preparar análisis económicos⁸⁴.

La evaluación de los beneficios asociados a la norma de emisión de termoeléctricas, se realizó considerando cuatro mecanismos. El primero de ellos consistió en determinar el potencial de reducción de emisiones (toneladas reducidas/año) producto de la implementación de la norma de emisión. Este cálculo se realizó para cada contaminante incluido en la norma. El segundo mecanismo consistió en estimar a través de una modelación del transporte y dispersión de contaminantes atmosféricos, la reducción en concentraciones de contaminantes, debido a la norma de emisión, y con ecuaciones concentración-respuesta, se estimó el número de casos evitados en términos de días con actividad restringida, admisiones hospitalarias, y mortalidad prematura. La Tabla 7.1 muestra los efectos evaluados en términos de los beneficios en salud.

Tabla 7. 1: Efectos en salud evaluados.

Contaminante	Efecto evaluado
MP10	Mortalidad cardiorespiratoria Admisiones hospitalarias por causas cardiovasculares y respiratorias Ausentismo laboral Ausentismo escolar
MP2.5	Mortalidad cardiorespiratoria Admisiones hospitalarias por causas cardiovasculares y respiratorias Bronquitis crónicas Ausentismo laboral Ausentismo escolar
SO ₂	Mortalidad cardiorespiratoria Admisiones hospitalarias por causas cardiovasculares y respiratorias
NO ₂	Admisiones hospitalarias por causas cardiovasculares y respiratorias

Con esta última información, se determinó un valor monetario asociado a cada evento evaluado. El tercer mecanismo, consistió en estimar la cantidad evitada de materia particulada depositada en áreas con recursos naturales (agrícola, bosque nativo, plantaciones, praderas, y renovales), al implementar una norma de emisión para las termoeléctricas. Finalmente, para aquellos efectos no cuantificables, se realizó una descripción cualitativa, en relación a los beneficios esperados al implementar la norma de emisión. Lo anterior implica que la evaluación subestima los beneficios totales de esta norma.

La evaluación se realizó para cada uno de los Escenarios definidos en el Capítulo 4, y en cortes temporales al año 2014 y 2020.

⁸³ Guidelines for performing Regulatory Impact Analysis. USEPA 1991

⁸⁴ Guidelines for preparing Economic analysis. USEPA 2000. EPA 240-R-00-003

7.1 Potencial de Reducción de Emisiones

Considerando el parque termoeléctrico al año 2014, según lo establecido en el Plan de Obras de la Comisión Nacional de Energía, se aplicaron los tres escenarios de norma (Capítulo 4), y se estimaron las reducciones respecto a la situación sin norma de emisión. La Tabla 7.2 muestra el total de emisiones, por tipo de contaminante, que se tendría al año 2014 para cada uno de los escenarios. La Tabla 7.3, muestra el porcentaje de reducción de emisión esperado, producto de la aplicación de cada uno de los escenarios normativos. De ella se observa que el Escenario 1 reduce en un 56% las emisiones de material particulado, en un 24% los óxidos de nitrógeno, y en un 39% el dióxido de azufre. Al considerar el Escenario 2, las emisiones se reducen en un 73%, 45%, y 73% para el MP, NO_x, y SO₂, respectivamente. Finalmente al aplicar el Escenario 3, la reducción de emisiones es de un 83% en el caso del MP, un 70% para NO_x, y un 86% en el SO₂.

Respecto al mercurio, se observa que las emisiones se reducen en un 0%, 5%, y 29% para los Escenarios 1, 2, y 3 respectivamente. Las emisiones de níquel se reducen en un 47% para el Escenario 1, 75% en el Escenario 2, y en un 87% en el Escenario 3. Al considerar el vanadio las emisiones se reducen en un 49%, 75%, y en un 87% para el Escenario 1, 2, y 3, respectivamente.

Tabla 7. 2: Emisiones Año 2014

ESCENARIOS	EMISIONES ton/año					
	MP	NO _x	SO ₂	Hg	Ni	V
SIN NORMA	17,833	66,086	133,253	5.9	180	359
Escenario N°1	7,805	50,223	69,913	5.9	96	183
Escenario N°2	4,794	36,632	36,496	5.6	46	92
Escenario N°3	2,971	19,692	18,553	4.2	23	46

Tabla 7. 3: Porcentaje de Reducción de Emisiones Año 2014.

ESCENARIOS	%					
	MP	NO _x	SO ₂	Hg	Ni	V
Escenario N°1	56	24	48	0	47	49
Escenario N°2	73	45	73	5	75	75
Escenario N°3	83	70	86	29	87	87

La Tabla 7.4 muestra los resultados de las emisiones que se tendrían al año 2020 para cada uno de los escenarios. La Tabla 7.5, muestra el porcentaje de reducción de emisión producto de la aplicación de cada uno de los escenarios. De ella se observa que el Escenario 1 reduce en un 50% las emisiones de material particulado, en un 23% los óxidos de nitrógeno, y en un 39% el dióxido de azufre. Al considerar el Escenario 2, las emisiones se reducen en un 67%, 41%, y 66% para el MP, NO_x, y SO₂, respectivamente. Finalmente al aplicar el Escenario 3, la reducción de emisiones es de un 79% en el caso del MP, un 67% para NO_x, y un 83% en el SO₂.

Respecto al mercurio, se observa que las emisiones se reducen en un 0%, 4%, y 28% para los Escenarios 1, 2, y 3 respectivamente. Las emisiones de níquel se reducen en un 47% para el Escenario 1, 73% en el Escenario 2, y en un 87% en el Escenario 3. Al considerar el vanadio las emisiones se reducen en un 47%, 73%, y en un 87% para el Escenario 1, 2, y 3, respectivamente.

Las Figuras 7.1 a 7.6 muestran gráficamente según escenario y para los cortes temporales de 2014 y 2020, las emisiones de los contaminantes normados, MP, NO_x, SO₂, Hg, Ni, y V, respectivamente.

Tabla 7. 4: Emisiones Año 2020.

ESCENARIOS	EMISIONES ton/año					
	MP	NO _x	SO ₂	Hg	Ni	V
SIN NORMA	18,264	79,742	142,891	7.8	234	469
Escenario N°1	9,171	61,365	87,526	7.8	123	247
Escenario N°2	6,042	47,417	48,069	7.5	62	124
Escenario N°3	3,901	26,592	24,785	5.6	31	62

Tabla 7. 5: Porcentaje de Reducción de Emisiones Año 2020.

ESCENARIOS	%					
	MP	NO _x	SO ₂	Hg	Ni	V
Escenario N°1	50	23	39	0	47	47
Escenario N°2	67	41	66	4	73	73
Escenario N°3	79	67	83	28	87	87

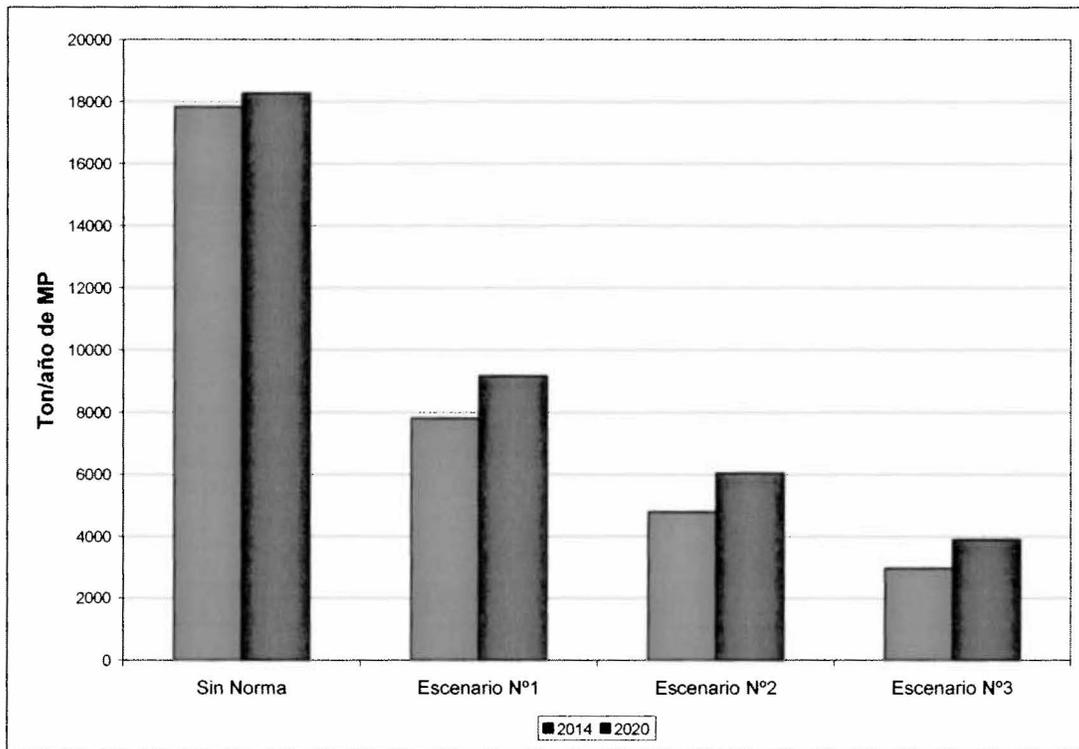


Figura 7. 1: Emisiones de MP (ton/año) según escenario y año evaluado.

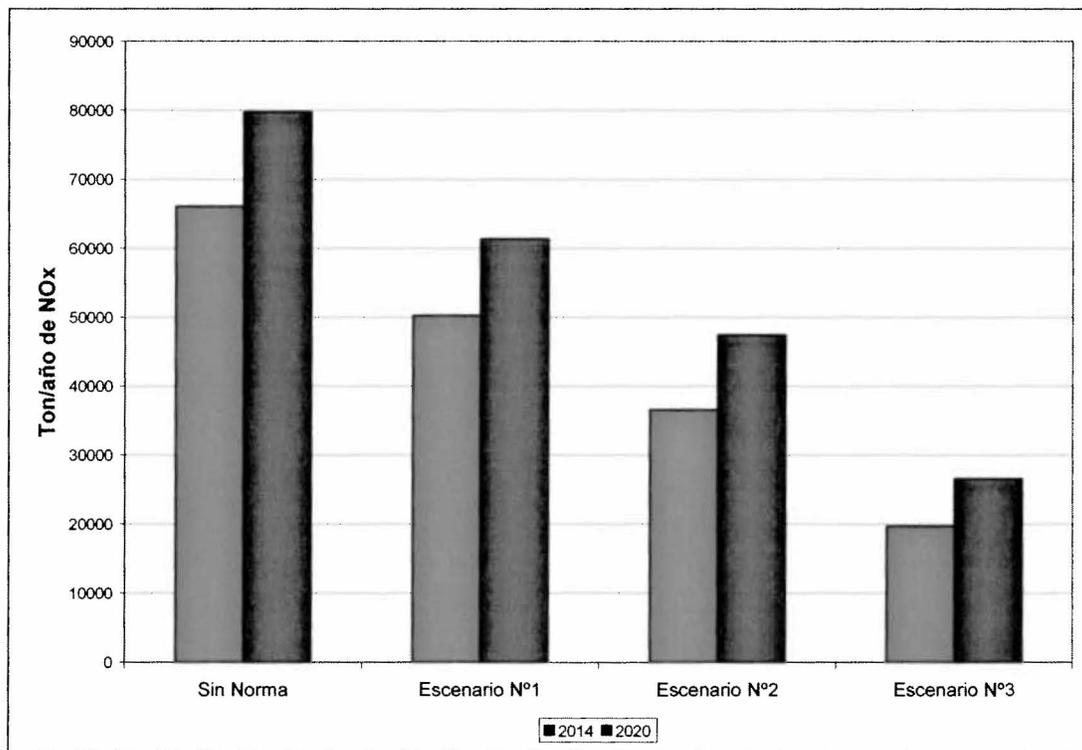


Figura 7. 2: Emisiones de NOx (ton/año) según escenario y año evaluado.

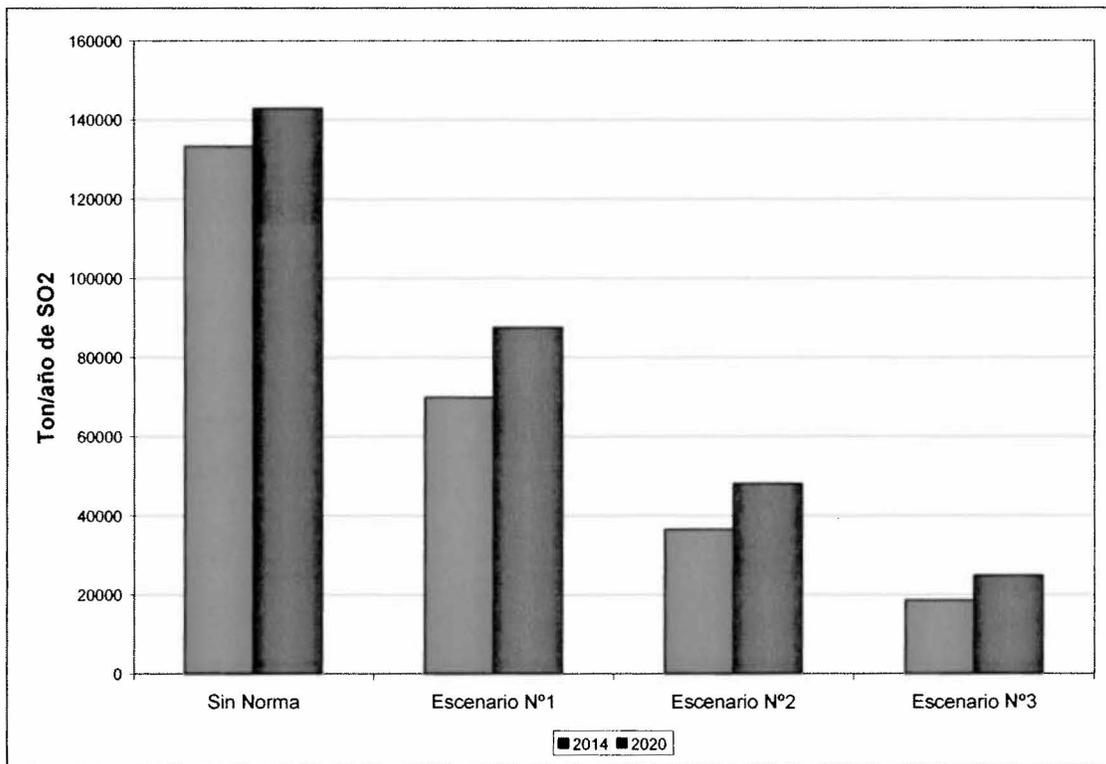


Figura 7. 3: Emisiones de SO₂ (ton/año) según escenario y año evaluado.

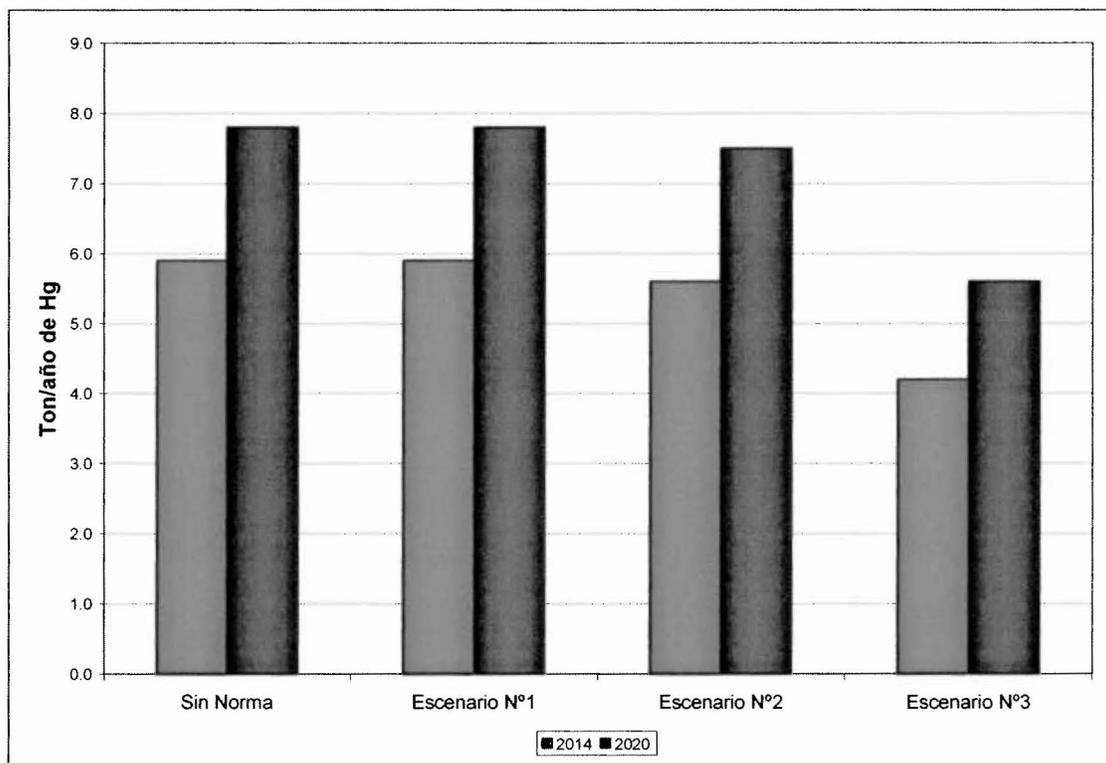


Figura 7. 4: Emisiones de Hg (ton/año) según escenario y año evaluado.

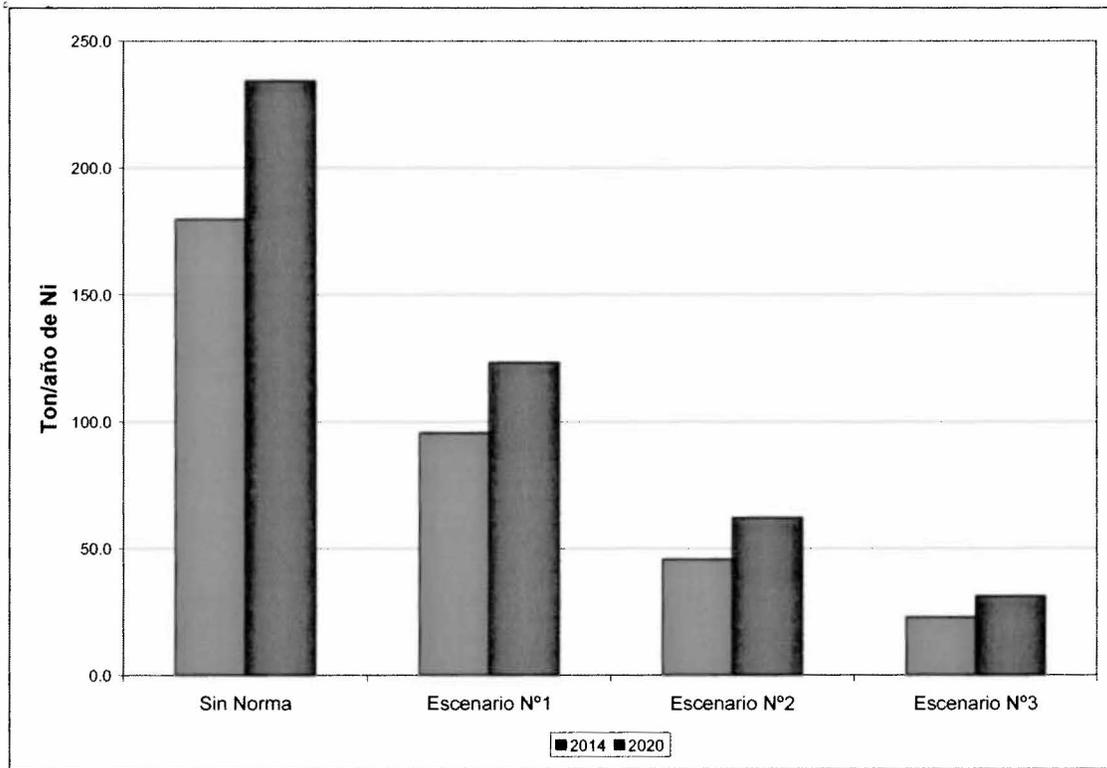


Figura 7. 5: Emisiones de Ni (ton/año) según escenario y año evaluado.

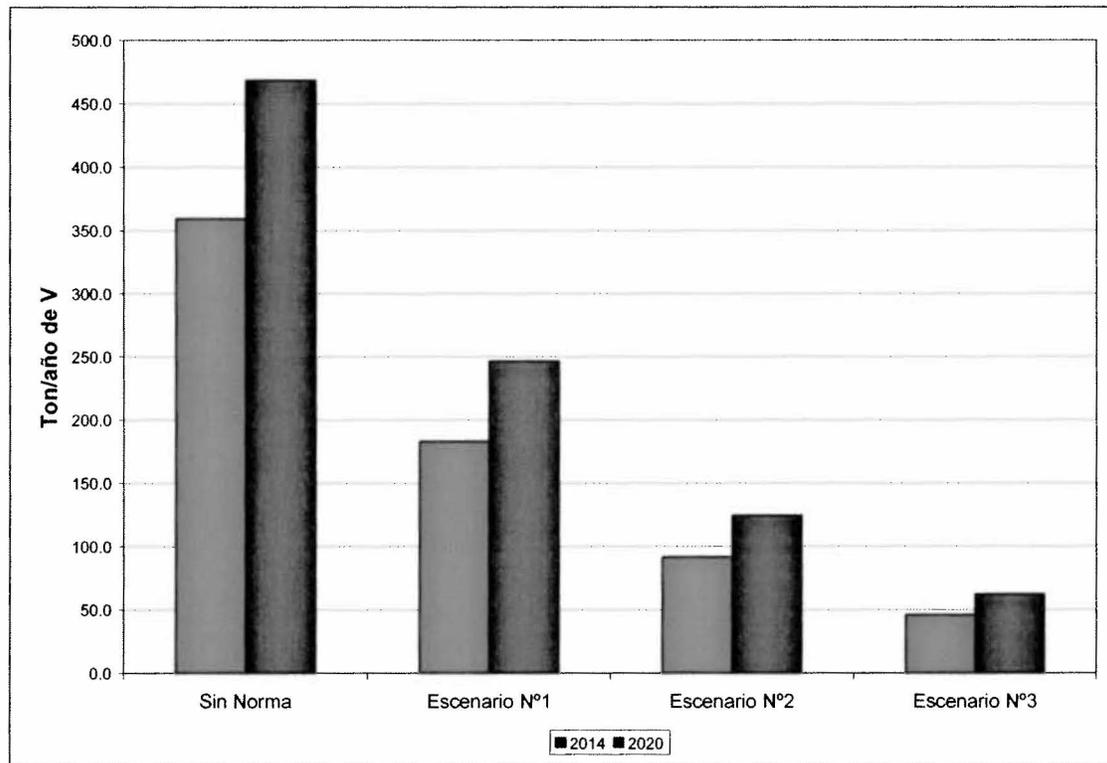


Figura 7. 6: Emisiones de V (ton/año) según escenario y año evaluado.

7.2 Estimación de Efectos en Salud

La aplicación de una norma de emisión para Centrales Termoeléctricas en Chile, generará beneficios en salud, producto de la menor exposición a contaminantes que experimentará la población, respecto a la situación sin norma de emisión. Esta mejor calidad del aire que respirará la población, se manifestará a través de la disminución en el número de casos de admisiones hospitalarias y mortalidad prematura, así como en menores días de ausentismo laboral y escolar, por problemas asociados a causas cardiovasculares y respiratorias. Con el número de casos evitados de efectos adversos en salud, se realiza la estimación monetaria, a través del uso de la valoración económica de dichos efectos.

La estimación de los beneficios económicos se presenta al año 2014, cuando todas las centrales termoeléctricas estén cumpliendo norma de emisión, y también para el año 2020 (último año que considera el Plan de Obras de la CNE de abril del 2009). Para tal efecto se ha seguido la metodología de la Evaluación de Impacto Regulatorio de la USEPA (RIA)⁸⁵.

7.2.1 Método de la Función de Daño

Para estimar los efectos en salud debido a un cambio en las concentraciones de contaminantes atmosféricos, se utilizó la metodología basada en la función de daño, la cual requiere de la estimación de la variación en la concentración al aplicar una norma de emisión, y del uso de coeficientes obtenidos de las ecuaciones concentración-respuesta. Básicamente esta metodología se basa en las siguientes etapas:

- Estimación del cambio de emisiones de contaminantes.
- Estimación del cambio de concentraciones ambientales de los contaminantes que producen efectos en la salud.
- Estimación del cambio en el número de efectos en exceso debido a los cambios en concentraciones ambientales utilizando funciones dosis-respuesta.
- Valoración social del cambio en los efectos en exceso, basado en la disposición a pagar de la sociedad por reducir cada uno de los efectos.

La estimación del número de casos evitados al disminuir las concentraciones producto de una norma de emisión, se muestra en la siguiente ecuación:

$$\Delta E_{\delta} = \sum_{i=1}^{N_c} Eo_{\delta} \cdot (e^{\{\beta_{\delta} \cdot \Delta C\}} - 1) \cdot Pop_i \quad \text{Ecuación (1)}$$

ΔE_{δ} : Número de Efectos tipo δ evitados, debido a la Norma

N_c : Número de celdas del área de estudio

β_{δ} : Coeficiente de Concentración-Respuesta para el efecto δ

⁸⁵ Regulatory Impact Analysis for existing stationary reciprocating internal combustion engines. Office of air Quality Planning and Standards, Benefit and Cost group. MD-C439-02, 2009.

E_o : Tasa de admisión hospitalaria por enfermedad δ

ΔC : Delta Concentración (Base – Norma) obtenido con Modelo de Dispersión Atm

Pop_i : Población en celda i obtenido con Modelo de Dispersión Atm

7.2.2 Modelación de Calidad del Aire

Para estimar las concentraciones de partículas y gases, primarias y secundarias, producto de las emisiones para el caso Base y los Escenarios de norma de emisión de Termoeléctricas, se utilizó el sistema de modelación de transporte y dispersión de contaminantes atmosféricos aprobado por la USEPA, denominado CALMET/CALPUFF, el cual ha sido utilizado en evaluaciones de beneficios de termoeléctricas en Estados Unidos y China. Para esto se ingresaron los parámetros de emisión de cada una de las chimeneas de las Centrales Termoeléctricas que operarán el año 2014 y 2020 según el Plan de Obras de la CNE, en conjunto con la información meteorológica y topográfica del país. Con el sistema CALMET/CALPUFF se estimaron las concentraciones de MP10, SO₂, NO_x, SO₄ (sulfatos) y NO₃ (nitratos).

- Sistema CALMET/CALPUFF

El sistema de modelación CALMET/CALPUFF, ha sido recomendado por la USEPA para ser utilizado en situaciones de topografía compleja, en áreas con interfases tierra-agua, y donde exista variación espacial de los campos de viento. Básicamente se compone de tres subsistemas: Un módulo que genera los campos meteorológicos en tres dimensiones denominado CALMET; un módulo de transporte, dispersión y transformación química de contaminantes, denominado CALPUFF, y un módulo de procesamiento de datos denominado CALPOST.

CALPUFF es un modelo tipo puff de estado no-estacionario, multicapa y multiespecies, que puede simular los efectos de varias condiciones meteorológicas sobre el transporte, transformación, difusión, y remoción de contaminantes en la atmósfera. La USEPA ha propuesto el sistema de modelamiento CALPUFF como guía para aplicaciones regulatorias, es decir, para ser aplicado en estudios y evaluaciones ambientales que consideren terrenos complejos, transporte en grandes distancias, y cumplimiento de normas de calidad del aire.

El sistema CALMET/CALPUFF ha sido aplicado en la evaluación del impacto de centrales termoeléctricas y sus regulaciones, en Estados Unidos⁸⁶ y en China⁸⁷. La elección de este sistema de modelación radica en que es posible estimar concentraciones de partículas primarias y secundarias, ha sido recomendado por la USEPA, y está bajo constante desarrollo.

La Figura 7.7 muestra un esquema del sistema CALMET/CALPUFF, sus variables de entrada y salida, así como los subsistemas que lo componen.

⁸⁶ Using CALPUFF to evaluate the impacts of power plant emissions in Illinois. J Levy et al. Atmos. Environ. 36 - 2002,

⁸⁷ Estimating population exposure to power plant emissions using CALPUFF: a case study in Beijing, China. Atmos. Environ. 37 – 2003).

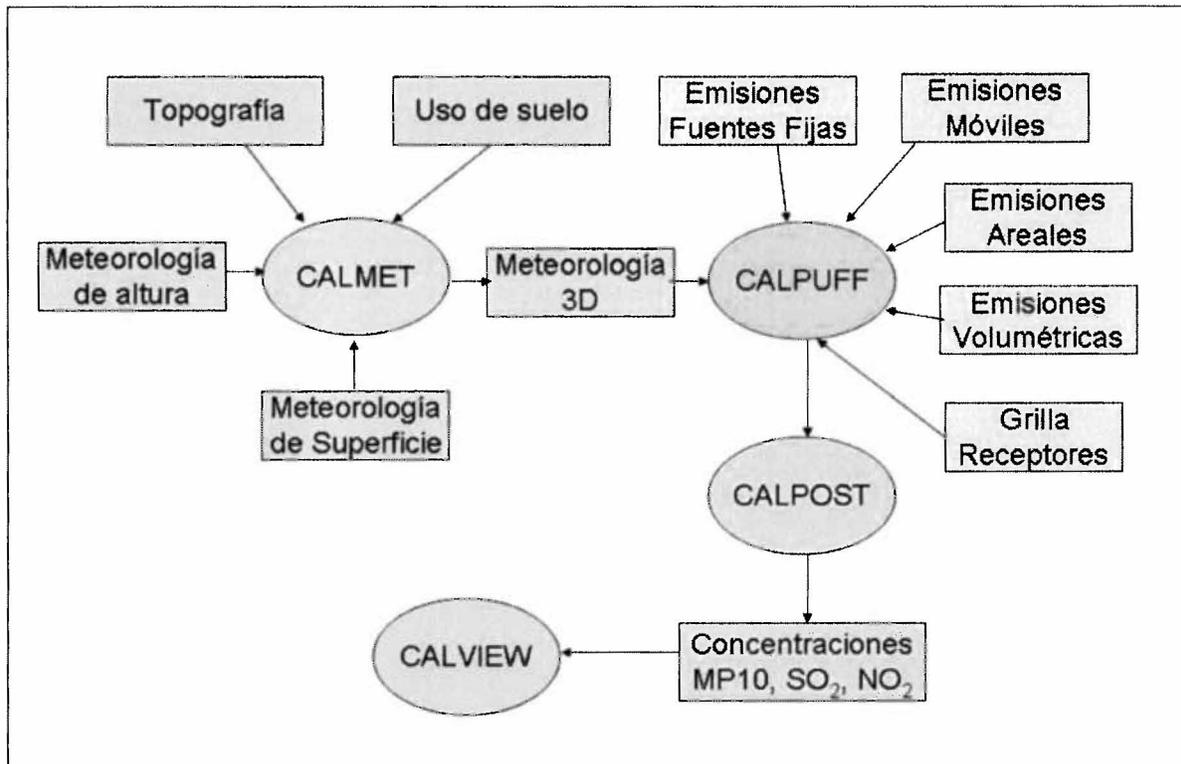


Figura 7. 7: Esquema del sistema CALMET/CALPUFF.

7.2.3 Área de Modelación

El modelo CALMET/CALPUFF se aplicó para un área que cubre todo el país, excepto la Antártica, Isla de Pascua, y Juan Fernández. De esta forma el dominio de modelación quedó definido por una superficie de 759 X 4305 kilómetros, donde se han definido 343 puntos receptores los cuales corresponden a cada una de las comunas de Chile. La Figura 7.8, muestra el dominio de modelación considerado en este estudio. Los puntos representan los receptores.

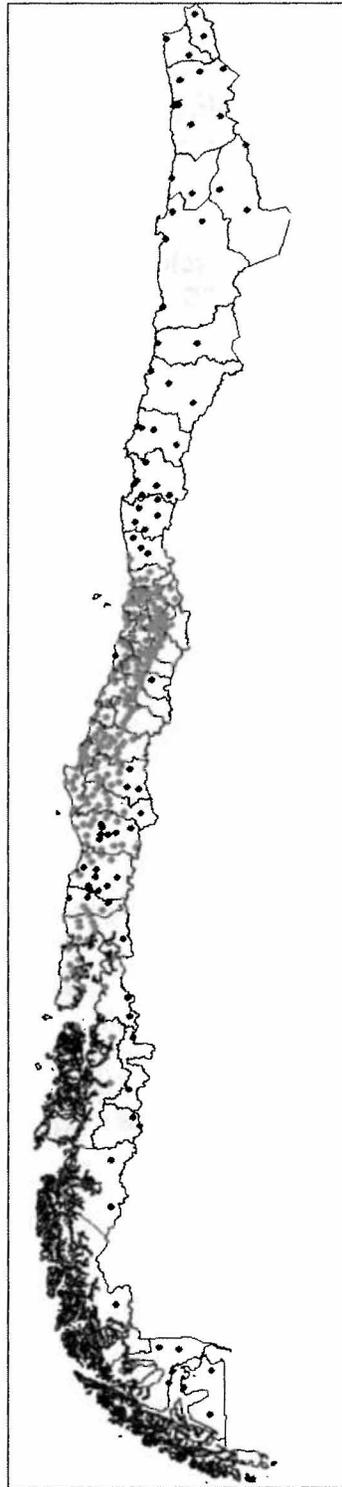


Figura 7. 8: Área de modelación.

7.2.4 Información Utilizada

La aplicación del método de la función de daño requiere datos locales de población, tasas de incidencia de los efectos, y cambio en las concentraciones atmosféricas. Por otro lado, es necesario incorporar las relaciones dosis – respuesta, que son el resultado de estudios epidemiológicos, cuyo análisis proporciona el valor de la pendiente de la curva dosis-respuesta o el riesgo relativo para una variación de la concentración del contaminante.

7.2.4.1 Datos de Población

Dado que la norma se evalúa para cortes temporales del 2014 y 2020, es necesario contar con la proyección del crecimiento poblacional. Para esto se utilizó la estimación de la proyección de población del INE. Aún cuando la estimación de población se realizó por comuna, se muestra en la Tabla 7.6 la estimación de la población para los años 2008, 2014 y 2020, como total país.

Tabla 7. 6: Proyección de Población.

Población	Año 2008	Año 2014	Año 2020
Número de Habitantes	16,763,470	17,711,004	18,549,095

Fuente: Elaboración Propia, en base a Proyección INE

7.2.4.2 Estadísticas de salud

La información de salud sobre mortalidad y morbilidad se obtuvo del Departamento de Estadísticas del Ministerio de Salud (DEIS) para el año 2006 (último año con información validada y disponible). Estos registros contienen información detallada de cada evento de muerte y morbilidad ocurrida en el año 2006. En especial se procesó la base considerando el día de ocurrencia, la causa de muerte o admisión hospitalaria, la edad, entre otros.

7.2.4.3 Coeficientes de la ecuación Concentración – Respuesta (Betas)

Los coeficientes de la ecuación Concentración – Respuesta utilizados en este estudio, se obtuvieron de diversos estudios, principalmente de Cifuentes, USEPA, y CONAMA. La Tabla 7.7, muestra los betas por contaminante y causa utilizados en este estudio. Dado que el proceso de combustión de las termoeléctricas genera material particulado que en su gran mayoría es particulado fino (MP2.5), se ha utilizado el mismo coeficiente del MP2.5 para la mortalidad debido al MP10. Por otro lado, dado que no existen betas para la morbilidad debido al MP2.5, se han utilizado los mismos que para el MP10.

Tabla 7. 7: Betas utilizados en la estimación de beneficios.

Caso	MP10	MP2,5	NO _x	SO ₂
Mortalidad	0.0148 (2)	0.0148 (2)		0.00012(4)
Morbilidad Cardiovascular	0.044(1)	0.044(1)	0.0025(3)	0.0039(5)
Morbilidad Respiratoria	0.025(1)	0.025(1)	0.002(3)	0.00107(5)
Ausentismo Laboral y Escolar	0.06(1)	0.06(1)		

(1) Cifuentes (2) BenMap 3.0 (3) USEPA (4) Sanhueza et al (5) Estudio V región CONAMA

7.2.4.4 Datos de Meteorología

La información de variables meteorológicas fue otorgada por las empresas Termoeléctricas, a partir de las estaciones monitoras que administran en su entorno. Se analizaron las series horarias de temperatura, humedad relativa, dirección y velocidad del viento, presión atmosférica entre otras. El año utilizado fue el 2008, en total se consideraron 32 estaciones meteorológicas de superficie y 4 estaciones de altura. La distribución espacial de las estaciones a través del territorio nacional se puede observar en la Figura 7.9.

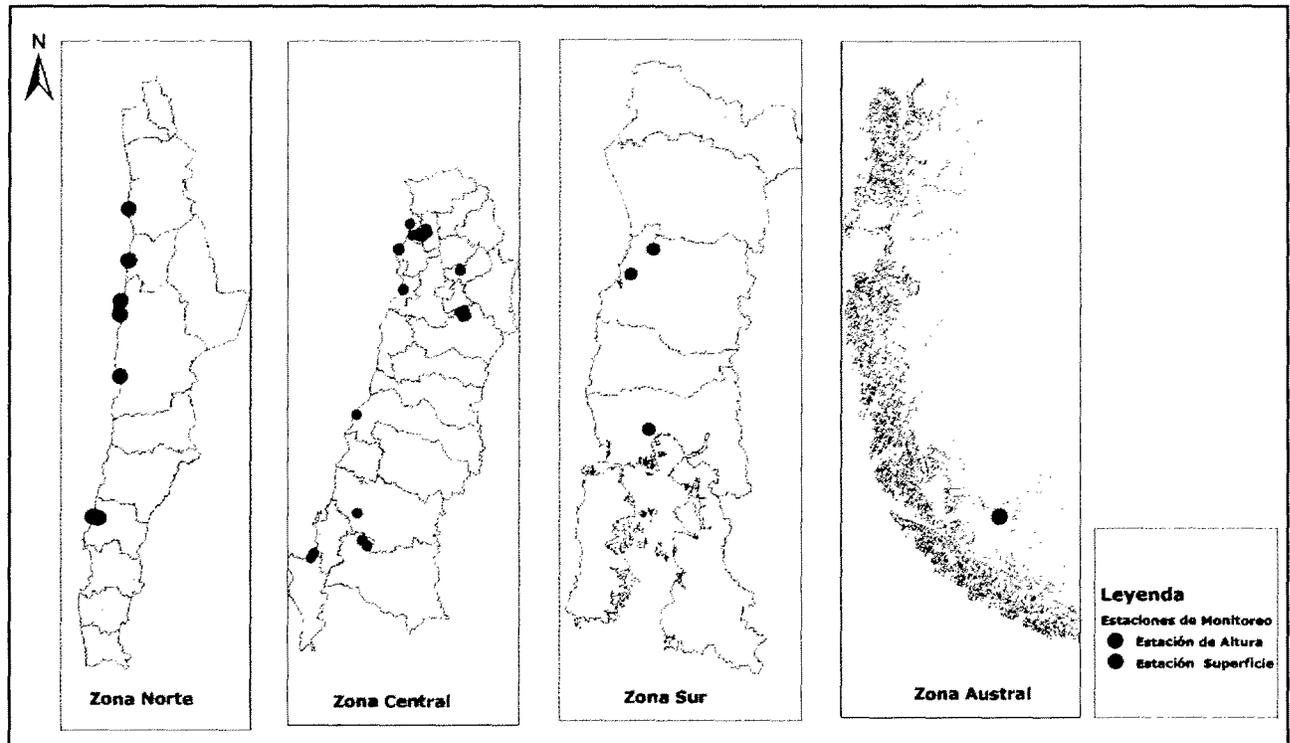


Figura 7. 9: Estaciones meteorológicas utilizadas en la modelación.

7.2.4.5 Valoración efectos en salud

La Tabla 7.8, muestra el valor monetario asociado a cada caso evitado. Estos valores están basados en los utilizados en el AGIES del MP2.5⁸⁸, los cuales fueron proyectados al 2014 y 2020, utilizando una tasa de descuento del 6% (tasa utilizada por CONAMA para la evaluación social).

Tabla 7. 8: Valoración de efectos en salud (US\$).

Tipo de caso	Año 2014			Año 2020		
	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Mortalidad	817,221	1,228,467	1,639,701	1,159,243	1,742,604	2,325,947
Bronquitis Crónica	45,221	117,963	190,704	64,147	167,333	270,518

⁸⁸ AGIES Norma primaria de calidad del aire para MP2.5. CONAMA 2009.

Tipo de caso	Año 2014			Año 2020		
	Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Admisiones hospitalarias por enfermedades cardiovasculares	242	390	535	343	553	759
Admisiones hospitalarias por enfermedades respiratorias	127	201	280	181	285	397
Días de trabajo perdido (ausentismo laboral)	64	64	64	90	90	90
Días de clases perdidos ⁸⁹ (ausentismo escolar)	4	5	5,4	6	7	8

7.2.5 Resultados de la Modelación de Calidad del Aire

Con la información meteorológica y los parámetros de emisión de cada fuente (Ver Anexo Encuesta de Emisiones), se corrió el sistema CALMET/CALPUFF para el Caso Base (sin norma) y para cada Escenario regulatorio, obteniéndose las concentraciones de los contaminantes. Las Figuras 7.10 a 7.12 muestran la distribución espacial de la diferencia en las concentraciones anuales en $\mu\text{g}/\text{m}^3$ de $\text{MP}_{2.5}$, SO_2 , y NO_x , respectivamente, al modelar el transporte, dispersión, y transformación química de los contaminantes para el Caso Base (sin norma de emisión), y cada Escenario evaluado (E1, E2, y E3).

⁸⁹ Valores extraídos desde la Coordinación Nacional de Subvenciones del MINEDUC año 2005 actualizado a los años 2014 y 2020

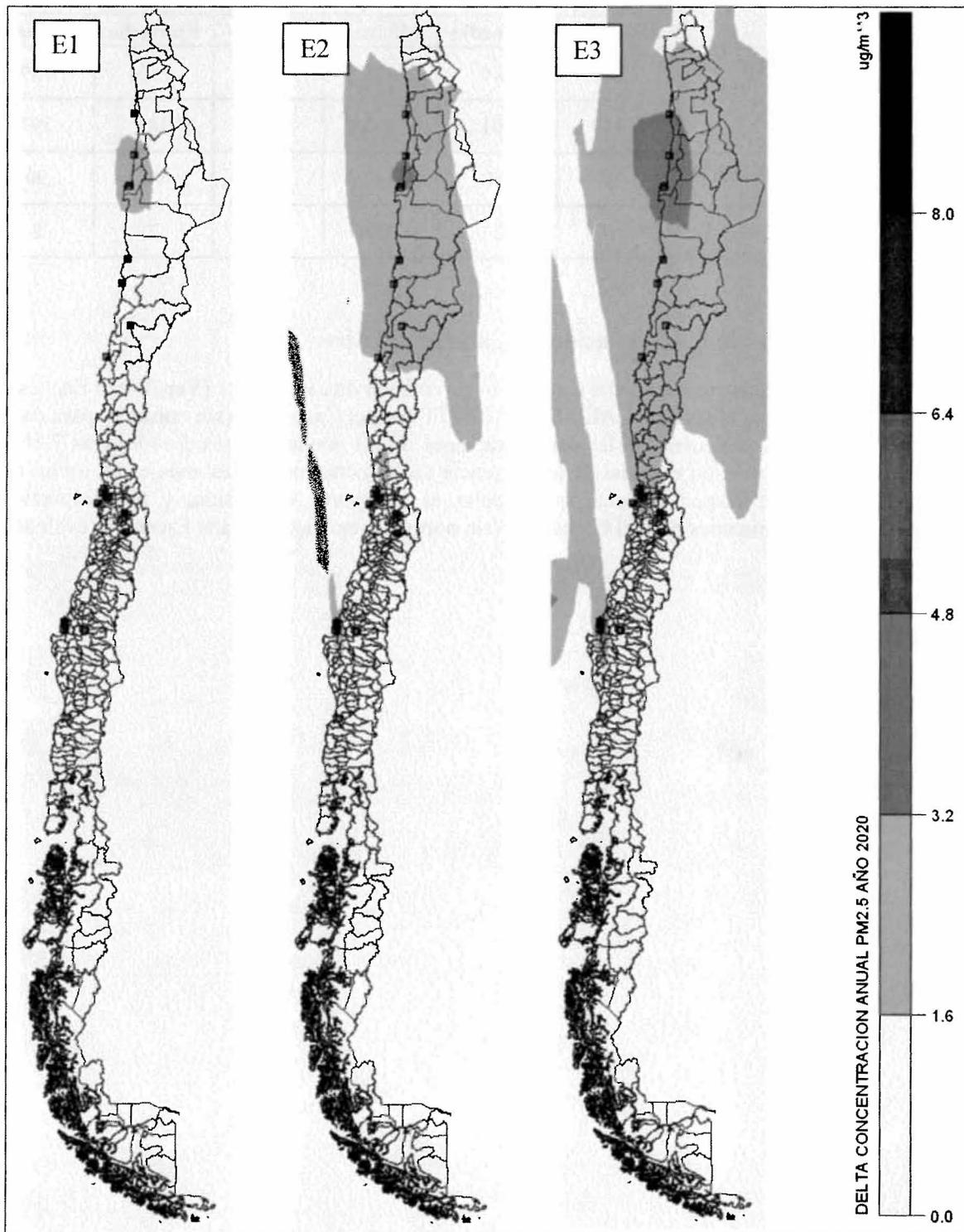


Figura 7. 10: Diferencia (Caso Base – [MP2.5]) – según Escenario: E1, E2, E3.

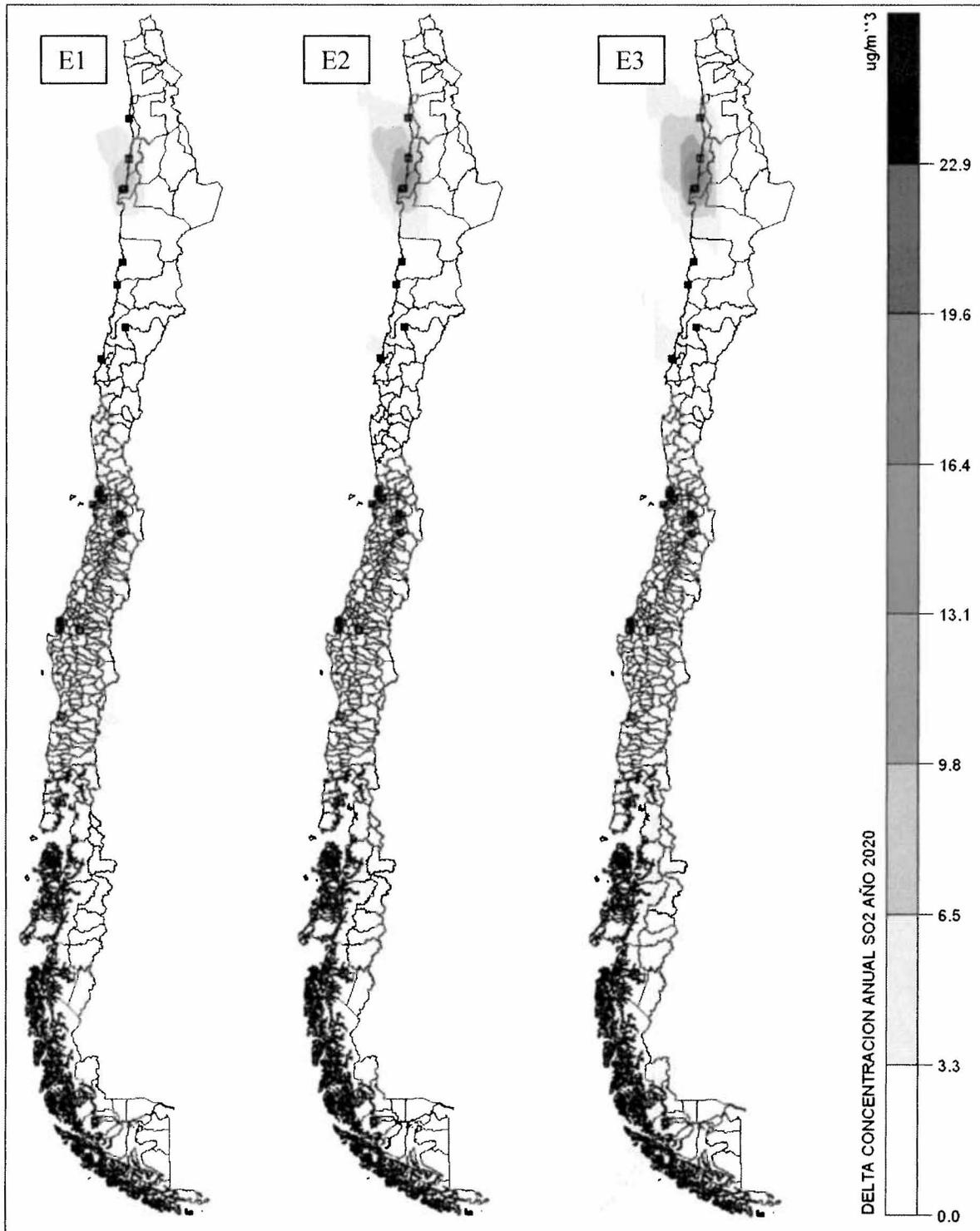


Figura 7. 11: Diferencia (Caso Base - [SO₂]) - según Escenario: E1, E2, E3.

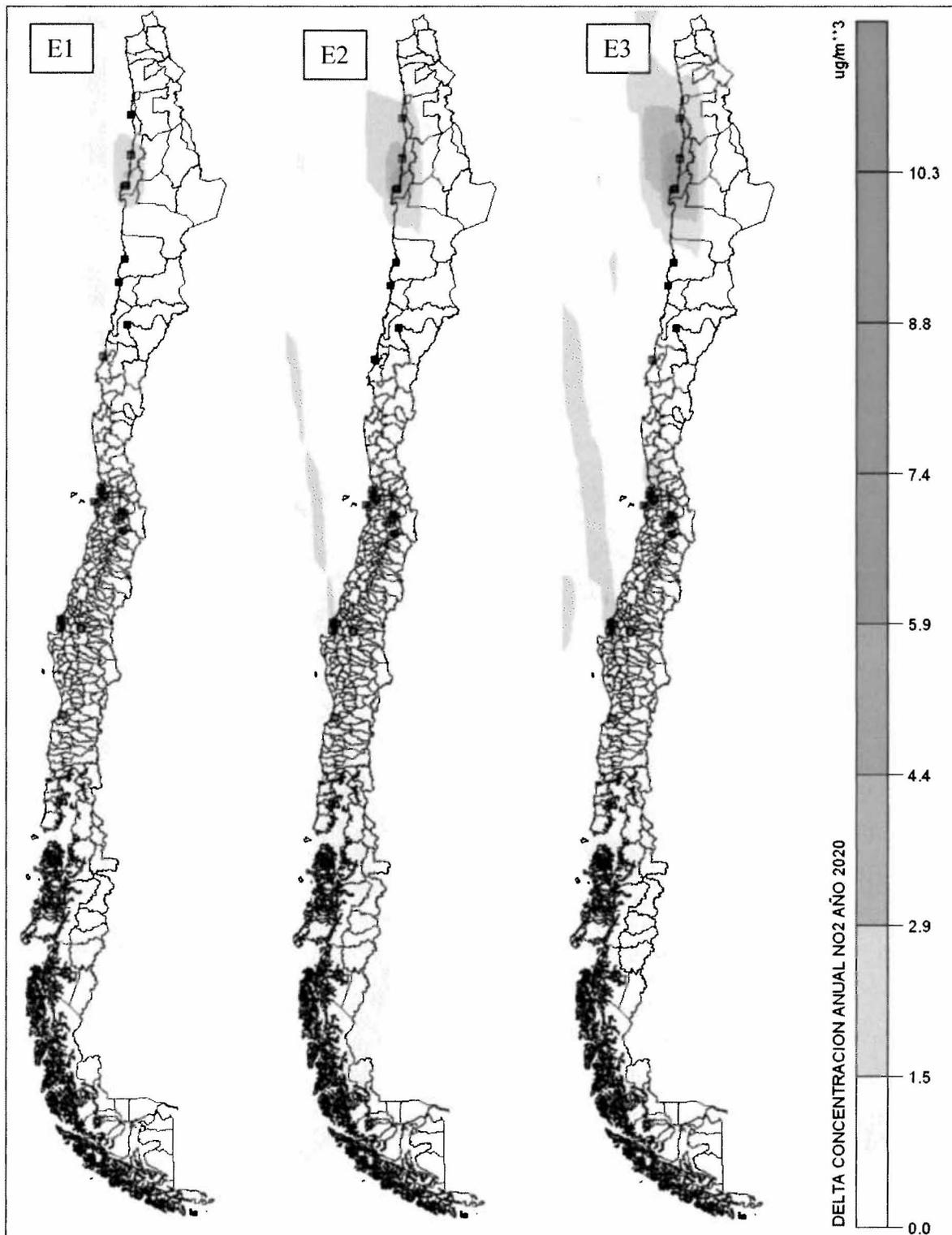


Figura 7. 12: Diferencia (Caso Base - [NOx]) - según Escenario: E1, E2, E3.

7.2.6 Número de Casos Evitados

Los resultados obtenidos al aplicar la metodología de la función de daño, se muestran en las Tablas 7.9, 7.10, y 7.11, al considerar los Escenarios de norma de emisión, 1, 2, 3, respectivamente para los años 2014 y 2020. Las Tablas entregan el número de casos evitados anualmente, según tipo de efecto en salud, y según tipo de contaminante. De ellas se observa que el efecto más significativo es la reducción de muertes cardiovasculares y respiratorias asociadas a una disminución en las concentraciones de MP2.5, el cual considera los sulfatos y nitratos que se generan a partir del SO₂ y NO₂.

7.2.7 Valoración de Beneficios

Con la estimación del número de casos evitados, y el valor monetario de cada evento (Tabla 7.8), se obtiene el beneficio monetario de la aplicación de la norma de emisión para las termoeléctricas. Las Tablas 7.12 a 7.14 muestran la valoración monetaria para el año 2014 según escenario de norma evaluado, y las Tablas 7.15 a 7.17 muestran la valoración monetaria según escenario evaluado para el año 2020.

Tabla 7. 9: Casos Evitados Escenario 1.

Casos Evitados al año	Año 2014				Año 2020			
	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂
Mortalidad	7	135	-	1	8	106	-	1
Bronquitis crónica	-	6	-	-	-	5	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	236	2,744	143	145	243	2,201	65	145
Admisiones por causas Respiratorias	192	2,523	188	60	199	2,036	83	61
Ausentismo Laboral	1,300	15,532	-	-	1,347	12,487	-	-
Ausentismo Escolar	287	3,435	-	-	299	2,807	-	-

Tabla 7. 10: Casos Evitados Escenario 2.

Casos Evitados al año	Año 2014				Año 2020			
	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂
Mortalidad	16	227	-	1	15	202	-	1
Bronquitis crónica	-	11	-	-	-	10	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	419	4,628	205	257	404	4,183	120	273
Admisiones por causas Respiratorias	353	4,266	269	108	338	3,872	155	115
Ausentismo Laboral	2,325	26,446	-	-	2,251	24,004	-	-
Ausentismo Escolar	507	5,853	-	-	492	5,374	-	-

Tabla 7. 11: Casos Evitados Escenario 3.

Casos Evitados al año	Año 2014				Año 2020			
	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂
Mortalidad	25	328	-	1	22	282	-	1
Bronquitis crónica	-	16	-	-	-	14	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	602	6,704	279	330	563	5,875	193	355
Admisiones por causas Respiratorias	522	6,157	365	139	483	5,415	249	150
Ausentismo Laboral	3,368	38,688	-	-	3,165	33,989	-	-
Ausentismo Escolar	730	8,549	-	-	689	7,586	-	-

Tabla 7. 12: Beneficio Millones US\$/año Escenario 1 - Año 2014.

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂
Mortalidad	5.7	110.3	-	0.8	8.6	165.8	-	1.2	11.5	221.4	-	1.6
Bronquitis crónica	-	0.3	-	-	-	0.7	-	-	-	1.1	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0.1	0.7	0.03	0.04	0.1	1.1	0.1	0.1	0.1	1.5	0.1	0.1
Admisiones por causas Respiratorias	0.02	0.3	0.02	0.01	0.04	0.5	0.04	0.01	0.1	0.7	0.1	0.02
Ausentismo Laboral	0.1	1.0	-	-	0.1	1.0	-	-	0.1	1.0	-	-
Ausentismo Escolar	0.001	0.01	-	-	0.001	0.02	-	-	0.002	0.02	-	-
TOTAL	5.9	112.6	0.1	0.9	8.8	169.1	0.1	1.3	11.7	225.7	0.1	1.7

Tabla 7. 13: Beneficio Millones US\$/año Escenario 2 - Año 2014.

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂
Mortalidad	13.1	185.5	-	0.8	19.7	278.9	-	1.2	26.2	372.2	-	1.6
Bronquitis crónica	-	0.5	-	-	-	1.3	-	-	-	2.1	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0.1	1.1	0.05	0.1	0.2	1.8	0.1	0.1	0.2	2.5	0.1	0.1
Admisiones por causas Respiratorias	0.04	0.5	0.03	0.01	0.1	0.9	0.1	0.02	0.1	1.2	0.1	0.03
Ausentismo Laboral	0.1	1.7	-	-	0.1	1.7	-	-	0.1	1.7	-	-
Ausentismo Escolar	0.002	0.02	-	-	0.003	0.03	-	-	0.003	0.032	-	-
TOTAL	13.4	189.4	0.1	0.9	20.0	284.5	0.1	1.4	26.7	379.7	0.2	1.8

Tabla 7. 14: Beneficio Millones US\$/año Escenario 3 - Año 2014.

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂
Mortalidad	20.4	268.0	-	0.8	30.7	402.9	-	1.2	41.0	537.8	-	1.6
Bronquitis crónica	-	0.7	-	-	-	1.9	-	-	-	3.1	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0.1	1.6	0.1	0.1	0.2	2.6	0.1	0.1	0.3	3.6	0.1	0.2
Admisiones por causas Respiratorias	0.1	0.8	0.05	0.02	0.1	1.2	0.1	0.03	0.1	1.7	0.1	0.04
Ausentismo Laboral	0.2	2.5	-	-	0.2	2.5	-	-	0.2	2.5	-	-
Ausentismo Escolar	0.003	0.03	-	-	0.004	0.04	-	-	0.004	0.05	-	-
TOTAL	20.9	273.7	0.1	0.9	31.3	411.2	0.2	1.4	41.7	548.7	0.3	1.9

Tabla 7. 15: Beneficio Millones US\$/año Escenario 1 - Año 2020.

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂
Mortalidad	9.3	122.9	-	1.2	13.9	184.7	-	1.7	18.6	246.6	-	2.3
Bronquitis crónica	-	0.3	-	-	-	0.8	-	-	-	1.4	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0.1	0.8	0.02	0.05	0.1	1.2	0.04	0.1	0.2	1.7	0.05	0.1
Admisiones por causas Respiratorias	0.04	0.4	0.02	0.01	0.1	0.6	0.02	0.02	0.1	0.8	0.03	0.02
Ausentismo Laboral	0.1	1.1	-	-	0.1	1.1	-	-	0.1	1.1	-	-
Ausentismo Escolar	0.002	0.02	-	-	0.002	0.02	-	-	0.002	0.02	-	-
TOTAL	9.5	125.5	0.04	1.2	14.3	188.5	0.1	1.8	19.0	251.5	0.1	2.5

Tabla 7. 16: Beneficio Millones US\$/año Escenario 2 - Año 2020.

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂
Mortalidad	17.4	234.2	-	1.2	26.1	352.0	-	1.7	34.9	469.8	-	2.3
Bronquitis crónica	-	0.6	-	-	-	1.7	-	-	-	2.7	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0.1	1.4	0.04	0.1	0.2	2.3	0.1	0.2	0.3	3.2	0.1	0.2
Admisiones por causas Respiratorias	0.1	0.7	0.03	0.02	0.1	1.1	0.04	0.03	0.1	1.5	0.1	0.05
Ausentismo Laboral	0.2	2.2	-	-	0.2	2.2	-	-	0.2	2.2	-	-
Ausentismo Escolar	0.003	0.03	-	-	0.003	0.04	-	-	0.004	0.04	-	-
TOTAL	17.8	239.1	0.1	1.3	26.7	359.3	0.1	1.9	35.5	479.5	0.2	2.6

Tabla 7. 17: Beneficio Millones US\$/año Escenario 3 - Año 2020.

CAUSA	Mínimo				Promedio				Máximo			
	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂	MP	MP 2.5	NOx	SO ₂
Mortalidad	25.5	326.9	-	1.2	38.3	491.4	-	1.7	51.2	655.9	-	2.3
Bronquitis crónica	-	0.9	-	-	-	2.3	-	-	-	3.8	-	-
Admisiones por causas Cardiovasculares	0.2	2.0	0.1	0.1	0.3	3.2	0.1	0.2	0.4	4.5	0.1	0.3
Admisiones por causas Respiratorias	0.1	1.0	0.05	0.03	0.1	1.5	0.1	0.04	0.2	2.1	0.1	0.1
Ausentismo Laboral	0.3	3.1	-	-	0.3	3.1	-	-	0.3	3.1	-	-
Ausentismo Escolar	0.004	0.05	-	-	0.005	0.1	-	-	0.01	0.1	-	-
TOTAL	26.1	333.9	0.1	1.3	39.1	501.7	0.2	2.0	52.1	669.4	0.2	2.7

7.3 Beneficios en Recursos Naturales

Al existir una norma de emisión de contaminantes atmosféricos para las Centrales Termoeléctricas, existirá un beneficio sobre los recursos naturales pues se reducirá la cantidad de materia particulada y gases que se depositarían en la vegetación. En Chile existen dos normas de calidad del aire secundaria, destinadas a proteger los recursos silvoagropecuarios. Una de ellas es el DS N° 185/1991 del Ministerio de Minería, que establece los valores máximos permisibles de concentraciones de SO₂, aplicable a todo el territorio de la República, sin embargo, con valores distintos para la zona norte y sur del país. La otra norma es el DS N° 4/1992 del Ministerio de Agricultura, el cual establece los valores máximos de material particulado sedimentable, el cual es aplicable sólo para la Cuenca del Huasco.

Por tal motivo, los beneficios de una norma de emisión de termoeléctricas sobre los recursos naturales, se estimaron a través de la reducción en las concentraciones de SO₂, y en la reducción en la depositación de materia particulada. Para esto último, se considero el material particulado primario y secundario (sulfatos y nitratos), generado fotoquímicamente a partir de las emisiones de SO₂ y NO₂.

La Figura 7.13 muestra la distribución de usos de suelo para la zona norte, central, sur, y austral del país, desagregando por terrenos agrícolas, bosque nativo, plantación, praderas, renovales y cuerpos de agua.

02107 VTA.

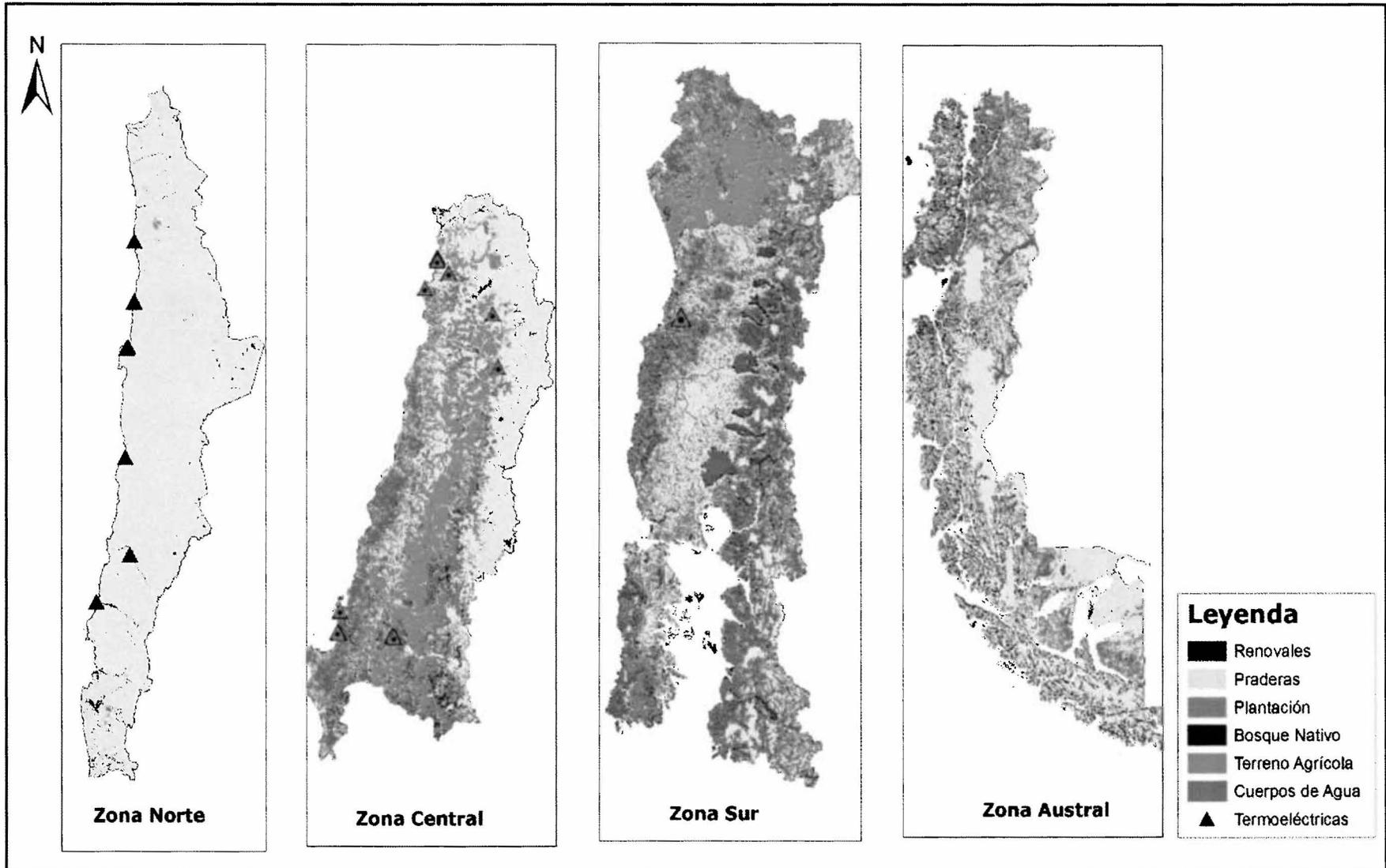


Figura 7. 13: Usos de Suelo por Zona del país.

A través de la cartografía de usos de suelo de Chile, se seleccionaron aquellas áreas con recursos naturales, desagregados en cinco grupos: Terrenos Agrícolas, Bosques, Plantaciones, Praderas, y Renovales. En total se consideraron 20,6 millones de Ha, desagregadas en 3,6 millones de Ha de Terrenos Agrícolas, 4,9 millones de Ha de Bosque Nativo, 2,6 millones de Ha de Plantaciones, 5,7 millones de Ha de Praderas, y 3,8 millones de Ha de Renovales. La Figura 7.14 muestra la distribución porcentual de suelos, y la Figura 7.15 desagrega los usos de suelo por zona del país.

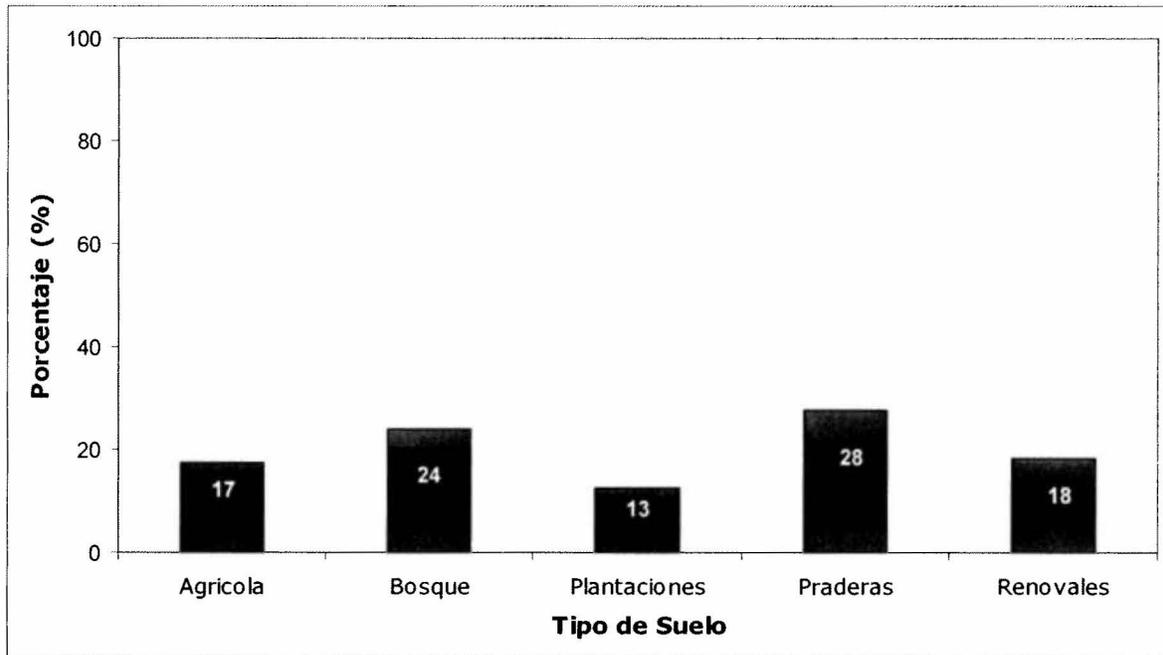


Figura 7. 14: Distribución de superficie por tipos de suelo.

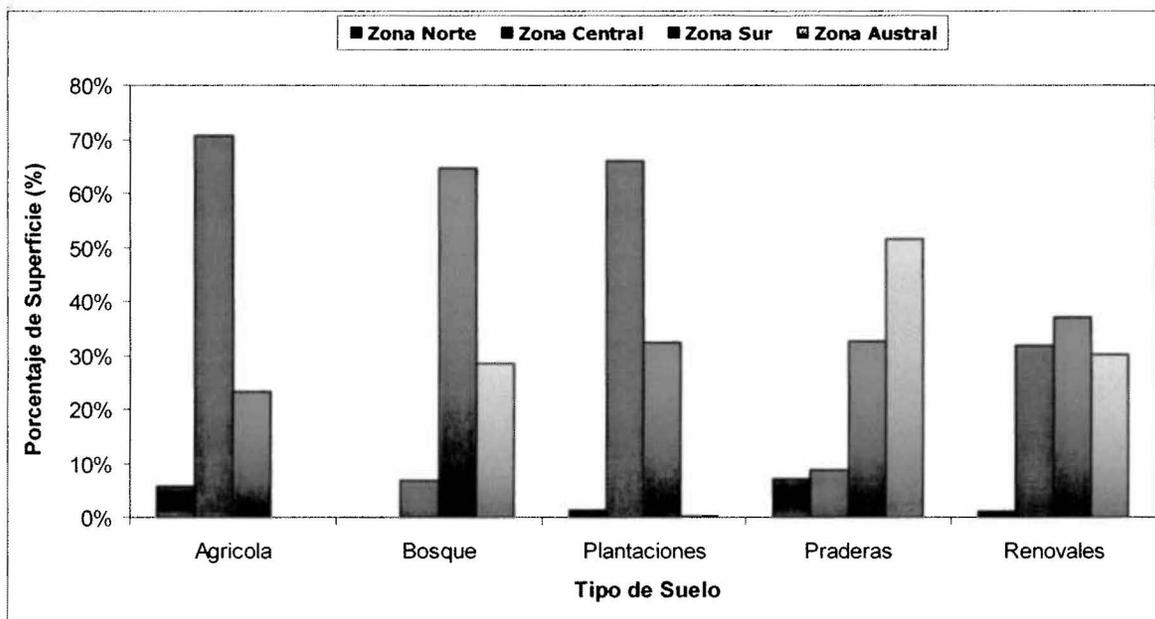


Figura 7. 15: Distribución de superficie por tipos de suelo y zona.

7.3.1 Reducciones en las Concentraciones de SO₂

Con el modelo CALMET/CALPUFF, se estimaron las concentraciones de SO₂ para los años 2014 y 2020, considerando el escenario Base proyectado (es decir, sin norma), así como los tres escenarios de norma de emisión.

Las Tablas 7.18 y 7.19 muestran el detalle de la concentración evitada de SO₂ (promedio y máxima) por tipo de uso de suelo y zona del país, para los años 2014 y 2020, respectivamente.

Los resultados indican que para todos los escenarios, y ambos cortes temporales, los mayores beneficios se obtienen en la zona central y norte del país, especialmente en las praderas de la zona central y en las plantaciones de la zona norte. Lo anterior, se debe a la gran cantidad de centrales ubicadas en la zona norte y centro del país.

Tabla 7. 18: Reducción de concentraciones promedios y máximas de SO₂ (µg/m³) según escenario de norma de emisión, año 2014.

Zona	Tipo de Suelo	Área (Há)	Concentración Evitada Promedio SO ₂			Concentración Evitada Máxima SO ₂		
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Norte	Agrícola	208,309	6E-01	1E+00	1E+00	3E+00	5E+00	6E+00
	Bosque	194	5E-01	1E+00	1E+00	5E-01	1E+00	1E+00
	Plantaciones	33,433	1E+00	2E+00	2E+00	2E+00	3E+00	3E+00
	Praderas	413,938	3E-01	5E-01	6E-01	1E+00	2E+00	2E+00
	Renovales	38,440	6E-01	1E+00	1E+00	1E+00	2E+00	2E+00
Central	Agrícola	2,543,847	7E-01	1E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00

Zona	Tipo de Suelo	Área (Há)	Concentración Evitada Promedio SO ₂			Concentración Evitada Máxima SO ₂		
			Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario
			1	2	3	1	2	3
	Bosque	341,669	8E-01	2E+00	2E+00	3E+00	6E+00	7E+00
	Plantaciones	1,728,560	1E+00	2E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00
	Praderas	498,499	1E+00	2E+00	3E+00	3E+00	6E+00	8E+00
	Renovales	1,207,135	8E-01	2E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00
Sur	Agrícola	839,957	1E-02	4E-02	7E-02	4E-01	1E-01	2E-01
	Bosque	3,199,207	3E-03	9E-03	1E-02	4E-01	1E-01	2E-01
	Plantaciones	843,067	1E-02	4E-02	7E-02	4E-01	1E-01	2E-01
	Praderas	1,867,616	4E-03	1E-02	2E-02	4E-01	1E-01	2E-01
	Renovales	1,397,750	6E-04	2E-02	3E-02	4E-01	1E-01	2E-01
Austral	Agrícola	3,390	5E-04	2E-03	3E-03	5E-04	2E-03	3E-03
	Bosque	1,407,686	3E-04	9E-04	2E-03	6E-04	2E-03	4E-03
	Plantaciones	7,836	5E-04	2E-03	3E-03	5E-04	2E-03	3E-03
	Praderas	2,967,492	1E-04	5E-04	8E-04	6E-04	2E-03	4E-03
	Renovales	1,144,900	3E-04	1E-03	2E-03	6E-04	2E-03	4E-03

Tabla 7. 19: Reducción de concentraciones promedios y máximas de SO₂ (µg/m³) según escenario de norma de emisión, año 2020.

Zona	Tipo de Suelo	Área (Há)	Concentración Evitada Promedio SO ₂			Concentración Evitada Máxima SO ₂		
			Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario
			1	2	3	1	2	3
Norte	Agrícola	208,309	6E-01	1E+00	1E+00	3E+00	5E+00	7E+00
	Bosque	194	5E-01	1E+00	1E+00	5E-01	1E+00	1E+00
	Plantaciones	33,433	8E-01	2E+00	2E+00	1E+00	3E+00	3E+00
	Praderas	413,938	3E-01	5E-01	6E-01	1E+00	2E+00	2E+00
	Renovales	38,440	6E-01	1E+00	1E+00	9E-01	2E+00	2E+00
Central	Agrícola	2,543,847	7E-01	1E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00
	Bosque	341,669	8E-01	2E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00
	Plantaciones	1,728,560	1E+00	2E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00
	Praderas	498,499	1E+00	2E+00	3E+00	3E+00	6E+00	8E+00
	Renovales	1,207,135	8E-01	2E+00	2E+00	3E+00	6E+00	8E+00
Sur	Agrícola	839,957	1E-02	4E-02	7E-02	4E-02	1E-01	2E-01
	Bosque	3,199,207	3E-03	9E-03	1E-02	4E-02	1E-01	2E-01
	Plantaciones	843,067	1E-02	4E-02	7E-02	4E-02	1E-01	2E-01
	Praderas	1,867,616	4E-03	1E-02	2E-02	4E-02	1E-01	2E-01
	Renovales	1,397,750	6E-03	2E-02	3E-02	4E-02	1E-01	2E-01
Austral	Agrícola	3,390	5E-04	2E-03	3E-03	5E-04	2E-03	3E-03
	Bosque	1,407,686	3E-04	1E-03	2E-03	6E-04	2E-03	4E-03
	Plantaciones	7,836	5E-04	2E-03	3E-03	5E-04	2E-03	3E-03
	Praderas	2,967,492	1E-04	5E-04	8E-04	6E-04	2E-03	4E-03
	Renovales	1,144,900	3E-04	1E-03	2E-03	6E-04	2E-03	4E-03

7.3.2 Depositación de Partículas

Aún cuando la sedimentación de partículas está normada sólo en la Cuenca del Huasco, de todas formas se reconoce que existe un daño sobre la vegetación y por tanto se estimó la depositación de materia particulada para todo el país, a fin de evaluar el beneficio de la norma de emisión de Centrales Termoeléctricas, en términos de la reducción de material particulado sedimentable sobre los recursos naturales.

Los resultados indican que el mayor beneficio sobre los recursos naturales se obtendría con el escenario 3 tanto para el año 2014 como para el 2020, por cuanto evitaría una depositación de 649 y 640 ton/año de materia particulada, respectivamente. El detalle de la depositación de materia particulada por tipo de uso de suelo y zona del país, se muestra en la Tabla 7.20.

Tabla 7. 20: Reducción de depositación de PM10 (ton/año)
según escenario de norma de emisión, años 2014 y 2020.

Zona	Tipo de Suelo	Área (Há)	Año 2014			Año 2020		
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Norte	Agrícola	208,309	4E+00	7E+00	8E+00	4E+00	6E+00	8E+00
	Bosque	194	4E-03	6E-03	8E-03	3E-03	5E-03	7E-03
	Plantaciones	33,433	1E+00	2E+00	2E+00	1E+00	2E+00	2E+00
	Praderas	413,938	7E+00	1E+01	1E+01	6E+00	1E+01	1E+01
	Renovales	38,440	9E-01	1E+00	2E+00	8E-01	1E+00	2E+00
Central	Agrícola	2,543,847	4E+01	8E+01	1E+02	3E+01	8E+01	1E+02
	Bosque	341,669	3E+00	8E+00	1E+01	3E+00	7E+00	1E+01
	Plantaciones	1,728,560	7E+01	2E+02	3E+02	7E+01	2E+02	3E+02
	Praderas	498,499	9E+00	2E+01	3E+01	8E+00	2E+01	3E+01
	Renovales	1,207,135	2E+01	6E+01	9E+01	2E+01	5E+01	8E+01
Sur	Agrícola	839,957	4E+00	1E+01	2E+01	4E+00	1E+01	2E+01
	Bosque	3,199,207	3E+00	8E+00	1E+01	3E+00	8E+00	1E+01
	Plantaciones	843,067	5E+00	1E+01	2E+01	4E+00	1E+01	2E+01
	Praderas	1,867,616	3E+00	7E+00	1E+01	3E+00	6E+00	1E+01
	Renovales	1,397,750	3E+00	7E+00	1E+01	3E+00	7E+00	1E+01
Austral	Agrícola	3,390	5E-04	1E-03	2E-03	5E-04	1E-03	2E-03
	Bosque	1,407,686	1E-01	4E-01	6E-01	1E-01	4E-01	6E-01
	Plantaciones	7,836	1E-03	3E-03	5E-03	1E-03	3E-03	5E-03
	Praderas	2,967,492	1E-01	4E-01	7E-01	1E-01	4E-01	7E-01
	Renovales	1,144,900	1E-01	3E-01	5E-01	1E-01	3E-01	5E-01
TOTAL	20,692,924	170	422	649	161	412	640	

7.3.3 Deposición de Mercurio

Tal como se explicó en Capítulo 3, el mercurio liberado a la atmósfera tiene altos tiempos de residencia, pudiendo llegar a grandes distancias desde su fuente de emisión. El efecto más común de este contaminante, es a través de su transformación en metilo de mercurio (MeHg) en los cuerpos de agua, el cual es ingerido por peces, y de esta forma puede llegar a ser consumido por las personas afectando su sistema nervioso central. Para determinar la cantidad de mercurio depositado en los cuerpos de agua dulce en Chile, se modelaron las deposiciones de este contaminante a través del sistema CALMET/CALPUFF.

La evaluación del beneficio de la norma de emisión de mercurio para las Centrales Termoeléctricas, se realizó en términos de la reducción de mercurio sedimentable sobre los cuerpos de agua. La Figura 7.16 muestra la distribución espacial de las termoeléctricas y los cuerpos de agua para la zona norte, central, sur, y austral del país.

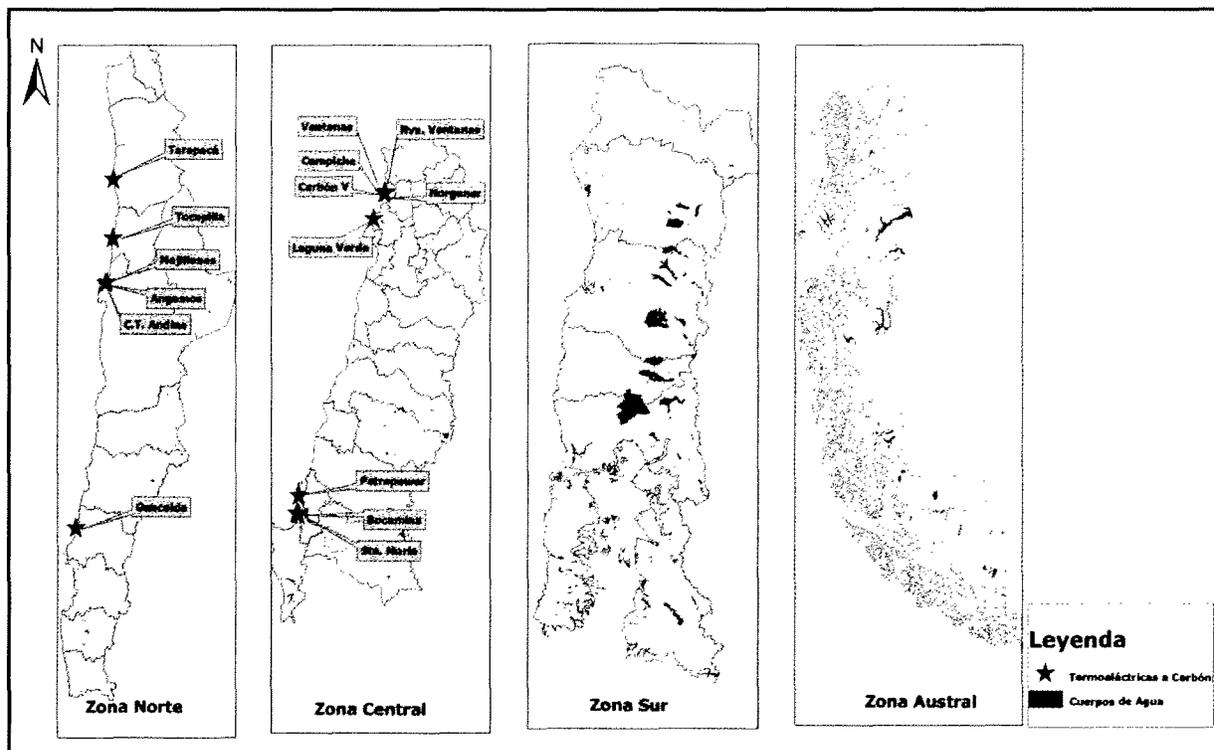


Figura 7. 16: Distribución de cuerpos de agua por Zona del país.

Las Tablas 7.21 y 7.22 muestran la depositación evitada de mercurio en los cuerpos de agua según zona del país, para los años 2014 y 2020 respectivamente. De ellas se desprende que para ambos cortes temporales los mayores beneficios por reducción de depositación de Hg en cuerpos de agua se obtendrían en la zona norte al considerar los escenarios 1 y 2, mientras que con el escenario 3 la zona central sería la que presenta los mayores beneficios.

Tabla 7. 21: Reducciones en la Depositación de Hg (mg/año) en cuerpos de agua 2014.

Zona	Área Há	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Norte	27,923	32,7	44,1	50,8
Central	89,134	5,8	40,6	140,3
Sur	380,912	0,3	7,4	23,4
Austral	693,973	0,0	0,9	3,3
Total País	1,191,942	38,9	92,9	217,8

Tabla 7. 22: Reducciones en la Depositación de Hg (mg/año) en cuerpos de agua 2020.

Zona	Área Há	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Norte	27,923	32,8	44,8	52,6
Central	89,134	6,0	41,2	142,0
Sur	380,912	0,5	7,8	24,2
Austral	693,973	0,0	0,9	3,3
Total País	1,191,942	39,3	94,7	222,1

7.4 Otros Beneficios

Existen muchos otros beneficios no cuantificables y/o no valorados, los cuales se describen cualitativamente en esta sección.

Beneficios en Salud

Además de la valoración de los efectos en salud, debido a la reducción de casos de mortalidad y morbilidad cardio-respiratoria asociada a una reducción en las emisiones de gases y partículas producto de la norma de emisión para las termoeléctricas, existen otros beneficios en salud, debido a la reducción de metales, contenidos en el carbón y diesel.

El mercurio inorgánico liberado por la combustión del carbón y diesel, será transportado por el viento y finalmente se depositará en cuerpos de agua y suelos. En particular, el mercurio depositado en cuerpos de agua sufrirá transformaciones a mercurio orgánico (metilo de mercurio), el cual será ingerido por peces y otros organismos acuáticos. El consumo de pescado contaminado con metilo de mercurio (MeHg) es la principal fuente de exposición humana a este metal. Existen varios estudios (FAO, USEPA, Health Canada, UE) que indican dosis de referencia que aseguran una protección a la salud humana, cuyos rangos varían entre 0,1 a 0,4 μg de MeHg por Kg de peso corporal por día⁹⁰. El MeHg es totalmente absorbido en la sangre y distribuido a todos los tejidos, incluido el cerebro. También pasa fácilmente a través de la placenta al cerebro del feto. El MeHg es un neurotóxico que genera efectos adversos sobre el sistema nervioso central. Que se manifiestan entre otras cosas, por la reducción en el Coeficiente Intelectual de los niños. Existe un estudio que ha compilado una base de datos de efectos en salud debido a la exposición al mercurio⁹¹.

⁹⁰ Jozef Pcyna, et al. NILU 2008

⁹¹ <http://drops.nilu.no>

En Joseph Spadaro y Ari Rabi⁹², estimaron el impacto global sobre la salud y sus costos, debido a las emisiones de mercurio, utilizando funciones de daño y valores monetarios asociados a una disminución del CI (US\$18000/CI), encontrando valores entre US\$78 y US\$344 por persona.

El níquel emitido por termoeléctricas puede sedimentar sobre la vegetación y cuerpos de agua. El níquel depositado en suelos es absorbido por la vegetación, que finalmente es ingerida por humanos y animales. El níquel depositado en aguas afecta el crecimiento de ciertas especies entre ellas las algas. Por tanto al disminuir las emisiones de níquel, se producirán importantes efectos positivos en salud humana y recursos naturales.

En un estudio realizado el año 2006 por el CENMA de la Universidad de Chile, para la Ilustre Municipalidad de Huasco⁹³, demostró que las concentraciones de Níquel en los suelos eran en promedio, mayores en Huasco (15 mg/kg) que en Domeyko (12 mg/kg) y Cachiyuyo (6 mg/kg), y aún cuando el estudio concluye que no existen diferencias en las concentraciones de Níquel en la orina de los escolares en las distintas localidades, si se reconoce que en Huasco existe una incidencia de enfermedades respiratorias mayor al promedio país (RR=1.10).

Beneficios en Visibilidad

Las partículas en la atmósfera reducen la visibilidad producto de la dispersión de la luz. Por tal motivo, una disminución de las concentraciones de partículas en el aire, en especial de la fracción fina (PM 2.5), implicará una mejor visibilidad generando beneficios al disminuir los riesgos asociados a accidentes automovilísticos, mejoras estéticas y por lo tanto externalidades positivas que se pueden traducir por ejemplo en un estímulo para el turismo.

Beneficios en Materiales

En la actualidad, se presta cada vez más atención a los efectos que la contaminación tiene sobre los daños, en muchas ocasiones irreparables, sobre objetos y monumentos históricos, lo cual implica altas inversiones económicas para su mantención y/o restauración.

La acción de los contaminantes sobre los materiales puede manifestarse a través de:

- Sedimentación de partículas sobre superficies afectando su aspecto visual, como su composición.
- Los óxidos de azufre causan daños a los materiales principalmente producto de su acción corrosiva, acción que se ve favorecida en presencia de humedad. Es importante mencionar que los SOx generan alteraciones sobre materiales como el papel, fibras textiles, y sobre contactos eléctricos de sistemas eléctricos, esto último puede producir un mal funcionamiento por ejemplo del alumbrado público.
- Los NOx estropean y decoloran materiales de la industria textil.

En base a lo anterior, la norma de emisión puede significar beneficios con un alto valor estético, y evitar gastos económicos y costos de mantención.

⁹² Risk Analysis, vol 28, No 3, 2008.

⁹³ Análisis de la exposición a Níquel en Huasco, CENMA 2006.



Por lo anterior, los beneficios estimados en este Capítulo sólo reflejan una parte que pudo ser cuantificada y valorada, entendiéndose como una cota inferior a los beneficios reales de contar con una norma de emisión para las termoeléctricas.

8 EVALUACIÓN ECONÓMICA

En este capítulo se realiza la evaluación económica para determinar los resultados netos de comparación entre los beneficios de la norma de termoeléctricas y los costos totales que tiene su aplicación, para cada uno de los escenarios analizados.

Los principales supuestos de la evaluación económica se presentan a continuación:

- Tasa de descuento social de 6% anual
- Vida útil de los equipos de control de abatimiento de 24 años
- Periodo de Evaluación de 20 años
- Cálculo de valor presente a Enero 2010
- Para efectos de la evaluación económica, desde el año 2021 en adelante se consideró la proyección estática de los valores de costos y beneficios

8.1 Escenarios Evaluados

8.1.1 Resumen de Costos

Para la evaluación económica de los costos de los equipos de abatimiento se han anualizado los valores de inversión de acuerdo a la vida útil utilizada de 24 años a una tasa del 6%. En el siguiente cuadro se muestra el resultado de los costos de inversión anualizados y los costos fijos anuales de operación y mantenimiento de los equipos de control.

Tabla 8. 1: Costos de Inversión y Fijos Anualizados en Millones de US\$.

Costo	Escenario	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Anualidad Valor de Inversión	Esc1	-	-	-	15.28	43.82	43.82	43.82	43.82	43.82	43.82	43.82
	Esc2	-	0.18	0.18	25.97	81.25	81.25	81.25	81.25	81.25	81.25	81.25
	Esc3	-	0.86	0.86	36.55	103.44	103.51	103.51	103.81	103.83	103.89	103.92
Costos Fijos Anuales	Esc1	-	-	-	2.37	7.98	7.98	7.98	7.98	7.98	7.98	7.98
	Esc2	-	0.01	0.01	4.05	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48	15.48
	Esc3	-	0.42	0.42	7.29	20.85	20.86	20.86	20.93	20.93	20.94	20.94
Costos del Sistema Eléctrico	Esc1	-	-	0.94	8.74	13.97	13.71	14.91	13.93	13.76	12.80	15.76
	Esc2	0.00	2.19	2.91	22.55	37.08	37.58	40.03	36.93	38.49	37.79	40.22
	Esc3	0.43	9.63	13.77	49.84	75.00	78.76	79.31	76.92	78.90	78.13	83.65
Total Anual	Esc1	-	-	0.94	26.40	65.77	65.51	66.71	65.73	65.56	64.60	67.56
	Esc2	0.00	2.37	3.09	52.56	133.81	134.31	136.76	133.66	135.22	134.53	136.95
	Esc3	0.43	10.92	15.06	93.68	199.29	203.12	203.67	201.66	203.67	202.97	208.51

8.1.2 Resumen de Beneficios

De acuerdo al análisis realizado en el Capítulo 7 del presente documento, donde se determinaron los beneficios en salud por la aplicación de los escenarios estudiados de norma de emisiones para los años 2014 y 2020, se tiene el siguiente cuadro resumen de beneficios según el valor mínimo, promedio y máximo determinados para su valorización.

Tabla 8. 2: Beneficios en Salud según valor de efectos en salud en Millones de US\$.

Escenario	2014	2020	2014	2020	2014	2020
	min	min	promedio	promedio	max	max
Esc1	114	127	171	190	228	254
Esc2	190	240	286	361	382	482
Esc3	275	335	413	504	551	672

Para realizar la evaluación económica se realizó una interpolación lineal entre los resultados de beneficios de los años 2014 y 2020, utilizando la valorización promedio de los efectos en salud, de modo de obtener el flujo de beneficios entre los años 2015 y 2019.

Tabla 8. 3: Beneficios en Salud Anuales 2014-2020 en Millones de US\$.

Escenario	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Esc1	171	174	177	180	184	187	190
Esc2	286	299	311	324	336	349	361
Esc3	413	428	443	458	473	489	504

8.1.3 Resultados de la Evaluación

De acuerdo a los resultados obtenidos en costos y beneficios, el siguiente cuadro entrega el VAN (Valor Actual Neto) a enero 2010, de la aplicación de la norma de emisión para cada escenario analizado, utilizando una tasa de 6% anual y un periodo de evaluación de 20 años.

Tabla 8. 4: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 20 años).

Costo y Beneficio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo Inversión y Fijos	429	798	1,035
Costo Sistema Eléctrico	127	335	707
Costo Total	555	1,134	1,742
Beneficio salud	1,477	2,713	3,816
VAN	922	1,579	2,075

Del cuadro anterior, se observa que en el Escenario 1, la diferencia entre los beneficios y los costos de la aplicación de la norma alcanzan a 922 millones de US\$, por su parte, la aplicación del Escenario 2 entrega un resultado neto de 1,579 millones de US\$ y finalmente, el Escenario 3 obtiene un beneficio neto de 2,075 millones de US\$.

La utilización de distintos periodos en la evaluación económica nos entrega un detalle del potencial económico de la aplicación de la norma. Si consideramos la evaluación en un periodo de 11 años, 30 años y a perpetuidad se tienen los resultados presentados en los cuadros siguientes.

Tabla 8. 5: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 11 años).

Costo y Beneficio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo Inversión y Fijos	243	452	588
Costo Sistema Eléctrico	70	191	407
Costo Total	313	643	994
Beneficio salud	795	1,418	2,011
VAN	481	775	1,016

Tabla 8. 6: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Periodo 30 años).

Costo y Beneficio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo Inversión y Fijos	548	1,020	1,322
Costo Sistema Eléctrico	163	428	899
Costo Total	710	1,448	2,220
Beneficio salud	1,914	3,542	4,972
VAN	1,203	2,094	2,752

Tabla 8. 7: VAN de la aplicación de la norma por escenario en Millones de US\$ (Perpetuidad).

Costo y Beneficio	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Costo Inversión y Fijos	689	1,285	1,664
Costo Sistema Eléctrico	206	538	1,128
Costo Total	895	1,823	2,791
Beneficio salud	2,435	4,531	6,352
VAN	1,540	2,708	3,561

En la figura siguiente se ilustra los resultados de Valor Actual Neto de la aplicación de la norma de emisión en cada escenario, según los periodos de evaluación calculados.

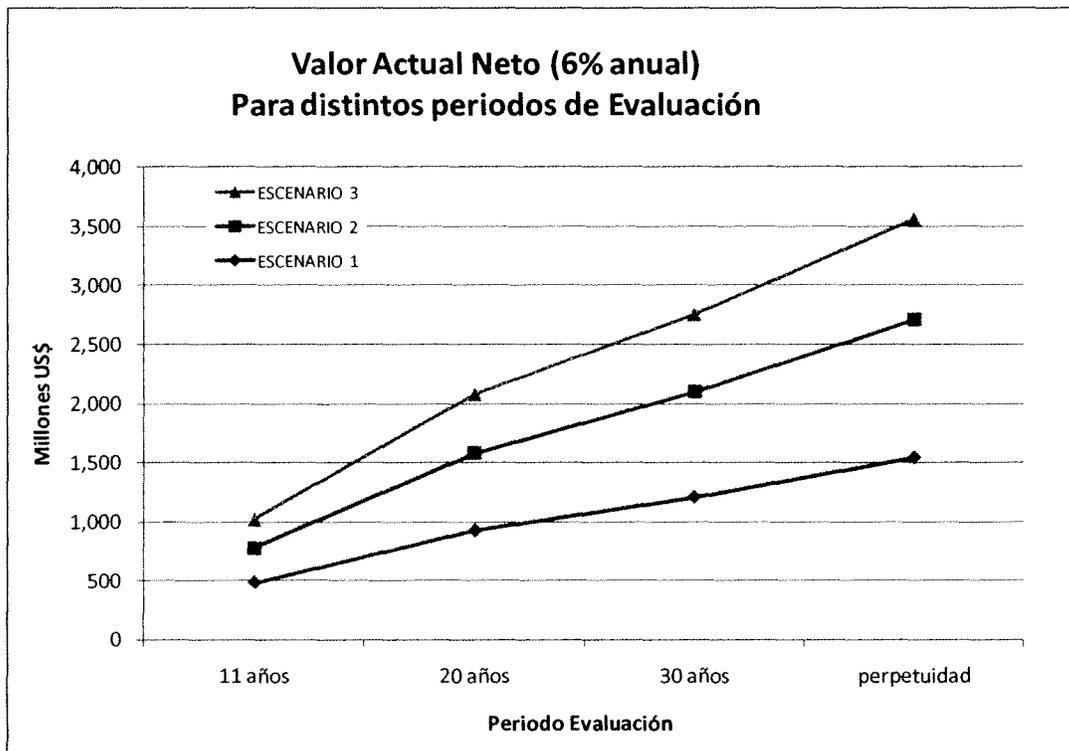


Figura 8. 1: Comparación del VAN con distintos periodos de evaluación.

De las figuras anteriores se puede concluir que la consideración de un aumento en los años de evaluación incrementa significativamente el valor de la aplicación de la norma de emisión en el país. Cabe mencionar que a partir del año 2020 se supone un congelamiento en el aumento del parque generador térmico y de los beneficios, sin embargo se debe considerar que dicha suposición implica una subestimación de los beneficios, debido a que la densidad de la población sí aumenta, por lo cual más personas se ven beneficiadas por la aplicación de la norma.

8.2 Combinación de Escenarios

Aún cuando se han evaluado tres escenarios de norma, es posible realizar combinaciones de ellos, y de esta forma determinar los beneficios y costos de dichas alternativas de norma. Es así como durante las discusiones con la contraparte técnica, se propusieron tres combinaciones de los escenarios originales, para los cuales se solicitó su evaluación. Estas combinaciones permiten generar los antecedentes para la definición del gradualismo de la norma, y la diferenciación de límites para fuentes nuevas y existentes.

Las combinaciones de los escenarios originales se presentan en las siguientes Tablas. Básicamente corresponden a tres alternativas de combinaciones de los escenarios 2 y 3 originales.

Tabla 8. 8: Combinación 1.

Combustible	mg/m ³ N					
	MP	SO ₂	NOx	Hg	Ni	V
Sólido	50	200	200	0,1	0,5	1
Líquido	50	10	120		-	-
Gas Natural	-	-	50	-	-	-
Otros gases	-	100	50	-	-	-

Tabla 8. 9: Combinación 2.

Combustible	mg/m ³ N					
	MP	SO ₂	NOx	Hg	Ni	V
Sólido	50	400	400	0,1	0,5	1
Líquido	30	30	200		-	-
Gas Natural	-	-	80	-	-	-
Otros gases	-	200	80	-	-	-

Tabla 8. 10: Combinación 3.

Combustible	mg/m ³ N					
	MP	SO ₂	NOx	Hg	Ni	V
Sólido	50	200	200	0,1	0,5	1
Líquido	30	10	120		-	-
Gas Natural	-	-	50	-	-	-
Otros gases	-	100	50	-	-	-

8.2.1 Resumen de Costos de Combinaciones

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los costos correspondientes a cada combinación considerada.

Tabla 8. 11: Costos de Inversión y Fijos Anualizados en Millones de US\$ (Combinaciones).

Costo	Escenario	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Anualidad Valor de Inversión	Comb1	-	0.83	0.83	35.86	101.71	101.71	101.71	101.71	101.71	101.71	101.71
	Comb2	-	0.18	0.18	26.33	82.43	82.43	82.43	82.43	82.43	82.43	82.43
	Comb3	-	0.83	0.83	36.22	102.90	102.96	102.96	103.26	103.29	103.35	103.37
Costos Fijos	Comb1	-	0.21	0.21	6.28	19.69	19.69	19.69	19.69	19.69	19.69	19.69

Anuales	Comb2	-	0.01	0.01	4.08	15.59	15.59	15.59	15.59	15.59	15.59	15.59
	Comb3	-	0.21	0.21	6.31	19.80	19.81	19.81	19.89	19.89	19.90	19.90
Costos del Sistema Eléctrico	Comb1	0.42	8.93	12.25	45.10	67.46	71.36	71.96	69.06	71.39	69.74	74.59
	Comb2	0.09	1.88	3.04	22.74	36.83	37.45	40.07	36.97	38.77	37.63	42.12
	Comb3	-	8.89	13.18	44.91	67.84	71.13	72.38	68.91	72.03	69.67	75.82
Total Anual	Comb1	0.42	9.97	13.29	87.24	188.87	192.76	193.36	190.46	192.79	191.15	196.00
	Comb2	0.09	2.06	3.23	53.14	134.85	135.47	138.09	135.00	136.80	135.66	140.14
	Comb3	-	9.94	14.23	87.44	190.54	193.89	195.14	192.05	195.20	192.91	199.09

8.2.1 Resumen de Beneficios de Combinaciones

El siguiente cuadro resume los beneficios de las distintas combinaciones según el valor mínimo, promedio y máximo determinados para su valorización.

Tabla 8. 12: Beneficios en Salud según valor de efectos en salud en Millones de US\$ (combinaciones).

Combinación	2014	2020	2014	2020	2014	2020
	min	min	promedio	promedio	max	max
Comb1	275	335	413	504	551	672
Comb2	190	240	286	361	382	482
Comb3	275	335	413	504	551	672

Al igual que en la evaluación de los escenarios originales, se realizó una interpolación lineal entre los resultados de beneficios de los años 2014 y 2020, utilizando la valorización promedio de los efectos en salud, de modo de obtener el flujo de beneficios entre los años 2015 y 2019.

Tabla 8. 13: Beneficios en Salud Anuales 2014-2020 en Millones de US\$ (combinaciones).

Combinación	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Comb1	413	428	443	458	473	489	504
Comb2	286	299	311	324	336	349	361
Comb3	413	428	443	458	473	489	504

8.2.2 Resultados de la Evaluación de Combinaciones

En las siguientes tablas se presentan los resultados de las evaluaciones de combinaciones considerando horizontes de tiempo de 11, 20 y 30 años junto con la evaluación a perpetuidad.

Tabla 8. 14: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Periodo 20 años).

Costo y Beneficio	Combinación 1	Combinación 2	Combinación 3
Costo Inversión y Fijos	1,007	809	1,021

Costo y Beneficio	Combinación 1	Combinación 2	Combinación 3
Costo Sistema Eléctrico	634	343	640
Costo Total	1,641	1,152	1,661
Beneficio salud	3,816	2,713	3,816
VAN	2,175	1,561	2,155

Se puede observar que todas las tienen un beneficio neto positivo, llegando a 2,175 millones US\$ en la combinación 1.

Tabla 8. 15: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Periodo 11 años).

Costo y Beneficio	Combinación 1	Combinación 2	Combinación 3
Costo Inversión y Fijos	572	458	579
Costo Sistema Eléctrico	367	192	368
Costo Total	939	650	948
Beneficio salud	2,011	1,418	2,011
VAN	1,072	768	1,063

Tabla 8. 16: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Periodo 30 años).

Costo y Beneficio	Combinación 1	Combinación 2	Combinación 3
Costo Inversión y Fijos	1,286	1,034	1,304
Costo Sistema Eléctrico	805	440	814
Costo Total	2,091	1,474	2,118
Beneficio salud	4,972	3,542	4,972
VAN	2,881	2,068	2,855

Tabla 8. 17: VAN de la aplicación de la norma por combinación en Millones de US\$ (Perpetuidad).

Costo y Beneficio	Combinación 1	Combinación 2	Combinación 3
Costo Inversión y Fijos	1,618	1,302	1,641
Costo Sistema Eléctrico	1,009	555	1,021
Costo Total	2,627	1,857	2,663
Beneficio salud	6,352	4,531	6,352
VAN	3,724	2,674	3,689

En la figura siguiente se ilustra los resultados de Valor Actual Neto de la aplicación de la norma de emisión en cada combinación, según los periodos de evaluación calculados.

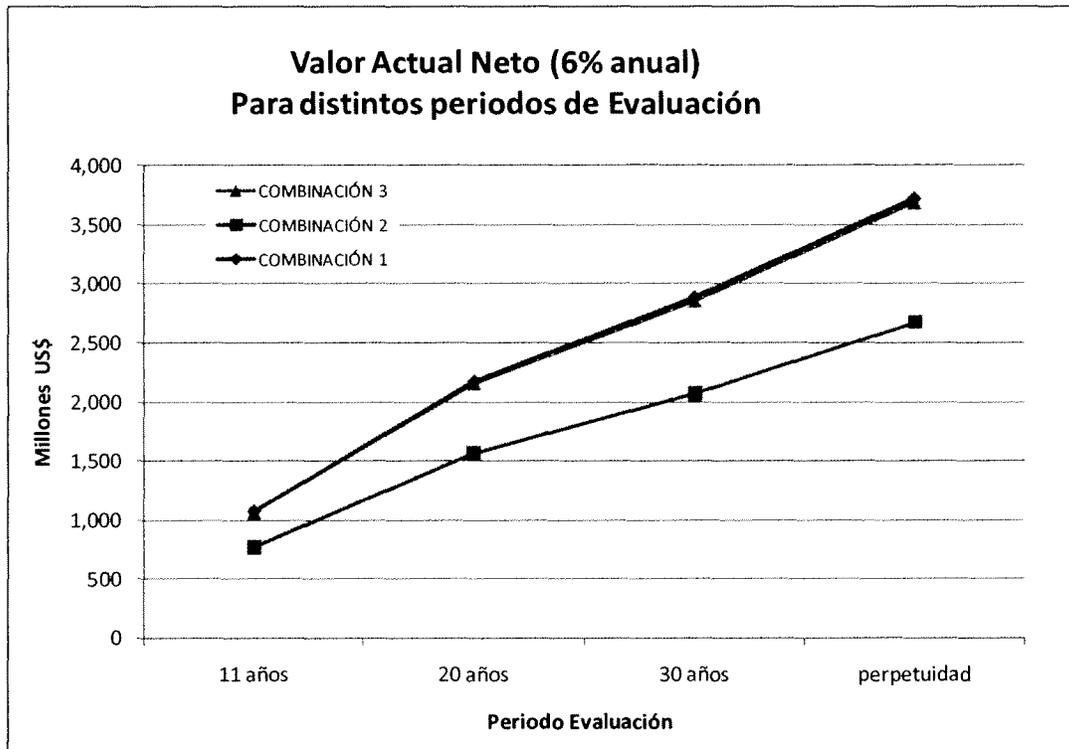


Figura 8. 2: Comparación del VAN con distintos periodos de evaluación (Combinaciones).

Del gráfico se obtiene que los beneficios netos de las combinaciones 1 y 3 son similares, y por otra parte que todas las combinaciones presentan un aumento en el VAN al considerar más años en la evaluación.

9 CONCLUSIONES

Este estudio ha evaluado los beneficios y los costos que implica el establecimiento de una norma de emisión para las termoeléctricas en Chile.

Con este fin se realizaron las siguientes tareas:

- Se caracterizó el parque termoeléctrico al año 2008 a través de una encuesta de emisiones al sector regulado y su posterior procesamiento y validación.
- Se proyectaron las emisiones al año 2014 y 2020 según el Plan de Obras de la CNE.
- Se revisaron las normas extranjeras y su evolución,
- Se visitaron varias unidades en Chile, y se tomó contacto con agencias internacionales, como el IFC del Banco Mundial, NILU de Noruega, y EPA de Estados Unidos.

A partir de todo este análisis se determinaron tres escenarios de regulación, que establecen límites de emisiones como concentración de los contaminantes en la salida de las chimeneas.

Para simular el comportamiento del mercado eléctrico se utilizó el modelo OSE2000, el cual simula el despacho económico a largo plazo. Además de ser utilizado por la *Comisión Nacional de Energía* (CNE) para la determinación de los precios de nudo que calcula semestralmente, es ampliamente usado por el sector privado a nivel nacional, como también ha sido la herramienta escogida para estudios internacionales como evaluar la factibilidad técnica y económica de la interconexión entre países de la comunidad andina, realizado por el PNUD. El modelo representa para ambos sistemas, la oferta existente y el plan de obras, la proyección de demanda por barra, el sistema de transmisión, la gestión óptima de embalses (en el SIC) y los precios de combustibles, considerando la correcta modelación de los convenios de riego de las cuencas del Maule y del Laja.

Para simular la relación emisión-calidad para la línea de base y las reducciones en cada escenario, se seleccionó el modelo CALMET-CALPUFF, el cual ha sido utilizado ampliamente a nivel nacional e internacional para evaluar a este tipo de fuente emisora. El modelo estima contaminantes primarios y secundarios, es aplicable en caso de terreno complejo e interfaces de tierra-agua (la mayoría de las centrales termoeléctricas están ubicadas en la costa), incorpora la formación de aerosoles secundarios (MP2.5) producto de las emisiones de sus precursores: dióxidos de azufre y óxidos de nitrógeno. Como entrada al modelo se utiliza la topografía, el uso de suelo, la meteorología tanto de superficie como de altura y las emisiones de cada fuente emisora. Para este estudio destaca la valiosa información de monitoreo de estaciones meteorológicas y de calidad del aire a lo largo del país, que sirvió de entrada al modelo y para el análisis posterior de su aplicación, información que fue entregada por el propio sector de termoeléctricas a través de la encuesta que realizó el estudio. Como resultado de salida del modelo, se obtienen las concentraciones de MP10, SO₂, NO_x, MP2.5 y la depositación de MP, SO₂ y Hg.

El contar con una norma de emisión para termoeléctricas implicará reducir significativamente la cantidad de contaminantes emitidos directamente a la atmósfera. Es así como se espera una reducción de 14.000 ton/año de MP, 53.000 ton/año de NO_x, y 118.000 ton/año de SO₂.

Con la aplicación de la norma de emisión, se espera evitar 282 muertes por año por concepto de mejor calidad del aire (menores concentraciones de contaminantes), y se evitará la depositación de 640 ton/año de MP las cuales impactarían sobre terrenos agrícolas, plantaciones, bosques, praderas, y renovales del país. Se evitará además, la depositación de 222 mg/año de mercurio sobre cuerpos de agua dulce, lo cual traerá un beneficio indirecto en la cadena trófica, debido a la bioacumulación del mercurio en peces principalmente.

En términos monetarios, la reducción de mortalidad y morbilidad, implicará un beneficio (costo evitado) de hasta 672 millones de dólares al año.

Para las unidades existentes que operan con combustibles sólidos, no será necesario invertir en nuevos equipos para el control del MP, debido a que la mayoría (12 de 13) ya cuenta con algún sistema de control. Por tanto se requerirá alguna mantención o reacondicionamiento menor.

Para el control del SO₂ se deberá invertir en tecnología que es estándar para este tipo de fuente.

Para lograr los niveles norma para emisión de metales, no será necesario contar con un equipo específico, sino que las reducciones requeridas se lograrán como un co-beneficio (beneficio indirecto) al controlar las emisiones de MP y gases.

Con respecto a los efectos que podría suponer la aplicación de la norma de emisiones sobre las tarifas de clientes regulados y libres se tiene lo siguiente:

Para los primeros, es necesario considerar que, dada la actual estructura de contratos que regirán a partir del año 2010, los clientes regulados poseen tarifas definidas que no son afectadas por los aumentos de costos que implicará la norma. Esto se debe a los procesos de licitaciones llevados a cabo en el periodo 2006-2009, que dieron como resultado asegurar la contratación de la energía de clientes regulados por periodos de entre 10 a 15 años. Como consecuencia directa, hasta los próximos procesos de licitación que deberían iniciarse el año 2018, los costos asociados a equipos de abatimiento no afectarán a la tarifa de tales clientes. Tales tarifas se encuentran en general indexadas a insumos de generación (carbón, gas natural, petróleo diesel, etc.) y al índice de precios de Estados Unidos (CPI).

Por otra parte, los procesos de licitación de clientes regulados ya incluyen como información de mercado los costos asociados a equipos de abatimiento (inversión, mantención, operación, etc.). Esto se debe a que el precio techo de dichas licitaciones definidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE) incorporan dichos costos de inversión. La CNE incluye los costos asociados a sistemas de abatimiento, para las centrales futuras consideradas en el Plan de Obras, desde la fijación de precio de Nudo de Octubre del año 2004.

Para los clientes libres, la señal dada por el sector regulado, a través del proceso de licitaciones, influye directamente en la definición de los contratos con los generadores, por ende, dichos contratos incorporan la información relacionada con los costos asociados a los sistemas de abatimiento.

Otra conclusión es que la aplicación de la norma, en ninguno de sus escenarios implica riesgo alguno en la seguridad de los sistemas eléctricos interconectados. Como condición de operación del sistema, la instalación de equipos de abatimiento debe ser coordinada en los programas de

mantenimiento de las centrales eléctricas. Las entidades encargadas de tal tarea, son los Centros de Despacho Económico de Carga (o CDECs) respectivos: El CDEC-SIC para el Sistema Interconectado Central, y el CDEC-SING, para el Sistema Interconectado del Norte Grande. Entre otras funciones deben supervisar en forma eficiente cada uno de estos programas de forma de que se puedan instalar los equipos de control de emisiones dentro del periodo exigido por la norma. En caso de ocurrir eventos que puedan condicionar la suficiencia o seguridad del abastecimiento del sistema, tienen la obligación de reprogramar los mantenimientos, de forma de lograr el costo mínimo para el sistema eléctrico en cuestión.

El costo marginal de largo plazo, como señal de mercado, desde el año 2004 incorpora los costos asociados a equipos de abatimiento, lo que implica que tanto las centrales nuevas como existentes obtienen ingresos por venta de energía adecuados para financiar la inversión en dichos equipos. En el caso de las centrales existentes, estos ingresos adicionales deberían ser suficientes para financiar los costos asociados a equipos de abatimiento, en caso contrario la central estaría tecnológicamente obsoleta, debiendo ser sustituida por nueva oferta de energía. El costo marginal de largo plazo se adecuará a esta nueva situación de forma de garantizar una rentabilidad de mercado tanto para las centrales futuras como las existentes.

Finalmente, todos los escenarios analizados presentan beneficios netos positivos, donde el escenario 3 entrega el mayor valor actual neto, el cual asciende a 2,075 millones de US\$ en un horizonte de 20 años. Por su parte, los costos totales de ese período (inversión – 1,035 millones de US\$ y operación – 707 millones de US\$), alcanzarían a los 1,742 millones de US\$.