



---

## INFORME FINAL

# Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

PREPARADO POR:  
**Unidad de Desarrollo Tecnológico,  
Universidad de Concepción**

PARA:  
**Ministerio del Medio Ambiente  
Región Metropolitana de Santiago**

19 de abril de 2012

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

## INDICE

<b>INDICE</b>	<b>2</b>
<b>SIGLAS Y ABREVIATURAS</b>	<b>8</b>
<b>1. INTRODUCCION</b>	<b>10</b>
<b>2. OBJETIVOS</b>	<b>12</b>
<b>2.1 Objetivo General</b>	<b>12</b>
<b>2.2 Objetivos Específicos</b>	<b>12</b>
<b>3. RESULTADOS</b>	<b>14</b>
<b>3.1 Análisis de la tendencia de la regulación internacional de las emisiones al aire, de calderas y procesos de combustión del sector industrial, comercial y residencial.</b>	<b>14</b>
3.1.1 Sector Industrial.	14
3.1.1.1 Calderas Industriales en general.	14
3.1.1.2 Industria Siderúrgica.	40
3.1.1.3 Refinación de Petróleo.	41
3.1.1.4 Fabricación de cemento y cal.	41
3.1.1.5 Fabricación de celulosa y papel.	45
3.1.1.6 Fabricación de vidrio.	45
3.1.1.7 Fabricación de baldosas cerámicas y artefactos cerámicos.	46
3.1.1.8 Otros Sectores industriales.	46
3.1.2 Sector comercial y residencial.	47
<b>3.2 Análisis de la normativa vigente que regula o se vincula a las calderas y procesos de combustión del sector industrial, comercial y residencial.</b>	<b>52</b>
3.2.1. Consistencia de la Normativa Nacional Relativo a Calderas y Procesos De Combustión	70
3.2.2. Análisis comparativo de la normativa nacional e internacional.	70
<b>3.3 Análisis y descripción de los principales rubros y actividades económicas que caracterizan a cada región y del universo de calderas y procesos de combustión que se conocen en el sector industrial, comercial y residencial.</b>	<b>74</b>
3.3.1 Recopilación de la Información Disponible	74
3.3.2 Registro de Caldera SEREMI's de Salud	74
3.3.3 Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental	82
3.3.4 Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC)	96
<b>3.4 Análisis sobre otros tipos de procesos de combustión que ameriten ser regulados.</b>	<b>106</b>
<b>3.5 Análisis y descripción de las disponibilidades y tipos de combustibles que se consumen a nivel regional.</b>	<b>111</b>
3.5.1 Consumo de Combustibles a Nivel Nacional y Regional	111
3.5.2 Consumo de Combustibles por Sectores	124

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

<b>3.6</b>	<b>Análisis sobre el tipo y nivel de emisiones a partir del uso de distintos combustibles y la factibilidad técnica, económica e institucional de introducir mejoras a los combustibles más sucios.</b>	<b>131</b>
3.6.1	Análisis Internacional para tipos de combustibles.	131
3.6.2	Análisis Nacional para tipos de combustibles.	137
3.6.3	Factores de Emisión por tamaño, rubro y combustible.	138
<b>3.7</b>	<b>Estudio de reducción de emisiones y sus costos, a partir de: mejoras en el combustible, mejoras tecnológicas, mejoras operacionales, medidas de eficiencia energética, otras.</b>	<b>148</b>
3.7.1	Mejoras en el combustible	148
3.7.2	Mejoras tecnológicas y eficiencia energética en calderas.	150
3.7.2.1	<i>Material Particulado</i>	151
3.7.2.2	<i>Óxidos de Azufre</i>	155
3.7.2.3	<i>Óxidos de Nitrógeno</i>	159
3.7.2.4	<i>Medidas de eficiencia energética</i>	164
3.7.3	Mejoras tecnológicas en otros procesos de combustión	174
3.7.3.1	<i>Material Particulado</i>	174
3.7.3.2	<i>Óxidos de Azufre</i>	176
3.7.3.3	<i>Óxidos de Nitrógeno</i>	178
<b>3.8</b>	<b>Discusión y recomendaciones para el diseño de la regulación</b>	<b>181</b>
3.8.1	Consideraciones y supuestos metodológicos.	181
3.8.2	Definición de criterios y propuestas para el diseño de una futura norma de emisión para calderas y equipos de combustión.	188
3.8.2.1	Definición del tipo de fuentes a regular.	189
3.8.2.2	Contaminantes a considerar.	190
3.8.2.3	Definición del tamaño de fuentes a regular.	191
3.8.2.4	Tipos de combustibles.	201
3.8.2.5	Gradualidad de la futura norma.	202
3.8.2.6	Norma Neutra o Norma diferenciada.	203
3.8.3	Niveles de emisión en función de la Capacidad Térmica y combustible utilizado.	204
<b>3.9</b>	<b>Tabla Resumen de Normativas</b>	<b>212</b>
<b>4.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>230</b>
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>231</b>
<b>6.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>235</b>
<b>7.</b>	<b>ANEXOS</b>	<b>245</b>

## RESUMEN EJECUTIVO

El Programa estratégico de normas 2007-2009, contenido en la Resolución Exenta N° 285 de 24 de marzo de 2010 del actual Ministerio del Medio Ambiente (ex CONAMA), contiene una serie de normas ambientales que se han priorizado para elaborar en nuestro país, entre estas, una norma de emisión para calderas, la cual se debe elaborar durante el periodo 2011 al 2014. En función de lo anterior la Unidad de Desarrollo Tecnológico de la Universidad de Concepción desarrolló, por encargo del Ministerio del Medio Ambiente, el proyecto *“Antecedentes para elaborar una norma de emisión para calderas y procesos de combustión en el sector industrial, comercial y residencial”*. El objetivo principal de este estudio es contar con un análisis y recomendaciones que permitan apoyar la formulación de una norma de emisión para calderas y procesos de combustión del sector industrial, comercial y residencial.

El proyecto ha sido desarrollado entre septiembre del 2011 y marzo del 2012 e incluye las actividades definidas para dar cumplimiento a los objetivos planteados.

Las principales conclusiones respecto al proyecto ejecutado corresponden a:

- La regulación internacional vinculado con las pequeñas instalaciones de combustión establece límites de emisión para el material particulado, monóxido de carbono y carbono orgánico total, tomando en consideración principalmente combustibles sólidos (carbón y biomasa).
- La normativa nacional vigente que regula las calderas y procesos de combustión presenta aspectos generales y superficiales, sin especificar parámetros operacionales. Además, no se diferencian los límites de emisión respecto del combustible utilizado, capacidad térmica y antigüedad de las fuentes.
- Analizando la regulación nacional vigente se observa que el DS N° 48/1984 del MINSAL establece fundamentalmente condiciones de seguridad y de operación para calderas, pero no regula en cuanto a niveles de emisión de contaminantes ni en cuanto a los equipos de control de emisiones. Además, se observó que los registros administrados por cada uno de los servicios de salud regionales no cumplen con el mínimo de información requerida por el Decreto, por lo que resulta difícil obtener información confiable para obtener tasas de emisiones.
- A partir de los datos del RETC se identificaron 9.429 fuentes de emisión, las que se clasificaron de acuerdo al sector al que pertenecen (industrial, comercial o residencial) y los niveles de emisión asociados. Además, se identificaron los

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

principales rubros industriales responsables de las emisiones de partículas totales suspendidas (PTS), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx), compuestos orgánicos volátiles (COV) y mercurio (Hg). Estos rubros son: generación eléctrica, minería, fabricación de cemento y cal, refinación de petróleo, fabricación de productos plásticos, fabricación de productos químicos, elaboración de alimentos, fabricación de celulosa y papel, fabricación de vidrio, industria siderúrgica y fabricación de cerámicas y ladrillos.

- Las regiones con mayores emisiones de partículas totales en suspensión, óxidos de nitrógeno y óxidos de azufre son la de Antofagasta y del Bio Bio. Las mayores emisiones de monóxido de carbono se detectaron en la región del Bio Bio.
- En base a los registros de calderas y generadores de vapor se cuentan con 4.159 equipos, de los cuales fue posible obtener la capacidad térmica en función del combustible utilizado de 1.789 equipos.
- El 59% de las calderas registradas se concentran en las regiones del Bio Bio, Araucanía y Los Lagos.
- A partir de los datos obtenidos del Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) se observa que a nivel nacional la mayor cantidad de proyectos fabriles con calderas se ubican en las Regiones Metropolitana (37%), BioBio (17%) y Los Lagos (10%), perteneciendo la totalidad de estos proyectos a las tipologías k1 (Instalaciones fabriles cuya potencia instalada sea igual o superior 2.000 KVA) y h2 (Urbanizaciones y/o loteos con destino industrial de una superficie igual o mayor a 200.000 m<sup>2</sup>; o aquellas instalaciones fabriles que tengan una potencia instalada igual o superior a 1.000 KVA. Industria de celulosa, pasta de papel y papel) indicadas en el Decreto Supremo N° 95.
- Al considerar una futura norma de calderas de combustión, hay que tener especial cuidado en ver la posibilidad de considerar los siguientes rubros: Fabricación de acero, Refinerías de petróleo, Fundiciones de metales diferentes a cobre, fabricación de vidrio, producción de cerámica, fabricación de cemento, fabricación de cerámicas, fabricas de ladrillo y azulejos, producción de pulpa, producción de concreto asfáltico. Por ejemplo, el RETC señala para las fuentes: alto horno, batería de coque y acería de conox, corresponden a procesos sin combustión debido a que no usan combustible externo, sino que un combustible generado en el proceso.
- Los procesos industriales utilizan mayoritariamente Combustible N° 6, seguido por el N° 5. Algunas pequeñas instalaciones usan algo de diesel.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- Según el ENIA para el año 2008, las regiones con mayor consumo de petróleo combustible N° 5 y N° 6, son la región del BíoBío (28,3%, esto se debe a que se concentra la mayor actividad industrial), le sigue la Región Metropolitana (23,4%), la región de Antofagasta (18,3%) y la región de Valparaíso (7%). Por el contrario, según la SEC las regiones con mayor consumo de petróleo N° 5 y N° 6 son BíoBío (34,6%), Antofagasta (18,3%), Tarapacá (9,6%), Metropolitana (8%) y de O'Higgins (7,6%).
- El petróleo diesel es consumido principalmente por la industria minera y la leña es consumida por la industria del papel, celulosa (se debe a la generación de energía en estas industrias, a partir de los residuos de la madera que no son procesados) e industrias varias (principalmente Pymes, tal como fabricas de cecinas, panaderías).
- A nivel internacional, se busca reducir el contenido de azufre en los combustibles, es por ellos que las legislaciones internacionales al respecto indican niveles entre 0,3 y 4% S, siendo Estados Unidos y Suecia los países más restrictivos. Por otro lado, los países más permisivos son Francia, Portugal, España, Bélgica e Italia.  
Cabe señalar, que actualmente en Chile el combustible N° 5 y N° 6 contiene entre un 4 y 5% p/p de azufre, sin embargo en la Región Metropolitana (RM), este valor no debe superar el 1% p/p. Existe un documento, donde se propone reducir el contenido de azufre a 3% p/p para el resto del país. Dicho documento estuvo en consulta pública hasta el 5 de agosto de 2011, y da a conocer las nuevas especificaciones de calidad de los combustibles a reglamentar por el Ministerio de Energía en cumplimiento a los estipulado en el D.S. N° 77, del 2004, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.
- Para la elaboración de una propuesta normativa se establecieron los siguientes criterios: tipo de fuente, contaminantes, tamaño de fuente, tipos de combustibles, gradualidad y enfoque.
- Las fuentes a considerar son las calderas y generadores de vapor, dejando de lado otros procesos de combustión, dado que cada proceso en particular difiere del resto en cuanto a su naturaleza y objetivos.
- Se propone considerar en la regulación a lo menos el material particulado, óxidos de nitrógeno y óxidos de azufre, dado que existen normas primarias para estos compuestos y ya son regulados a nivel internacional. Se sugiere no considerar el monóxido de carbono, ya que su contribución a las emisiones totales es sólo de un 2 a 4% del total según los inventarios de emisiones.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- En todo caso, el beneficio que trae aparejar una regulación diferenciada por combustible es que permite orientar gradualmente las políticas ambientales al uso de combustibles menos contaminantes, por la vía de definir un estándar más exigente o más laxo a cada contaminante
- Se considera clave el criterio de gradualidad, no solo para aplicar la norma de emisión que se defina, sino que para aplicar con coherencia una política regulatoria para calderas y hornos, respecto de políticas de desarrollo social y económico. De otra forma se considera de difícil la aplicación de una norma, por exigente que sea, si no se adopta según las capacidades reales de adaptación que tengan las fuentes afectadas a esta nueva exigencia.

Este informe fue elaborado por:

- Marcela Zacarias, Ingeniero de proyectos, UDT.
- Carla Perez, Jefe Área Medio Ambiente, UDT.
- Claudio Zaror, Profesor Titular Depto. Ing. Química, Universidad de Concepción.
- Sergio Praus, Abogado consultor en políticas y legislación ambiental, Facultad de ciencias económicas jurídicas Universidad de Magallanes.
- Álvaro Ulloa, Ingeniero de proyectos, UDT.
- Eliana Villegas, Ingeniero de proyectos, UDT.
- Ximena Matus, Ingeniero de proyectos, UDT.
- Jochen Theloke, Experto Alemán, Universidad de Stuttgart.
- Jaime Hernandez, Alumno tesista Ingeniería Ambiental UDEC.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

**SIGLAS Y ABREVIATURAS**

D.S.	Decreto Supremo
D.O.	Diario Oficial
mg/Nm <sup>3</sup>	miligramos por metro cúbico bajo condiciones normales
ng/J	nanogramos por Joule
µg/m <sup>3</sup> N	microgramos por metro cúbico normal
ppm	partes por millón
MWt	Megawatt térmico
SO <sub>2</sub>	Dióxido de azufre
NO <sub>2</sub>	Dióxido de nitrógeno
COVs	Compuestos orgánicos volátiles
NH <sub>3</sub>	Amoníaco
SOx	Óxidos de Azufre
NOx	Óxidos de Nitrógeno
MP	Material Particulado
VOC	Compuestos Orgánicos Volátiles
MTD	Mejor Técnica Disponible
Calderas ICI	Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales
MWt	MegaWatt térmico
HAP	Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos
lb/MMBtu	Libra por millón de BTU (British Thermal Unit)
Btu/hr	BTU por hora
MMBtu/hr	Millón de BTU por hora
kPa	Miles de Pascal
NTP	Norma Técnica Peruana
CO	Monóxido de Carbono
PPDA RM	Plan de prevención y descontaminación atmosférica para la Región Metropolitana
PDA	Plan de Descontaminación Atmosférica
RCA	Resolución de Calificación Ambiental
PTS	Partículas Totales Suspendidas
PCDD	Dibenzoparadióxinas policloradas
PCDF	Dibenzofuranos policlorados
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
Pb	Plomo
TRS	Del inglés: Total Reduced Sulphur (Sulfuros Totales Reducidos)
CH <sub>4</sub>	Metano
Kgf/cm <sup>2</sup>	kilogramos de fuerza por centímetro cuadrado
kJ/h	Miles de Joule por hora
BHP	Potencia al eje en Caballos de Fuerza
psi <sub>g</sub>	Libras por Pulgada cuadrada (manométrico)
PCI	Poder Calorífico Inferior, MJ/Kg
ESP	Precipitador Electroestático
GCD	Gas Coque Diluido
GAH	Gas de Alto Horno
SNCR	Reducción Selectiva No Catalítica

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

ADt/d	Toneladas de pasta seca por día
IPPC	Integrated Pollution Prevention and Control

## 1. INTRODUCCION

Las calderas y procesos de combustión, están presentes en distintos rubros industriales, son de distintos tamaños en cuanto a potencia, usan distintos combustibles con distintas calidades, en el parque existente hay tecnología de combustión convencional muy antigua y en contraste a otra muy avanzada, son de diversa vida útil y años de antigüedad.

El Programa estratégico de normas 2007-2009, contenido en la Resolución Exenta N° 285 de 24 de marzo de 2010 del actual Ministerio del Medio Ambiente (ex CONAMA), contiene una serie de normas ambientales que se han priorizado para elaborar en nuestro país, entre estas, una norma de emisión para calderas.

Una vez priorizada una norma se da inicio a su elaboración siguiendo como pauta las etapas y procedimientos para formular una norma ambiental, contenidos en el Reglamento D.S. N°93/95 del Ministerio Secretaria General de la Presidencia.

Desde el año 2000 a la fecha el Ministerio del Medio Ambiente (ex CONAMA) cuenta con una priorización de las principales sectores a regular, el cual corresponde a: termoeléctricas, fundiciones de cobre y calderas. La priorización de sectores emisores atmosféricos relevantes para su progresiva regulación ambiental en el país surge del estudio "Propuesta de implementación de normas atmosféricas para fuentes fijas a nivel nacional y recopilación de información de soporte económico para la dictación de una norma de emisión para centrales termoeléctricas", desarrollado por Ambar el año 2001. La priorización se basó en el análisis de una serie de criterios, tales como: niveles de emisión, toxicidad de los contaminantes, nivel de información disponible, costos y beneficios población y recursos afectados.

Por otra parte, el Programa de Aire Limpio incorpora dentro de los lineamientos estratégicos 2011-2014 una línea de trabajo específica para el control de las emisiones atmosféricas del sector industrial, cuya primera prioridad es reducir las emisiones al aire de MP, SO<sub>2</sub>, NOX para controlar las concentraciones de MP2.5 en la atmósfera. La segunda prioridad es reducir las emisiones al aire de metales pesados. Se definen estas prioridades con el fin de reducir el riesgo de efectos adversos sobre la salud de las personas y los ecosistemas.

El principal componente que se ha priorizado dentro del control industrial está orientado al establecimiento de normas de emisión para grandes emisores industriales, y comprende la priorización de normas de emisión que se elaborarán para el sector industrial, partiendo por la necesidad de contar con un documento base que fundamente

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

aspectos tales como: el enfoque regulatorio de mejor tecnología disponible (BACT en inglés), potencial de reducción de emisiones, unidades para expresar los límites de emisión, entre otros.

Las normas a elaborar durante el periodo 2011 al 2014 corresponden a:

- Norma de emisión para fundiciones
- **Norma de emisión para calderas y procesos de combustión**
- Norma de emisión para grupos electrógenos

El presente estudio está orientado a generar los antecedentes básicos que permitan iniciar la elaboración de una norma de emisiones para calderas y procesos de combustión.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo General**

Contar con un análisis y recomendaciones que permitan apoyar la formulación de una norma de emisión para calderas y procesos de combustión del sector industrial, comercial y residencial

### **2.2 Objetivos Específicos**

- a) Contar con un análisis de la tendencia de la regulación internacional de las emisiones al aire, de calderas y procesos de combustión del sector industrial, comercial y residencial, en particular: EEUU, comunidad europea, países OCDE y de la región.
- b) Contar con un análisis de la normativa vigente que regula o se vincula a las calderas y procesos de combustión del sector industrial, comercial y residencial; con el fin de armonizar los distintos cuerpos legales y la consistencia de la regulación.
- c) Contar con un análisis y descripción de los principales rubros y actividades económicas que caracterizan a cada región y del universo de calderas y procesos de combustión que se conocen en el sector industrial, comercial y residencial.
- d) Contar con un análisis sobre qué otro tipo de proceso de combustión, como por ejemplo hornos, se justificaría integrar en la regulación.
- e) Contar con un análisis y descripción de las disponibilidades y tipos de combustibles que se consumen a nivel regional.
- f) Contar con un análisis sobre el tipo y nivel de emisiones a partir del uso de distintos combustibles y la factibilidad técnica, económica e institucional de introducir mejoras a los combustibles más sucios.
- g) Documentar posibilidades de reducción de emisiones y sus costos, a partir de: mejoras en el combustible, mejoras tecnológicas, mejoras operacionales, medidas de eficiencia energética, otras.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- h) Contar con una discusión y recomendaciones para el diseño de la regulación, que comprenda a lo menos: tamaño de fuente a regular, contaminantes, límite de emisión, gradualidad, unidad de los límites de emisión, enfoque, otros.

### **3. RESULTADOS**

#### **3.1 Análisis de la tendencia de la regulación internacional de las emisiones al aire, de calderas y procesos de combustión del sector industrial, comercial y residencial.**

La normativa internacional asociada a calderas y procesos de combustión se agrupa en función del tipo de actividad económica diferenciándose los sectores industrial, comercial y residencial. Dentro el sector industrial se considera los siguientes rubros:

- Calderas y procesos de combustión en general.
- Industria siderúrgica
- Refinación de petróleo
- Fabricación de cemento y cal
- Fabricación de celulosa y papel
- Fabricación de vidrio
- Fabricación de baldosas cerámicas y artefactos cerámicos.
- Otros sectores regulados.

Se cuenta con las directivas de la Unión Europea y las regulaciones nacionales de Alemania, República Checa, Estados Unidos, México, Brasil, Uruguay, Argentina y Perú.

##### **3.1.1 Sector Industrial.**

En los siguientes apartados se describen los escenarios normativos para los diferentes rubros industriales, teniendo en cuenta el cuerpo normativo, fecha de publicación y entrada en vigencia, tipo de fuente emisora, tamaño de fuente, contaminantes que regula, periodicidad de mediciones y plazos de cumplimiento.

###### **3.1.1.1 Calderas Industriales en general.**

###### **Unión Europea.**

**Directiva 2001/80/CE: Limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.**

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Rige las grandes instalaciones de combustión, es conocida como “LCP Directive” y establece límites de emisión para SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> y MP en instalaciones que generen energía y que tengan una potencia térmica igual o superior a 50 MWt.

Los límites de emisión se diferencian entre instalaciones nuevas<sup>1</sup> y existentes, por lo que se establecen dos escenarios normativos, los que se exponen en la Tabla 3.1.1. Para las instalaciones existentes que quemen combustible sólido los límites de emisión de SO<sub>2</sub> pueden ser superados siempre y cuando se puedan alcanzar índices de desulfurización de entre 60% (instalaciones hasta 100 MWt) hasta 94% (instalaciones desde 500 MWt).

Tabla 3.1.1: Límites de emisión según Directiva 2001/80/CE.

Large Combustion Plants (>50 MWt)									
Contaminante Unidad Combustible	PARTE A***				Contaminante Unidad Combustible	PARTE B****			
	Cap. Térmica MWt	Límite				Cap. Térmica MWt	Límite		
		SO <sub>2</sub> mg/Nm <sup>3</sup>	NO <sub>x</sub> (NO <sub>2</sub> ) mg/Nm <sup>3</sup>	MP mg/Nm <sup>3</sup>			SO <sub>2</sub> mg/Nm <sup>3</sup>	NO <sub>x</sub> (NO <sub>2</sub> ) mg/Nm <sup>3</sup>	MP mg/Nm <sup>3</sup>
Sólido**	50-100	2000	600	100	Sólido general	50-100	850	400	50
	100-500	2000-400*	600	100		100-300	200	200	30
	>500	400	500 (200)	50		>300	200	200	30
Líquido	50-300	1700	450	50	Líquido	50-100	200	400	
	300-500	1700-400*	450	50		100-300	200	300	
	>500	400	400	50		>300	200	200	
Gas General	Todas	35	300(200)	5	Gas general		35		5
Gas Licuado		5			Gas Licuado		5		
Gases de bajo PC*****		800		10	Gas de Hornos de coque	Todas	400		30
Gas procedente de la gasificación del carbón		@		50	Gas de Alto Horno		200		10
					Gas natural	50-300		150	
						>300		100	
					Otros	50-300		200	
						>300		200	
TURBINA A GAS (15% DE O <sub>2</sub> )									
					Gas natural			50	
					Combustibles líquidos	>50 MWt		120	
					Combustibles gaseosos			120	

### NOTAS:

Nm<sup>3</sup>: a 1 atm y 0°C

Corrección por O<sub>2</sub>: 3% para combustibles líquidos y gaseosos

6% para combustibles sólidos

15% para turbinas a gas

\* reducción lineal en el tramo de capacidad térmica definido

\*\* de no poder alcanzar los límites establecidos se podrá operar con índices de desulfurización de:

60% para capacidades hasta 100 MWt

75% para capacidades entre 100 y 300 MWt

90% para capacidades sobre 300 MWt

94% para instalaciones de mas de 500 MWt

\*\*\* instalaciones con autorización hasta el 27 de noviembre de 2002 o bien que comiencen a operar hasta el 27 de noviembre de 2003

\*\*\*\* instalaciones con autorización posterior al 27 de noviembre de 2002, a excepción de turbinas a gas

\*\*\*\*\* Procedentes de gasificación de residuos de refinería, Gas de Coke y Gas de Alto Horno.

@ límite por fijar según lo que se recomiende por parte de la CE

<sup>1</sup> Instalaciones nuevas son aquellas con autorización a operar posterior al 27 de noviembre de 2002.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

La directiva establece además límites de emisión para NO<sub>x</sub> en turbinas a gas basándose en un porcentaje base de oxígeno del 15%.

La **Directiva 2001/80/CE** actualiza lo definido en la **Directiva 88/609/CEE** relativa a grandes instalaciones de combustión. Además toma en consideración la **Directiva 96/61/CE** relativa a la prevención y control integrados de la contaminación (IPPC), donde se definen los rubros industriales a controlar y se definen límites no sólo para emisiones gaseosas, sino también emisión de residuos sólidos y líquidos. Tal normativa establece un marco general para la prevención y el control integrado de la contaminación, entendiendo que un enfoque integrado permite alcanzar altos niveles de protección del medio ambiente.

### **Directiva 2001/81/EC: Límites de emisión de ciertos contaminantes atmosféricos.**

Se establecen límites de emisión para SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, COVs y NH<sub>3</sub> para cada estado miembro de la comunidad. El objetivo de la directiva es establecer límites de emisión para compuestos acidificantes, eutrofizantes y precursores de ozono. Se definen los límites de emisión de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, VOC y NH<sub>3</sub> que se deben cumplir para cada uno de los países listados al año 2010, estos límites se expresan en miles de toneladas al año.

### **Directiva 2000/76/CE: Relativa a la incineración de residuos.**

Establece las condiciones de operación y límites de emisión teniendo en cuenta un enfoque integrado para la prevención y control de la contaminación. La directiva se aplica a instalaciones de incineración y co-incineración, exceptuando aquellas que quemen residuos vegetales y en particular aquellas instalaciones que quemen residuos forestales que sean co-incinerados en el lugar de producción y que el calor producido sea recuperado.

### **Directiva 2010/75/EU: Emisiones industriales. Prevención y Control Integrado de la Contaminación (IPPC).**

Texto que refunde variadas directivas respecto de los desechos de la industria del dióxido de titanio, limitación de emisiones de COVs en ciertas actividades, incineración de residuos, limitación de emisiones al aire de ciertos contaminantes en grandes instalaciones de combustión y la prevención y control integrado de la contaminación.

Se pretende tener un marco regulatorio acorde con el principio “el que contamina paga” y el principio de la prevención de la contaminación para las principales actividades industriales. Es necesario contar con un enfoque integrado de prevención y control de las

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

emisiones al aire, agua y suelo, manejo de residuos y eficiencia energética. Los límites de emisión deben ser tales que sea posibles cumplirlos al utilizar las mejores tecnologías disponibles (BAT) en condiciones de operación normales. En caso de que los límites de emisión lleven a inversiones desproporcionadas respecto de los beneficios ambientales asociados la autoridad podrá modificar tales límites. En el caso de que algún operador tenga la intención de probar nuevas tecnologías de control de emisiones la autoridad podrá excluirlo del cumplimiento de la normativa en tanto se esté en periodo de prueba.

Para las grandes instalaciones de combustión la directiva diferencia entre instalaciones con permiso de operación otorgado antes del 7 de enero de 2013, o bien que estén en proceso de autorización y que vayan a entrar en operación antes del 7 de enero de 2014, los que deberán cumplir con los límites de emisión establecidos en la Parte 1 del Anexo V. Las instalaciones nuevas deberán cumplir con los límites establecidos en la Parte 2 del Anexo V.

Los límites de emisión se muestran en la Tabla 3.1.2:

Tabla 3.1.2: Límites de emisión según Directiva 2010/75/CE.

		LÍMITES DE EMISIÓN en mg/Nm <sup>3</sup>								
		PARTE 1			PARTE 2					
combustible	Potencia Térmica (MW)	SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			MP		
		50-100	100-300	>300	50-100	100-300	>300	50-100	100-300	>300
	% O <sub>2</sub>									
Hulla Lignito y otros sólidos	6	400	250	200	300 (450*)	200	200	30	25	20
Biomasa	6		200		300	250	200	30	20	20
Turba	6	300	300	200	300	250	200			
Líquidos	3	350	250	200	450	200	150	30	25	20
Gas General	3		35			200			5	
Gas licuado	3		5			200				
Gas de bajo PC de Hornos de coque	3		400			200				
Gas de bajo PC de Altos Hornos	3		200			200			10	
Gas Natural	3					100				
Gases producidos por la industria del acero que pueden tener otros usos	3								30	
		PARTE 1			PARTE 2					
combustible	Potencia Térmica (MW)	SO <sub>2</sub>			NO <sub>x</sub>			MP		
		50-100	100-300	>300	50-100	100-300	>300	50-100	100-300	>300

\*: para lignito pulverizado.

\*\* : combustión en lecho fluidizado circulante a presión.

\*\*\* : combustión en lecho fluidizado.

Para instalaciones que quemen gas los límites de emisión asociados a NO<sub>x</sub> y CO se muestran en la Tabla 3.1.3:

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Tabla 3.1.3: Límites de emisión para NOx y CO en instalaciones que quemen gas.

	PARTE 1		PARTE 2	
	NOx mg/Nm3	CO mg/Nm3	NOx mg/Nm3	CO mg/Nm3
Instalaciones de combustión alimentadas con gas natural, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas	100	100	100	100
Instalaciones de combustión alimentadas con gas de altos hornos, gas de hornos de coque o gases de bajo poder calorífico procedentes de la gasificación de residuos de refinería con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas	200	-	-	-
Instalaciones de combustión alimentadas con otros gases, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas	200	-	100	100
Turbinas de gas (incluidas las TGCC), que utilizan gas natural como combustible	50	100	50	100
Turbinas de gas (incluidas las TGCC*), que utilizan otros gases como combustible	120	-	50	100
Motores de gas	100	100	75	100

(\*): Turbina a Gas en Ciclo Combinado gas – vapor.

### **Propuesta de directiva IPPC (2007).**

Persigue refundir variadas normativas actualmente en vigencia y simplificar los requisitos para el control efectivo de las instalaciones que regula. La propuesta regula las actividades descritas en el Anexo I de la **Directiva 96/61/CE**, además de instalaciones de combustión, de incineración y co-incineración de residuos y a las que produzcan dióxido de titanio. Se incluyen también las instalaciones de combustión de entre 20 y 50 MWt, producción de madera y productos de madera y la producción de tableros de madera.

La propuesta de directiva establece definiciones más precisas de lo que se entiende por Mejor Técnica Disponible (MTD) como uno de los principios básicos a la hora de autorizar una instalación de combustión. Las MTD surgen de los correspondientes documentos de referencia respecto del tema que la Unión Europea emite en función de los distintos rubros industriales. Se considera la posibilidad de establecer exenciones del cumplimiento de los límites de emisión, teniendo en consideración las particularidades que cada caso presenta y además la posibilidad de que algún operador pruebe tecnologías emergentes con potencial de ser utilizadas en forma permanente.

La propuesta establece que los operadores deben mantenerse al día del estado del arte en cuanto a tecnologías de control de emisiones, debiendo mantenerse informado de las nuevas MTD que resulten de las mejoras, avances y actualizaciones de los documentos de referencia.

Dado que se verifica que en Europa las grandes instalaciones de combustión son las responsables de gran parte de las emisiones de los principales contaminantes atmosféricos es que se hace necesario endurecer la normativa (límites de emisión) teniendo en cuenta que es factible utilizar las mejores técnicas disponibles en cierto tipo de instalaciones.

Los valores límites de emisión son fijados en función de las emisiones asociadas al uso de las mejores técnicas disponibles descritas en los documentos de referencia. En todo caso se establece que cada estado miembro deberá impulsar el desarrollo y aplicación de tecnologías emergentes que conlleven un mayor nivel de protección al medio ambiente. Las instalaciones de combustión consideradas son aquellas de una potencia térmica nominal igual o superior a 20 MWt.

Además se consideran instalaciones para refinación de petróleo y gas, producción de coque, gasificación y licuefacción de gas, producción y transformación de metales, industrias minerales (fabricación de cemento, obtención de amianto, fabricación de vidrio,

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

fundición de materiales minerales, fabricación de productos cerámicos) e industria química.

La propuesta define las sustancias contaminantes en función del medio al que se emiten, así las sustancias contaminantes a la atmósfera son:

1. Óxidos de azufre y otros compuestos de azufre
2. Óxidos de nitrógeno y otros compuestos de nitrógeno
3. Monóxido de carbono
4. Compuestos orgánicos volátiles
5. Metales y sus compuestos
6. Polvos, incluidas las partículas finas
7. Amianto (partículas en suspensión, fibras)
8. Cloro y sus compuestos
9. Flúor y sus compuestos
10. Arsénico y sus compuestos
11. Cianuros
12. Sustancias y preparados respecto de los cuales se haya demostrado que poseen propiedades cancerígenas, mutagénicas o puedan afectar a la reproducción a través del aire
13. Policlorodibenzodioxina y policlorodibenzofuranos

Los límites de emisión se establecen para SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y MP.

### Estados Unidos.

Para la situación general, se tiene en el título 40, parte 63, subparte DDDDD, donde se establecen límites de emisión para calderas y calefactores de proceso de pequeño y gran tamaño (fuentes de área o equipos no principales), que utilizan combustible sólido, combustibles líquidos y combustibles gaseosos. Los contaminantes que se regulan son material particulado, mercurio, HCl y CO<sup>2</sup>. Por otro lado, está el título 40, parte 63, subparte JJJJJ, que trata de una Norma Nacional de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos (HAP) para fuentes principales.

Una fuente principal es una instalación que emite o tiene el potencial de emitir 10 toneladas por año o más de cualquier HAP o 25 toneladas por año o más de cualquier

---

<sup>2</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart DDDDD—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Industrial, Commercial, and Institutional Boilers and Process Heaters, 2011

<sup>3</sup> Industrial, Commercial, and Institutional Boilers and Process Heaters for Major Sources and Commercial and Industrial Solid Waste Incineration Units: Final rules; Delay of effective dates, USEPA, 2011

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

combinación de HAPs. Una fuente de área es cualquier fuente fija que no es una fuente principal de contaminantes peligroso al aire.

Los contaminantes peligrosos son aquellos que producen efectos sobre la salud humana o que dañan el ecosistema. Existe una lista de los 188 HAPs regulados por el Clean Air Act (CAA) de 1990 en la Sección 112, los cuales se puede encontrar en: <http://www.epa.gov/ttnatw01/orig189.html>. Ejemplos de HAPs incluyen dioxinas, benceno, arsénico, ácido cianhídrico, berilio, cromo, mercurio, plomo, cloruro de vinilo, el asbesto, y los bifenilos policlorados (PCB). Estas sustancias pueden afectar la salud pública a través de la respiración directa, a través de la piel y la ingestión de alimentos contaminados por toxinas depositadas en el suelo o en cursos de agua.

### Introducción a Calderas Industriales, Comerciales e Institucionales (ICI)<sup>4</sup>

A continuación se especifica las características de las calderas ICI:

- Las calderas son dispositivos de combustión utiliza para producir vapor o calentar el agua.
- El vapor se utiliza para la operación de los procesos o para producir calor o electricidad.
- Hay literalmente miles de calderas se utilizan actualmente en los Estados Unidos a través de una amplia variedad de industrias.
- Un sistema de caldera incluye la propia caldera, tuberías y válvulas, de operación y los controles de seguridad, sistema de tratamiento de agua, y equipos periféricos tales como dispositivos de control de la contaminación, economizadores, recalentadores.
- Los combustibles primarios utilizados por calderas de carbón, petróleo y gas natural, pero algunos usan electricidad, gases de escape, biomasa.
- Las calderas se utilizan en todos los sectores industriales más importantes, pero principalmente para los productos de papel, química, alimentaria, y la industria del petróleo.
- La EPA estima que la capacidad de potencia de entrada para estas calderas es normalmente es entre 10 y 250 MMBtu/hr (entre 2,93 MW y 73,25 MW). Sin embargo, existen calderas industriales de mayor tamaño.
- Calderas Comerciales / Institucionales son generalmente más pequeñas que las unidades industriales con una capacidad de potencia de entrada en general por

---

<sup>4</sup> "Outdoor Air - Industry, Business, and Home: Industrial, Commercial, and Institutional (ICI) Boilers, USEPA, 2011 ([http://www.epa.gov/air/community/details/boilers\\_addl\\_info.html#activity2](http://www.epa.gov/air/community/details/boilers_addl_info.html#activity2))

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

debajo de 10 MMBtu/hr. Estas unidades normalmente utilizan el suministro de vapor y agua caliente para la calefacción en una amplia gama de sitios, entre ellos el comercio mayorista y minorista, edificios de oficinas, hoteles, restaurantes, hospitales, escuelas, museos, edificios gubernamentales y aeropuertos.

### **Normas de funcionamiento para las calderas ICI en función de la capacidad nominal de la caldera<sup>5</sup>:**

- Normas para calderas pequeñas, que se definen con una capacidad de potencia de entrada entre 10 a 100 MMBtu/hr (entre 2,9 y 29 MW) que fueron construidas, modificadas o reconstruidas después de 09 de junio 1989
- Normas para calderas grandes, que se definen por tener una capacidad de potencia de entrada de más de 100 MMBtu/hora (más de 29 MW) que se construyeron, modificaron o reconstruyeron después de 19 de junio 1984
- Dependiendo del tamaño de la unidad y el tipo de combustible quemado, existen regulaciones de emisiones de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y partículas (MP).

### **Subparte Dc - Normas de Desempeño para las pequeñas calderas industriales-comerciales-institucionales<sup>6</sup>.**

Esta sección se aplica a las calderas generadoras de vapor que fueron construidas, modificadas o reconstruidas después del 09 de junio de 1989 y tiene una capacidad de potencia de entrada de diseño entre 10 a 100 MMBtu/hr (2,9 a 29 MW). Esta norma establece los límites de emisiones de SO<sub>2</sub> y PM, y se encuentra en 40 CFR 60.40 (c).

#### **Dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>).**

Los límites de emisión para este contaminante son:

340 ng/J (0,80 lb/MMBtu) derivados de combustibles fósiles líquidos o combustibles fósiles líquidos y residuos de madera.

520 ng/J (1,2 lb/MMBtu) derivados de combustibles fósiles sólidos o de combustibles fósiles sólidos y residuos de madera.

---

<sup>5</sup> "Environmental Compliance for Combustion Processes, USEPA, 2011 (<http://www.combustionportal.org/boilerregulations.cfm>)

<sup>6</sup> "Electronic Code of Federal Regulations", USEPA, 2011 (<http://ecfr.gpoaccess.gov>)

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

El cumplimiento se basará en la potencia de entrada total de todos los combustibles fósiles que se queman, incluidos los combustibles gaseosos.

### **Material Particulado (MP).**

Esta sección se aplica a instalaciones que fueron construidas, reconstruidas o modificadas antes del 28 febrero de, 2005, que utilizan como combustible carbón o mezclas de carbón con otros combustibles, y tiene una capacidad de entrada de calor de 8,7 MW (30 MMBtu/hr) o más.

Los límites de emisión para este contaminante son:

22 ng/J (0,051 lb/MMBtu), si la instalación tiene como combustible sólo carbón o carbón con otros combustibles, y tiene un factor de capacidad anual para los demás combustibles del 10% o menos.

43 ng/J (0,10 lb/MMBtu) si la instalación tiene como combustible carbón con otros combustibles, tiene un factor de capacidad anual de otros combustibles más del 10%.

Esta sección se aplica a instalaciones que fueron construidas, reconstruidas o modificadas antes del 28 febrero de, 2005, que utilizan como combustible madera o mezclas de madera en combustión con otros combustibles (excepto carbón) y tiene una capacidad de potencia de entrada de 8,7 MW (30 MMBtu/hr) o más.

Los límites de emisión para este contaminante son:

43 ng/J (0,10 lb/MMBtu) si la instalación tiene un factor de capacidad anual de madera de más de 30%

130 ng/J (0.30 lb/MMBtu) si la instalación tiene un factor de capacidad anual de madera de 30% o menos.

Una instalación que puede quemar carbón, madera o petróleo y que tiene una capacidad calorífica de entrada de 8,7 MW (30 MMBtu/hr) o más, se acepta un valor mayor a 20% de opacidad en un período de 6 minutos por hora e inferior al 27%. Los propietarios de estas instalaciones que opten por instalar, calibrar, mantener y operar un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) para la medición de las emisiones de MP, y estarán sujetos a un límite de MP de 0,030 lb/MMBtu y estarán exentos de la norma de opacidad especificada en este párrafo.

Las normas de MP y opacidad se aplican en todo momento, excepto durante los periodos de puesta en marcha, detención o mal funcionamiento.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Una instalación que inicie la construcción, reconstrucción o modificación después de febrero 28 de 2005, y que utiliza como combustible carbón, petróleo, madera, o una mezcla de estos combustibles y tiene una capacidad de potencia de entrada de 8,7 MW (30 MMBtu/hr) o más, tendrá un límite de emisión de MP de 13 ng/J (0.030 lb/MMBtu).

Las Instalaciones que caen dentro de la modificación que se inició a partir 28 de febrero de 2005, pueden optar por cumplir con los requisitos de emisiones a la atmósfera de MP como sigue:

- 22 ng/J (0,051 lb/MMBtu) derivado de la combustión de carbón, petróleo, madera, , o una mezcla de estos combustibles, y
- Un 0,2% de la concentración de la combustión (99,8% de reducción) cuando se quema carbón, petróleo, madera, o una mezcla de estos combustibles con los otros combustibles.

Si una instalación comienza su modificación después del 28 de febrero de 2005, y que combustionan más de 30 por ciento de madera sobre una base anual y que tenga una capacidad de 8,7 MW (30 MMBtu/hr) o más, podrá emitir a la atmósfera 43 ng/J (0,10 lb/MMBtu).

Una instalación que inicie la construcción, reconstrucción o modificación después de 28 de febrero de 2005, y que utilizaba como combustible único petróleo, o una mezcla de petróleo que contiene no más del 0,50 por ciento de azufre de peso, no están sujetos a una norma de MP, siempre y cuando no posean una tecnología de abatimiento (excepto un lavador de gases).

### **Subparte Db - Normas de funcionamiento para las grandes calderas industriales-comerciales-institucionales<sup>7</sup>**

Esta sección se aplica a las calderas que fueron construidas, modificadas o reconstruidas después del 19 de junio de 1984 y tendrán una capacidad nominal de potencia de entrada en más de 100 millones de unidades térmicas británicas por hora (100 MMBtu/hora) (29 MW). Esta norma establece los límites de emisiones de SO<sub>2</sub>, partículas y NO<sub>x</sub>, y se encuentra en 40 CFR 60.40 (b).

Cualquier instalación afecta al cumplimiento de los requisitos de aplicación en virtud del párrafo anterior, cuya construcción, modificación o reconstrucción haya sido después del

---

<sup>7</sup> "Electronic Code of Federal Regulations", USEPA, 2011 (<http://ecfr.gpoaccess.gov>)

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

19 de junio de 1984, pero antes del 19 de junio de 1986, está sujeta a las siguientes normas:

Calderas a carbón, con una capacidad de potencia de entrada entre 29 y 73 MW (100 y 250 millones de Btu/h), ambos inclusive, están sujetos a las normas de partículas y de los óxidos de nitrógeno bajo esta sección.

Calderas a carbón, con una capacidad de entrada superior a 73 MW (250 millones de Btu/h), deberán cumplir con los requisitos de aplicación conforme a la subparte D (estándares de desempeño para los generadores de vapor de combustibles fósiles como combustible, en § 60.40).

Calderas a petróleo, con una capacidad de entrada entre 29 y 73 MW (100 y 250 millones de Btu/h), ambos inclusive, están sujetos a las normas de los óxidos de nitrógeno bajo esta sección.

Calderas a petróleo con una capacidad de entrada superior a 73 MW (250 millones de Btu/h), se debe cumplir con los requisitos de la subparte D (estándares de desempeño para los generadores de vapor de combustibles fósiles como combustible, en § 60.40), pero también está sujeto a las normas de los óxidos de nitrógeno bajo esta subparte y las normas de partículas y de dióxido de azufre conforme a la subparte D (§ 60.42 y 60.43 §).

Se tiene en USEPA la subparte J (Los estándares de desempeño de las refinerías de petróleo; § 60.104), estas instalaciones están sujetas a normas de partículas y de los óxidos de nitrógeno bajo esta subparte y las normas de dióxido de azufre de la subparte J (§ 60.104).

Las instalaciones que deben cumplir con los requisitos de aplicación conforme a la subparte E (Normas de funcionamiento de los incineradores; § 60.50) están sujetos a las normas de óxidos de nitrógeno y partículas en suspensión conforme a esta subparte.

Esta subparte se seguirá aplicando a todos los generadores de vapor por recuperación de calor, que tienen una capacidad de combustión de más de 29 MW (100 MMBtu/h) de entrada con combustibles fósiles.

Cualquier otra instalación que comenzó su construcción, modificación o reconstrucción después de 19 de junio 1986 no está sujeta a la Subparte D (Normas de Funcionamiento de los Generadores de Vapor en combustibles fósiles, § 60.40).

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### Estándar de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>).

Las instalaciones que iniciaron su construcción, reconstrucción o modificación a más tardar el 28 de febrero 2005, que utilizan como combustible carbón o petróleo, podrá emitir a la atmósfera un máximo de SO<sub>2</sub> de 87 ng/J (0,20 lb/MMBtu), o 10 por ciento (0,10) de la tasa potencial de emisión de SO<sub>2</sub> (90 por ciento de reducción) y el límite de emisión determinados de acuerdo con la siguiente fórmula:

Dónde:

$$E_s = \frac{(K_a H_a + K_b H_b)}{(H_a + H_b)}$$

Es = límite de emisión de SO<sub>2</sub>, en ng / J o lb / MMBtu de entrada;

Ka = 520 ng / J (o 1,2 lb / MMBtu);

Kb = 340 ng / J (o 0,80 lb / MMBtu);

Ha = Calor de entrada de combustión de carbón, en J (MMBtu), y

Hb = Calor de entrada de combustión de petróleo, en J (MMBtu).

Una instalación que haya iniciado su construcción, reconstrucción o modificación a más tardar el 28 de febrero de 2005, que utiliza como combustible carbón en lecho fluidizado deberá emitir a la atmósfera un máximo de 87 ng/J (0,20 lb/MMBtu) de SO<sub>2</sub>, o 20 por ciento (0,20) de la potencial tasa de emisión de SO<sub>2</sub> (80 por ciento de reducción) y 520 ng/J (1,2 lb/MMBtu). Para las instalaciones que cumplan la norma del porcentaje de reducción, sólo cuenta la potencia de entrada.

Un caldera que utiliza como combustible carbón o petróleo, ya sea solos o en combinación con cualquier otros combustibles, y que utiliza una tecnología de abatimiento para el control de emisiones de SO<sub>2</sub>, tendrá que emitir a la atmósfera el 50 por ciento es esta tasa (50 por ciento de reducción determinado de acuerdo a la siguiente fórmula:

Dónde:

$$E_s = \frac{(K_c H_c + K_d H_d)}{(H_c + H_d)}$$

Es = límite de emisión de SO<sub>2</sub>, en ng/J o lb/MMBtu de entrada;

Kc = 260 ng/J (o 0,60 lb/MMBtu);

Kd = 170 ng/J (o 0,40 lb/MMBtu);

Hc = Calor de entrada de combustión de carbón, en J (MMBtu), y

Hd = Calor de entrada de combustión de petróleo, en J (MMBtu).

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Para las instalaciones que cumplan la norma del porcentaje de reducción, sólo influye la potencia de entrada por la combustión de carbón y petróleo.

Una caldera que inició la construcción, reconstrucción o modificación a más tardar el 28 de febrero de 2005 y que figuran a continuación, tendrán que emitir a la atmósfera 520 ng/J (1,2 lb/MMBtu) de SO<sub>2</sub>, en el caso de la combustión de carbón y 215 ng/J (0,5 lb/MMBtu) de SO<sub>2</sub>, si el combustible es petróleo sin restricción del contenido de azufre.

- Calderas a carbón y petróleo que tienen un factor de capacidad anual de un 30 por ciento (0,30) o menos;
- Calderas en una zona no continental, o
- Calderas a combustión de carbón o petróleo, solos o en combinación con cualquier otro combustible, que conformen un sistema de ciclo combinado donde el 30 por ciento (0,30) o menos de la potencia de entrada, es la combustión de carbón y el petróleo en el quemador y del 70 por ciento (0,70) o más de la potencia de entrada se quema en la unidad de producción de vapor, o
- La instalación que quema el gas del horno de coque solo o en combinación con gas natural o petróleo con bajo contenido de azufre.

Los límites y requisitos para la emisión de SO<sub>2</sub> con porcentaje de reducción en esta sección se aplican en todo momento, incluidos los periodos de puesta en marcha, detención, y el mal funcionamiento.

Los requisitos de porcentaje de reducción no son aplicables a las calderas de combustión que utilizan petróleo de bajo contenido azufre.

Una caldera que comience su construcción, reconstrucción o modificación después de febrero 28 de 2005, y que utilizaba como combustible carbón, petróleo, gas natural, o una mezcla de estos combustibles, podrá emitir 87 ng/J (0,20 lb/MMBtu) de SO<sub>2</sub>, o un 8% (0,08) de la tasa potencial de emisión de SO<sub>2</sub> (reducción del 92 por ciento) y 520 ng/J (1,2 lb/MMBtu) de SO<sub>2</sub>.

Calderas que combustionan petróleo con muy bajo contenido de azufre, combustible gaseoso, o una mezcla de estos combustibles con una tasa potencial de emisión de SO<sub>2</sub> de 140 ng/J (0,32 lb/MMBtu) o menos, están exentos del límite de emisiones de este contaminante.

La calderas que se encuentran en un área no continental y que combustionan carbón, petróleo, o gas natural, no podrá emitir más de 520 ng/J (1,2 lb/MMBtu) de SO<sub>2</sub> para

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

cuando utiliza carbón, o 215 ng/J (0.50 lb/MMBtu) de SO<sub>2</sub>, si se combustiona petróleo o gas natural.

En resumen, la normativa de emisión para SO<sub>2</sub> se presenta a continuación:

Tabla 3.1.4: Límites de emisión de SO<sub>2</sub> para calderas.

Potencia de entrada	Combustible	SO <sub>2</sub> (ng/J)
2,9 - 29 MW	Derivados de combustibles fósiles líquidos o combustibles fósiles líquidos y residuos de madera.	340*
	Derivados de combustibles fósiles sólidos o de combustibles fósiles sólidos y residuos de madera.	540*
29 MW o más	Carbón, petróleo, gas natural, o una mezcla de estos combustibles	87**
	Carbón ***	520**
	Petróleo o gas natural ***	215**

\*: Para calderas generadoras de vapor que fueron construidas, modificadas o reconstruidas después del 09 de junio de 1989.

\*\* : Para calderas que comenzaron su construcción, reconstrucción o modificación después de febrero 28 de 2005.

\*\*\*: Para calderas ubicadas en área no continental.

### Estándar para Material Particulado (MP).

Las calderas que iniciaron su construcción, reconstrucción o modificación antes del 28 de febrero del 2005, que utiliza como combustible carbón o mezclas de carbón con otros combustibles, podrá emitir MP a la atmósfera en las siguientes proporciones:

- 22 ng/J (0,051 lb/MMBtu) de potencia de entrada, si la caldera combustiona sólo carbón o carbón en combinación con otros y tiene un factor de capacidad anual para los demás combustibles del 10 por ciento (0,10) o menos.
- 43 ng/J (0,10 lb/MMBtu) de potencia de entrada, si se combustiona carbón y otros combustibles y tiene un factor de capacidad anual de otros combustibles de más del 10 por ciento (0,10).
- 86 ng/J (0,20 lb/MMBtu) de potencia de entrada si se combustiona carbón y otros combustibles y tiene un factor de capacidad anual de otros combustibles de más de un 30 por ciento (0,30) o menos y tiene una capacidad calorífica de entrada máxima de 73 MW (250 MMBtu/hr) o menos.
- La instalación que quema el gas del horno de coque solo o en combinación con otros combustibles, no se rigen por esta normativa de emisión.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Una Caldera que inició su construcción, reconstrucción o modificación a más tardar el 28 de febrero de 2005, y que utiliza petróleo en la combustión (o mezclas de petróleo con otros combustibles) y utiliza una tecnología convencional o emergentes para reducir emisiones de SO<sub>2</sub> podrá descargar a la atmósfera MP con un máximo de 43 ng/J (0,10 lb/MMBtu).

Una caldera que inició su construcción, reconstrucción o modificación de antes del 28 de febrero de 2005, y que utiliza madera en la combustión, o madera con otros combustibles, a excepción del carbón, podrá emitir MP como sigue:

- 43 ng/J (0,10 lb/MMBtu), si la caldera tiene un factor de capacidad anual superior al 30 por ciento (0,30) para la madera.
- 86 ng/J (0,20 lb/MMBtu) si la instalación tiene un factor de capacidad anual de 30 por ciento (0,30) o menos de la madera; y tiene una capacidad calorífica de entrada máxima de 73 MW (250 MMBtu/hr) o menos.

Una caldera que quema carbón, petróleo, madera, o mezclas de estos combustibles, podrá emitir a la atmósfera gases con un valor mayor a 20% de opacidad en un período de 6 minutos por hora e inferior al 27%. Los propietarios de estas instalaciones que opten por instalar, calibrar, mantener y operar un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) para la medición de las emisiones de MP, están sujetos a un límite de MP de 0,030 lb/MMBtu y estarán exentos de la norma de opacidad especificada en esta sección

Las normas de la opacidad se aplican en todo momento, excepto durante los periodos de puesta en marcha, detención o mal funcionamiento.

Una caldera que se inició su construcción, reconstrucción o modificación después del 28 de febrero 28 de 2005, y que combustiona carbón, petróleo, madera, o una mezcla de estos combustibles, podrá emitir hasta 13 ng/J ( 0,030 libras/MMBtu) de MP.

Como una alternativa para el cumplimiento de los requisitos establecidos en esta sección una caldera que inició sus funciones a partir del 28 de febrero de 2005, puede optar por cumplir con los requisitos que se exponen a continuación:

- (i) 22 ng/J (0,051 lb/MMBtu) de potencia de entrada si se combustiona carbón, petróleo, madera, o una mezcla de estos combustibles con los otros combustibles, y
- (ii) un 0,2 por ciento de la concentración de la combustión (99,8 por ciento de reducción) cuando se quema carbón, petróleo, madera, o una mezcla de estos combustibles.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Una caldera que comienza su modificación a partir del 28 de febrero de 2005, y que combustiona más de 30 por ciento de madera (potencia de entrada) sobre una base anual y tiene una capacidad calorífica máxima de 73 MW (250 MMBtu/h) o menos, podrá descargar a la atmósfera hasta 43 ng/J (0,10 lb/MMBtu) de MP.

Una caldera que comienza su modificación a partir del 28 de febrero de 2005, y que combustiona más de 30 por ciento de madera (potencia de entrada) sobre una base anual y tiene una capacidad calorífica superior a 73 MW (250 MMBtu/h), podrá descargar a la atmósfera hasta 37 ng / J (0,085 lb/MMBtu) de MP.

Las calderas que se encuentren en una zona no continental, no están sujetas a un estándar de PM.

En resumen, la normativa de Estados Unidos para emisiones de SO<sub>2</sub> se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 3.1.5: Límites de emisión de MP para calderas que comenzaron su construcción, reconstrucción o modificación después de febrero 28 de 2005.

Potencia de entrada	de Combustible	MP (ng/J)
8,7 - 73 MW	Carbón, petróleo, madera, o una mezcla de estos combustibles	13
8,7 - 73 MW	Más de 30% de madera sobre una base anual	43
Mayores a 73MW	Más de 30% de madera sobre una base anual	37

### Estándar para los óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>).

Una caldera que está sujeta a las disposiciones de esta sección y quema carbón sólo, petróleo o gas natural deberá respetar los siguientes límites de emisión (NO<sub>x</sub> expresado como NO<sub>2</sub>):

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.1.6: Límites de emisión para NO<sub>x</sub>.

Tipo de combustible	Límites de emisión de óxidos de nitrógeno (expresado como NO <sub>2</sub> ) Potencia de entrada	
	ng/J	lb/MMBTU
(1) Gas natural y petróleo:		
(i) Baja tasa de liberación	43	0.10
(ii) Alta tasa de liberación	86	0.20
(2) Petróleo crudo, petróleo # 4, 5 y 6:		
(i) Baja tasa de liberación	130	0.30
(ii) Alta tasa de liberación	170	0.40
(3) Carbón:		
(i) Alimentado al fogón	210	0.50
(ii) Esparcido al fogón y con lecho fluidizado	260	0.60
(iii) Carbón pulverizado	300	0.70
(iv) Lignito	260	0.60
(v) Lignito quemado en un horno de escoria	340	0.80
(vi) Carbón derivado de combustibles sintéticos	210	0.50
(4) Quemador con sistema de ciclo combinado		
(i) Gas natural y petróleo	86	0.20
(ii) Petróleo crudo, petróleo # 4, 5 y 6	170	0.40

**Subparte D-Normas de Funcionamiento de los Generadores de Vapor que utilizan combustibles fósiles y que hayan iniciado sus actividades después de 17 de agosto 1971<sup>8</sup>**

Las instalaciones a las que aplica esta normativa son las siguientes:

Calderas que consuman combustibles fósiles y que tengan una potencia de entrada mayor a 73 megavatios (MW) (250 millones de unidades térmicas británicas por hora

<sup>8</sup> Federal Register, Electronic Code of Federal Regulations, USEPA, 72 FR 32717, 13 de junio de 2007

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

(MMBtu/hr)). Calderas que consuman combustibles fósiles con madera y que tengan una potencia de entrada mayor a 73 megavatios (MW) (250 MMBtu/hr).

Cualquier instalación que inició la construcción o modificación después de agosto 17, 1971, está sujeta a los requisitos de esta subparte. El 21 de marzo de 2011, los EE.UU. Agencia de Protección Ambiental (USEPA) finalizó la nueva Norma Federal de calderas, que tiene por motivo reducir las emisiones de contaminantes atmosféricos peligrosos (HAPs) en calderas industriales, comerciales e institucionales existentes y nuevas, enfatizando los equipos secundarios, (no principales o fuentes de área). La Norma se titula “Normas Nacionales de Emisión de contaminantes atmosféricos peligrosos para fuentes de calderas industriales, comerciales e Institucionales” [40 CFR Parte 63, Norma Nacional de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos (NESHAP), Subparte jjjjjj]. Al mismo tiempo USEPA finalizó una norma similar para las fuentes principales y en los mismos términos que para las fuentes secundaria, pero diferenciando los límites de emisión y los contaminantes normados, [40 CFR Parte 63, Norma Nacional de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos (NESHAP), Subparte subparte DDDDDD.

Los contaminantes peligrosos son aquellos que producen efectos sobre la salud humana o que dañan el ecosistema. Existe una lista de los 188 HAPs regulados por el Clean Air Act (CAA) de 1990 en la Sección 112, los cuales se puede encontrar en: <http://www.epa.gov/ttnatw01/orig189.html>. Ejemplos de HAPs incluyen dioxinas, benceno, arsénico, ácido cianhídrico, berilio, cromo, mercurio, plomo, cloruro de vinilo, el asbesto, y los bifenilos policlorados (PCB). Estas sustancias pueden afectar la salud pública a través de la respiración directa, a través de la piel y la ingestión de alimentos contaminados por toxinas depositadas en el suelo o en cursos de agua.

El mercurio y el plomo son perjudiciales para el cerebro de los niños ya que la exposición puede conducir a problemas de desarrollo y dificultades de aprendizaje. El arsénico y el cromo causan cáncer. El benceno es tóxico para el sistema inmunológico, causa problemas circulatorios y reproductivos, además de causar parálisis respiratoria, y hasta la muerte. El ácido cianhídrico causa daños en los pulmones, el corazón y el sistema nervioso central. Las partículas finas penetran los pulmones profundamente y causan derrames cerebrales, ataques cardíacos y muertes prematuras.

---

<sup>9</sup> Industrial, Commercial, and Institutional Boilers and Process Heaters for Major Sources and Commercial and Industrial Solid Waste Incineration Units: Final rules; Delay of effective dates, USEPA, 2011

<sup>10</sup> Title 40: protection of environment, part 63—national emission standards for hazardous air pollutants for source categories electronic Code of Federal Regulations, USEPA, 2011

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Una fuente principal es una instalación que emite o tiene el potencial de emitir 10 toneladas por año o más de cualquier HAP o 25 toneladas por año o más de cualquier combinación de HAPs. Una fuente de área es cualquier fuente fija que no es una fuente principal de contaminantes peligrosos del aire.

Las calderas que se ven afectadas por la Norma son aquellas que tienen combustibles como el carbón y otras sustancias como el petróleo o biomasa (no se consideran combustibles que sean desechos) para producir vapor o agua caliente, que luego se utiliza para obtener energía o calor. Esta Norma afecta a las calderas en el área comercial (por ejemplo, lavanderías, apartamentos, hoteles), institucional (por ejemplo, escuelas, iglesias, centros médicos, edificios municipales) o instalaciones industriales (por ejemplo, manufactura, imprenta).

Las calderas que no se ven afectadas por la Norma son cualquier caldera de gas, incluye cualquier caldera alimentada por combustibles gaseosos que no se combina con combustibles sólidos. Combustibles gaseosos incluyen, pero no se limitan a: gas natural, gas de proceso, gases de vertedero, gas derivado del carbón, gas de refinería, el hidrógeno y el biogás.

Los requisitos de la norma varían en función del tipo de combustible de la caldera, la fecha de construcción, y el tamaño. La siguiente tabla resume los requisitos para cada tipo de caldera.

A continuación se presenta una tabla resumen de la Norma Nacional de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos (NESHAP), Subparte jjjjjj:

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.1.7: Resumen de límites de emisión para calderas no principales.

Tamaño de la caldera	Tipo de Combustible <sup>11</sup>	Resumen de requerimientos
Todas las calderas a gas	Gas (cualquier tipo)	Ninguna ( no está regulada en esta norma)
Calderas nuevas y existentes < 3 MW	Carbón petróleo biomasa	Se revisa cada dos años
<b>Calderas existentes o reconstruidas antes del 4 de junio de 2010</b>		
Calderas existentes > 3 MW	Carbón	Límites de emisión para Hg y CO
	Biomasa y petróleo	Se revisa cada dos años
<b>Calderas nuevas o reconstruidas o modificadas para usar gas natural, combustible fósil sólidos, biomasa o combustible líquidos después del 4 de junio de 2010</b>		
Calderas nuevas > 3MW	Carbón	Límite de emisión para Hg, CO y MP
	Biomasa, petróleo	Límite de emisión para MP, se revisa cada dos años

Las fechas de cumplimiento son:

Fuentes Existentes: 21 de marzo 2012

Límites de emisión y Evaluación de Recursos Energéticos de 21 de marzo 2014

Fuentes nuevas: 20 de mayo de 2011 o en la puesta en marcha.

### Argentina.

Título:	Establece las condiciones y requerimientos que deberán cumplir las empresas u organismos responsables del diseño, construcción y/u operación de centrales térmicas de generación de energía eléctrica, sea cual fuere su naturaleza jurídica. Cumplimiento de la legislación ambiental. Límites a la emisión de contaminantes gaseosos. Medición de los niveles de contaminación." Resolución Secretaría de Energía y Minería 0108/2001. <b>(1)</b>
Año de publicación:	2001
Entrada en vigencia:	1 de febrero del 2001
Tipo de fuente emisora:	Plantas térmicas de generación eléctrica

<sup>11</sup> Para las calderas que queman combustibles múltiples, el tipo de combustible se determina sobre la base de la contribución de la entrada de calor de cada combustible que se quema durante los 12 meses anteriores a la prueba de cumplimiento.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Excepciones:	No hay
--------------	--------

### Brasil.

Título:	Establece los límites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas. RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006. (Establece los límites máximos de emisión de contaminantes atmosféricos para fuentes fijas). (2)
Año de publicación:	2006
Entrada en vigencia:	2 de febrero del 2007
Tipo de fuente emisora:	Fuentes fijas por tipo de producción.
Excepciones:	No hay

### México.

Título:	NORMA Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994, Contaminación atmosférica – Fuentes fijas - Para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión. (3)
Año de publicación:	1994
Entrada en vigencia:	2 diciembre 1994
Tipo de fuente emisora:	Fuentes fijas: equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los equipos de generación eléctrica que utilizan la tecnología de ciclo combinado. Obligatoria sólo en emisiones de SO <sub>2</sub> , para los equipos de calentamiento directo por combustión.
Excepciones:	Equipos domésticos de calentamiento de agua, de calefacción y las estufas utilizados en casas habitación, escuelas, hospitales y centros recreativos, en las industrias cuando estos equipos sean utilizados en las áreas de servicios al personal, personal, sin embargo, aplicará para el caso de industrias, comercios y servicios, cuando los equipos y sistemas de combustión en lo individual o la suma de varios rebasen los 10 cv de capacidad nominal en cada instalación. Quemadores industriales de campo, el sistema de regeneración de las plantas de desintegración catalítica, las plantas recuperadoras de azufre y los procesos de calentamiento directo que producen bióxido de azufre adicional al proveniente del combustible.

Las dos tablas siguientes muestran los límites de emisión para fuentes existentes y nuevas<sup>12</sup> en función del consumo energético y el tipo de combustible utilizado para partículas, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>.

---

<sup>12</sup> Fuentes existentes al 31 de diciembre de 1997.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.1.8: Límites de emisión para fuentes existentes según Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994.

Capacidad del equipo de combustión (MJ/h)	Tipo de combustible	Densidad del humo	Partículas (PST) mg/m <sup>3</sup> (kg/10 <sup>6</sup> Kcal) (1)			SO <sub>2</sub> ppm V (kg/10 <sup>6</sup> Kcal) (1)			NO <sub>x</sub> ppm V (kg/10 <sup>6</sup> Kcal) (1)			Exceso de aire de combustión % vol
		N° de mancha u opacidad	Z. metrop. C. de México	Zonas críticas	Resto del país	Z. metrop. C. de México	Zonas críticas	Resto del país	Z. metrop. C. de México	Zonas críticas	Resto del país	
Hasta 1,46	Fuel Oil o Diesel	4	NA	NA	NA	1100 (4.08)	2100 (7.80)	2600 (9.81)	NA	NA	NA	60
	Otros líquidos	3	NA	NA	NA	1100 (4.08)	2100 (7.80)	2600 (9.81)	NA	NA	NA	
	Gaseosos	0	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
De 1,46 a 12	Líquidos	NA	100 (0.142)	425 (0.604)	600 (0.852)	1100 (4.08)	2100 (7.80)	2600 (9.81)	220 (0.588)	300 (0.801)	400 (1.243)	50
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	220 (0.563)	300 (0.767)	400 (1.023)	
De 12 a 30	Líquidos	NA	100 (0.142)	425 (0.604)	550 (0.781)	1100 (4.08)	2100 (7.81)	2600 (9.81)	180 (0.481)	300 (0.801)	400 (1.069)	40
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	180 (0.460)	300 (0.767)	400 (1.023)	
Mayor a 30	Sólidos	NA	70 (0.105)	325 (0.496)	435 (0.664)	1100 (4.32)	2100 (8.24)	2600 (9.81)	160 (0.449)	280 (0.785)	400 (1.122)	30
	Líquidos	NA	70 (0.099)	325 (0.462)	500 (0.710)	1100 (4.32)	2100 (7.81)	2600 (9.81)	160 (0.427)	280 (0.748)	400 (1.069)	
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	160 (0.409)	280 (0.716)	400 (1.023)	

(1) Concentraciones referidas a 25 °C, 760 mm Hg, 5% de oxígeno en volumen y base seca.

NA: No aplica

Tabla 3.1.9: Límites de emisión para fuentes nuevas según Norma Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994.

Capacidad del equipo de combustión (MW)	Tipo de combustible	Densidad del humo	Partículas (PST) mg/m3 (kg/106 Kcal) (1)			SO2 ppm V (kg/106 Kcal) (1)			NOX ppm V (kg/106 Kcal) (1)			Exceso de aire de combustión % vol
		Nº de mancha u opacidad	Z. metrop. C. de México	Zonas críticas	Resto del país	Z. metrop. C. de México	Zonas críticas	Resto del país	Z. metrop. C. de México	Zonas críticas	Resto del país	
Hasta 1,46	Fuel Oil o Diesel	4	NA	NA	NA	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	NA	NA	NA	50
	Otros líquidos	3	NA	NA	NA	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	NA	NA	NA	
	Gaseosos	0	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
De 1,46 a 12	Líquidos	NA	75 (0.106)	350 (0.426)	450 (0.568)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	190 (0.507)	190 (0.507)	375 (1.0)	40
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	190 (0.486)	190 (0.486)	375 (0.959)	
De 12 a 30	Líquidos	NA	60 (0.805)	300 (0.426)	400 (0.568)	550 (2.04)	1100 (4.08)	1200 (8.16)	110 (0.294)	110 (0.294)	375 (1.0)	30
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	
Mayor a 30	Sólidos	NA	60 (0.090)	250 (0.375)	350 (0.525)	550 (2.16)	1100 (4.31)	2200 (8.16)	110 (0.309)	110 (0.309)	375 (1.052)	25
	Líquidos	NA	60 (0.085)	250 (0.355)	350 (0.497)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	110 (0.294)	110 (0.294)	375 (1.0)	
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	

(1) Concentraciones referidas a 25 °C, 760 mm Hg, 5% de oxígeno en volumen y base seca.

NA: No aplica

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### República Checa.

Título:	Nařízení vlády ze dne 30. května 2007 o emisních limitech a dalších podmínkách provozování spalovacích stacionárních zdrojů znečišťování ovzduší (146/2007 Sb) ("Decreto de Gobierno, 30 de Mayo 2007. Sobre límites de emisión y otras condiciones para la operación de fuentes de combustión fijas de contaminación atmosférica") (7)
Año de publicación:	2007
Entrada en vigencia:	1 de Enero de 2008
Tipo de fuente emisora:	Fuentes fijas
Excepciones:	Fuentes de combustión: <ul style="list-style-type: none"><li>• En que los gases de combustión se utilizan para el calentamiento directo, el secado, cocción, u otros tratamientos térmicos de objetos o materiales, es decir, el calentamiento estufas o cocinas para el procesamiento de calor.</li><li>• Para su posterior incineración, diseñadas para la purificación de los gases de residuos mediante incineración, a menos que funcionen como fuentes de combustión autónoma.</li><li>• Para la regeneración de un catalizador.</li><li>• Para el procesamiento de sulfuro de hidrógeno en azufre.</li><li>• De los reactores utilizados en la industria química.</li><li>• Para el calentamiento del horno de las baterías de coque.</li><li>• Diseñadas exclusivamente para la incineración de residuos.</li><li>• De altos hornos, calentadores de aire a chorro.</li><li>• De las turbinas de gas colocados en las plataformas de extracción.</li></ul>

### Uruguay.

Título:	"Propuesta de estándares emisiones gaseosas de fuentes fijas" (Septiembre del 2011). (8)
Año de presentación:	2011
Entrada en vigencia:	En evaluación
Tipo de fuente emisora:	Fuentes fijas por tipo de producción.
Excepciones:	No hay

### Perú.

#### **Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009. "Calderas Industriales. Estándares de eficiencia térmica (combustible/vapor) y etiquetado"**

Esta Norma Técnica Peruana se aplica a las calderas tipos paquete de tubos de humo (pirotubular) y de tubos de agua (acuotubular) sin equipo de recuperación de calor que utilizan combustibles sólidos, gaseosos y líquidos derivados del petróleo, con las características mostradas en la siguiente tabla:

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.1.10: Características de las calderas a las cuales se aplica este NTP.

Potencia	De 98 – 11772 kW (10 a 1200 BHP)
Presión manométrica	- Hasta 2069 kPa (300 psig) para las calderas de tubos de humo - Hasta 3103 kPa (450 psig) para las calderas de tubos de agua
Temperatura	De saturación

No aplica a calderas para generación de potencia.

Se establece límite de emisión para partículas sólidas, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO.

Tabla 3.1.11: Límites Máximos Permisibles para Calderas de Vapor de Uso Industrial <sup>(4)</sup>

Parámetro	Límite de Emisión (mg/Nm <sup>3</sup> ) <sup>(1)</sup>		
	Combustible		
	Gas	Líquido	Sólido
Partículas Sólidas <sup>(2)</sup>	---	150	150
SO <sub>2</sub>	300	1500	1500 (carbón) 100 (bagazo) 500 (Bag/petro)
NO <sub>x</sub>	320	600	750
CO	100	350	500
Opacidad (Índice Bacharach) <sup>(3)</sup>	0	4	---

(1) Concentración referida a condiciones normales 0°C, 1 atmósfera, 3% de O<sub>2</sub> para gas y líquidos y 6% de O<sub>2</sub> para sólidos

(2) Para calderas de potencia mayor o igual a 800 BHP (líquido) y 300 BHP (sólido)

(3) Para calderas menores a 800 BHP

(4) Estos límites son aplicables a las calderas de vapor pirotubulares y acuotubulares; Asimismo, se aplican a calderas de calentamiento de agua o aceite térmico que queman Diesel, Residual o Gas o en general que queman combustibles fósiles y que pertenecen a las empresas industriales manufactureras pudiendo ser de aplicación por otros sectores.

NOTA: El monitoreo de las emisiones atmosféricas se realizará conforme al Protocolo de Monitoreo de Emisiones Atmosféricas aprobado por Resolución Ministerial N° 026-2000-ITINCI/DM.

Los límites máximos permisibles para emisiones de calderas por tipo de combustible para el sub-sector electricidad son:

Tabla 3.1.12: Límites de emisión para calderas del sector eléctrico.

Tipo de Combustible	Contaminantes mg/m <sup>3</sup> (miligramos/metro cúbico a 11% de oxígeno) Concentración en cualquier momento		
	Partículas	Óxidos de Nitrógeno (NOx)	Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> )
Líquido	100	275	Diesel: 700 ó < 0,5% de S en masa Residual: 1500 ó < 1,5 de S en masa
Sólido	100	458	1500

### 3.1.1.2 Industria Siderúrgica.

#### Estados Unidos.

En el caso de las **Baterías de los Hornos de Coque**, se puede apreciar los límites de emisión durante la carga de materia prima en el Título 40, parte 63, Subparte L<sup>13</sup>; sin embargo, existen diferentes maneras de medición, tales como, opacidad, segundos de tiempo en el que es visible la emisión durante la carga y descarga del horno. Para el caso que el horno de coque tenga un sistema de abatimiento, existen límites de emisión a la salida del equipo de mitigación y los contaminantes que se miden son Benceno, Tolueno, Xileno (BTX) y material particulado. En el documento se explica también la metodología de medición de estas diferentes alternativas.

Por otro lado, existe otra norma que atañe a los **hornos de coque**, pero en esta oportunidad a la actividad de empuje, enfriamiento y almacenamiento. Para ello, existen límites de emisión, pero siempre considerando sistemas de abatimiento. Para cada equipo de control existe un límite diferente de emisión y la forma en que se realiza la medición es en cantidad de material particulado retenido por el dispositivo.<sup>14</sup>

Para el escenario de la **fundición del acero** se tienen límites de emisiones de material particulado y HAP metálicos<sup>15 16</sup>.

<sup>13</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, subpart L, National Emission Standards for Coke Oven Batteries, 1993

<sup>14</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart CCCCC—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Coke Ovens: Pushing, Quenching, and Battery Stacks, 2003.

<sup>15</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart EEEEE—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Iron and Steel Foundries, 2004

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### 3.1.1.3 Refinación de Petróleo.

#### Estados Unidos.

Para las **refinerías de petróleo** existen estándares de emisión de HAP<sup>17</sup>. Para este tipo de empresas, también se tienen límites de emisión para diferentes equipos tales como las unidades de cracking catalítico, reformación catalítica y para las unidades de recuperación de azufre. Se puede medir material particulado, Niquel o HAP metálicos<sup>18</sup>.

### 3.1.1.4 Fabricación de cemento y cal.

#### México.

Título:	Norma Oficial Mexicana NOM-040-SEMARNAT-2002 protección ambiental – fabricación de cemento hidráulico – niveles máximos de emisión a la atmósfera.
Año de publicación:	2002
Entrada en vigencia:	23 de abril del 2003
Tipo de fuente emisora:	Fábricas de cemento
Excepciones:	No hay
Contaminante:	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , Partículas, CO, HCL, HCl, Sb, As, Se, Ni, Mn, Cd, Hg, Pb, Cr, Zn, Dioxinas y furanos.
Tipo de combustible:	Neumáticos y otros sin especificar.

Los límites máximos permisibles para emisiones de partículas son:

---

<sup>16</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart ZZZZ—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Iron and Steel Foundries Area Sources, 2008

<sup>17</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart CC—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants From Petroleum Refineries, 1995

<sup>18</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart UUU—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Petroleum Refineries: Catalytic Cracking Units, Catalytic Reforming Units, and Sulfur Recovery Units

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.1.13 Niveles máximos permisibles de emisión de partículas.

<b>OPERACION</b>	<b>NIVEL MAXIMO</b>	<b>FRECUENCIA DE MEDICION</b>
Trituración (1)	80 mg/m <sup>3</sup>	ANUAL
Molienda de materia prima (1)	80 mg/m <sup>3</sup>	
Molienda de cemento hidráulico (1)	80 mg/m <sup>3</sup>	
Enfriamiento de clinker (1)	100 mg/m <sup>3</sup>	
Calcinación de clinker (2)	0,15 * C kg de partículas/ton de materia prima alimentada	

(1) Condiciones normales, base seca, corregido al 7% de oxígeno (O<sub>2</sub>) en volumen.

(2) Si C es la cantidad de material alimentado al horno de calcinación, en toneladas por hora base seca, el nivel máximo permisible de emisión será 0,15 \* C (kg/h).

Los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de gases provenientes de los hornos de calcinación de clinker que utilicen combustibles convencionales se indican a continuación:

Tabla 3.1.14. Niveles máximos permisibles de emisión de gases.

<b>PARAMETRO</b>	<b>CEMENTO BLANCO</b> mg/m <sup>3</sup>			<b>CEMENTO GRIS</b> mg/m <sup>3</sup>			<b>FRECUENCIA DE MEDICION</b>
	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC	RP	
Bióxido de azufre	400	2200	2500	400	800	1200	ANUAL
Oxidos de nitrógeno (2)	800	1400	1600	800	1000	1200	
Monóxido de carbono	3000	3500	4000	3000	3500	4000	

(1) Condiciones normales, base seca, corregido al 7% de oxígeno (O<sub>2</sub>) en volumen.

(2) Medido y determinado como óxido de nitrógeno (NO).

Los niveles de cumplimiento y los porcentajes de sustitución de combustible convencional para cada tipo y volumen de combustible son los establecidos en la tabla 3.1.15. En el caso

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

de que se utilicen en un mismo proceso dos o más tipos de combustibles no convencionales, prevalecerá siempre el nivel de cumplimiento más alto.

Tabla 3.1.15. Nivel de cumplimiento, tipo y volumen de combustible de sustitución.

<b>SUSTITUCION DE COMBUSTIBLE CONVENCIONAL * (%)</b>	<b>LLANTAS</b>	<b>COMBUSTIBLE DE RECUPERACION</b>	<b>COMBUSTIBLE FORMULADO</b>
0 a 5	Nivel 0	Nivel 0	Nivel 1
5 a 15	Nivel 1	Nivel 1	Nivel 2
15 a 30	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
> 30	Nivel 2	Sujeto a validación	

\* Sustitución máxima total en cualquier momento con base en el poder calorífico del combustible convencional.

Los niveles máximos permisibles de emisiones a la atmósfera provenientes de los hornos de calcinación de clinker que utilicen combustibles de recuperación o combustibles formulados para los niveles de cumplimiento 0 y 1 son los establecidos en las tablas 3.1.13 y 3.1.14; para los niveles de cumplimiento 2 y 3 son los establecidos en la tabla siguiente:

Tabla 3.1.16.- Niveles máximos permisibles de emisiones a la atmosfera (1)

PARAMETRO	LIMITES DE EMISION mg/m <sup>3</sup>	FRECUENCIA DE MEDICION	
		Nivel 2	Nivel 3
CO (2)	Tabla 2	Anual	Continuo
HCl	70	Semestral	Continuo
NOx (2)	Tabla 2	Anual	Continuo
SO <sub>2</sub> (2)	Tabla 2	Anual	Continuo
HCl (como CH <sub>4</sub> )	70	Semestral	Continuo
Particulas	Tabla 1	Anual	Anual
Sb, As, Se, Ni, Mn	0,7 (3)	Anual	Semestral
Cd	0,07	Anual	Semestral
Hg	0,07	Anual	Semestral
Pb, Cr, Zn	0,7 (3)	Anual	Semestral
Dioxinas y furanos	0,2 (ng EQT/m <sup>3</sup> )	Bienal	Anual

(1) Todos los valores están referidos a condiciones normales base seca, corregido al 7% de oxígeno (O<sub>2</sub>) en volumen.

(2) De acuerdo a la localización del establecimiento.

(3) Suma total metales pesados.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### Estados Unidos.

Para el caso de la **fabricación de cemento Portland** existen límites de emisión para los hornos, los enfriadores, los secadores y molinos. Los parámetros que se miden son: material particulado, opacidad, dioxinas y furanos, HCl, Hidrocarburos Totales y Mercurio<sup>19</sup>. Los valores dependen de cada equipo y de su respectiva antigüedad. Esta actividad tiene consideraciones especiales, ya que existen límites para cuando el equipo se encuentra en operación normal y cuando son las puestas en marcha y detenciones del proceso.

La **producción de cal** se encuentra regulada, específicamente lo que se refiere a las emisiones desde los hornos de cal y el parámetro que se mide es el material particulado.<sup>20</sup>

### Perú.

**Decreto Supremo N° 003-2002- PRODUCE. “Límites Máximos Permisibles y Valores Referenciales para las Actividades Industriales de Cemento, Cerveza, Curtiembre y Papel”**

Establece límites de emisión para los hornos de la Industria Cementera:

Tabla 3.1.17: Límites de emisión para hornos cementeros.

Parámetro	Horno	Límite de Emisión (mg/m <sup>3</sup> )
Material Particulado	En curso	250
	Nueva	150

La emisión de material particulado (MP) por horno (EH) es el promedio ponderado de las emisiones de la totalidad de las chimeneas de cada horno, incluyendo la chimenea bypass para control de álcalis y cloro y se calcula con la siguiente ecuación:

$$EH = (\sum CiQi) / \sum Qi$$

Donde:

EH= Emisión combinada de la línea de producción, en mg/m<sup>3</sup>

---

<sup>19</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart LLL—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants From the Portland Cement Manufacturing Industry, 1999

<sup>20</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart AAAAA—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Lime Manufacturing Plants, 2004

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

$C_i$  = Concentración de la chimenea "i", en  $\text{mg}/\text{m}^3$

$Q_i$  = Flujo de gases de la chimenea "i", en  $\text{m}^3/\text{seg}$

i = Número de chimenea

### 3.1.1.5 Fabricación de celulosa y papel.

#### México.

Título:	Norma Oficial Mexicana NOM-105-SEMARNAT-1996 que establece los niveles máximos permisibles de emisiones a la atmósfera de partículas sólidas totales y compuestos de azufre reducido total provenientes de los procesos de recuperación de químicos de las plantas de fabricación de celulosa. (5)
Año de publicación:	1996
Entrada en vigencia:	2 de abril de 1998
Tipo de fuente emisora:	Plantas de fabricación de celulosa
Excepciones:	No hay

#### Estados Unidos.

EPA Título 40, parte 63, subparte S, se encuentran los límites de emisión de HAP para la industria de **celulosa y papel**.<sup>21</sup>

### 3.1.1.6 Fabricación de vidrio.

#### México.

Título:	Norma Oficial Mexicana NOM-097-SEMARNAT-1995 que establece los límites máximos permisibles de emisión a la atmósfera de material particulado y óxidos de nitrógeno en los procesos de fabricación de vidrio en el país. (4)
Año de publicación:	1995
Entrada en vigencia:	23 de abril del 2003
Tipo de fuente emisora:	Industria del vidrio
Excepciones:	No hay

#### Estados Unidos.

Para la **fabricación de vidrio** se tienen límites de emisión para HAP<sup>22</sup>.

---

<sup>21</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart S—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from the Pulp and Paper Industry, 1998

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### 3.1.1.7 Fabricación de baldosas cerámicas y artefactos cerámicos.

#### Estados Unidos.

Para la **fabricación de ladrillos, baldosas, cerámicas<sup>23</sup> y artefactos sanitarios** es necesario utilizar un horno<sup>24</sup>. Estos equipos poseen límites de emisión de HAP. Los contaminantes de mayor importancia de esta actividad son el HCl y el HF.

### 3.1.1.8 Otros Sectores industriales.

#### Estados Unidos.

Para la industria **manufacturera de sustancias químicas orgánicas sintéticas y de PVC** se encuentra estándares de emisiones en el Título 40, parte 63, Subparte F<sup>25</sup>, donde se da a conocer los límites máximos que se pueden emitir en los diversos equipos del proceso. Los contaminantes que se miden se encuentran listados en tablas en el documento de referencia.

Para el caso de las **fundiciones secundarias de plomo**, existen normas de emisión de este contaminante tanto en los equipos propios del proceso, como para las emisiones fugitivas<sup>26</sup>.

Existen también límites de emisión de HAP volátiles para la industria de **fabricación de muebles de madera**. Por otro lado, también existen normas de emisión directamente relacionados con el contenido de COV de las pinturas, barnices y demás líquidos de cobertura.<sup>27</sup>

---

<sup>22</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart SSSSSS—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Glass Manufacturing Area Sources, 2007

<sup>23</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart KKKKK--NATIONAL EMISSION STANDARDS FOR HAZARDOUS AIR POLLUTANTS FOR CLAY CERAMICS MANUFACTURING, 2003

<sup>24</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart JJJJJ—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Brick and Structural Clay Products Manufacturing, 2003

<sup>25</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, subpart F—National Emission Standards for Organic Hazardous Air Pollutants From the Synthetic Organic Chemical Manufacturing Industry, 1993

<sup>26</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart X—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Secondary Lead Smelting, 1997

<sup>27</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart JJ—National Emission Standards for Wood Furniture Manufacturing Operations, 1995

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Cuando se tiene **empresas de publicidad e imprenta**, existen estándares de emisión de HAP y dependen de la técnica utilizada, es decir, si se utiliza flexografía o rotograbado<sup>28</sup>.

Para las **fundiciones primarias de cobre**, existen límites de material particulado<sup>29</sup> y HAP<sup>30</sup>. Para el caso de **fundiciones secundarias de cobre** los límites se establecen en la subparte FFFFFF<sup>31</sup>

La **manufactura de neumáticos** tiene norma de emisión de HAP.<sup>32</sup>

Para la **fabricación de asfalto** y los productos elaborados con este, se establecen límites de emisión de material particulado, hidrocarburos totales y opacidad<sup>33</sup>.

### 3.1.2 Sector comercial y residencial.

#### Unión Europea.

Para pequeñas instalaciones de combustión se cuenta con la revisión hecha el año 2000 por el centro de investigación finlandés VTT Energy: **“Métodos de prueba y requisitos de emisión para pequeñas calderas (<300 kW) en Europa”** el que describe los métodos de prueba, las condiciones de eficiencia térmica y valores límite de emisión para países considerados como mercado objetivo de calderas de fabricación finlandesa.

Las calderas que queman madera son testeadas de acuerdo a la norma Europea **EN 303-5**, la cual fue originalmente elaborada por expertos austriacos. En todo caso cada país ha establecido valores límite de eficiencia y emisión de contaminantes de acuerdo a sus correspondientes realidades.

El estándar **EN 303-5: “Calderas de calefacción. Parte 5: Calderas especiales para combustibles sólidos, de carga manual y automática y potencial útil nominal hasta 300**

---

<sup>28</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart KK—National Emission Standards for the Printing and Publishing Industry, 1996

<sup>29</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart QQQ—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Primary Copper Smelting, 2002

<sup>30</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart EEEEE--NATIONAL EMISSION STANDARDS FOR HAZARDOUS AIR POLLUTANTS FOR PRIMARY COPPER SMELTING AREA SOURCES, 2007

<sup>31</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart FFFFFF—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Secondary Copper Smelting Area Sources, 2007

<sup>32</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart XXXX—National Emissions Standards for Hazardous Air Pollutants: Rubber Tire Manufacturing, 2002

<sup>33</sup> Title 40: Protection of Environment, PART 63, Subpart LLLLL—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants: Asphalt Processing and Asphalt Roofing Manufacturing, 2003

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

**kW. Terminologías, requisitos, ensayos y marcado** fue aprobado por el Comité Europeo de Normalización en noviembre de 1998, considera requisitos para el testeo y límites de emisión. El estándar considera biomasa y algunos combustibles fósiles.

La tabla 3.1.18 lista los combustibles cubiertos por el estándar:

Tabla 3.1.18: Combustibles cubiertos por el estándar EN 303-5.

Biocombustible Sólido	Humedad (% en b.h.)
Trozos de madera	<25
Astillas B1	15-35
Astillas B2	>35
Pellets y briquetas de madera*	
Aserrín	20-50
Combustibles fósiles	
Carbón bituminoso	
Lignito	
Coke	
Antracita	

\*: Sólo se acepta el uso de aglutinantes naturales.

El estándar clasifica a las calderas en tres categorías las que están en función de la Potencia Nominal de salida. Los contaminantes normados son el monóxido de carbono, carbono orgánico total y material particulado. Los límites de emisión se muestran en la Tabla 3.1.19:

Tabla 3.1.19: Límites de emisión según EN 303-5.

Alimentación	Combustible	Potencia Nominal kW	Límites de Emisión mg/Nm <sup>3</sup> al 10% de O <sub>2</sub>								
			CO			COT*			MP		
			clase 1	clase 2	clase 3	clase 1	clase 2	clase 3	clase 1	clase 2	clase 3
Manual	Biocombustible	<50	25000	8000	5000	2000	300	150	200	180	150
		50-150	12500	5000	2500	1500	200	100	200	180	150
		150-300	12500	2000	1200	1500	200	100	200	180	150
	Fósil	<50	25000	8000	5000	2000	300	150	180	150	125
		50-150	12500	5000	2500	1500	200	100	180	150	125
		150-300	12500	2000	1200	1500	200	100	180	150	125
Automática	Biocombustible	<50	15000	5000	3000	1750	200	100	200	180	150
		50-150	12500	4500	2500	1250	150	80	200	180	150
		150-300	12500	2000	1200	1250	150	80	200	180	150
	Fósil	<50	15000	5000	3000	1750	200	100	180	150	125
		50-150	12500	4500	2500	1250	150	80	180	150	125
		150-300	12500	2000	1200	1250	150	80	180	150	125

\*: Carbono Orgánico Total.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Las clases corresponden a rangos de eficiencia, los que se obtiene como sigue:

Clase 1:	$\eta = 47 + 6 \log Q_n$
Clase 2:	$\eta = 57 + 6 \log Q_n$
Clase 3:	$\eta = 67 + 6 \log Q_n$

Donde  $\eta$  es la eficiencia térmica del equipo en porcentaje y  $Q_n$  es la potencia nominal de salida en kW. Lo anterior determina un valor mínimo de eficiencia para las calderas de hasta 300 kW, el que teóricamente es del 47%. La eficiencia de los equipos se determina por el llamado método directo, es decir se mide la diferencia de temperatura del caudal de agua entre la salida y la entrada al equipo y se mide el consumo en peso de combustible en el mismo tiempo. La razón entre el calor entregado al agua y el aportado por el combustible determinan la eficiencia del equipo.

### Normativa en Alemania.

La normativa alemana en cuanto a pequeñas instalaciones de combustión se establece en el **“Primer reglamento del acto federal del control de la contaminación atmosférica” (1.Verordnung BImSchG)**. Se establecen límites de emisión para calderas desde 4 kW de capacidad térmica quemando combustible sólido y de hasta 20 MW quemando combustibles líquidos y gaseosos. La Tabla 3.1.20 muestra los límites de emisión para combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Tabla 3.1.20: Límites de Emisión de calderas para combustibles sólidos.

	Combustible	Cap. Térmica kW	Límite de Emisión en mg/Nm <sup>3</sup>		
			MP	CO	
Instalaciones existentes al 22 de marzo de 2010	Carbón, Briquetas de carbón, Coke, Lignito, Briquetas de lignito, Turba	4-500	90	1000	
		>500	90	500	
	Biomasa	4-500	100	1000	
		>500	100	500	
	Pellets de madera no tratada	4-500	60	800	
		>500	60	500	
Biomasa tratada, residuos de tableros sin conservantes	30-100	100	800		
	100-500	100	500		
	>500	100	300		
Instalaciones con autorización de construcción hasta el 31 de diciembre de 2014	Desechos agrícolas, aceites combustibles livianos, gas natural, gas licuado, biogás, gas de coque, gas de alto horno, gas de refinería	4-100	100	1000	
		Carbón, Briquetas de carbón, Coke, Lignito, Briquetas de lignito, Turba, pellets de turba, biomasa, pellets de madera no tratada	>4	20	400
			30-500	20	400
			>500	20	300
	Biomasa tratada, residuos de tableros sin conservantes	30-500	20	400	
>500		20	300		
Desechos agrícolas, aceites combustibles livianos, gas natural, gas licuado, biogás, gas de coque, gas de alto horno, gas de refinería	4-100	20	400		
	4-100	20	400		

Para equipos de mediana capacidad térmica en Alemania existe la “*Instrucción Técnica de la conservación de calidad de aire (TA Luft)*”, donde se establecen límites de emisión en función de la capacidad térmica de los equipos (1 a 50 MWt) y el combustible quemado (sólido, líquido y gaseoso).

La Tabla 3.1.21 establece los límites de emisión:

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.1.21: Límites de Emisión de calderas medianas.

Combustible	Tipo de Combustible	Capacidad Térmica [MW]	O <sub>2</sub> %	MP [mg/Nm <sup>3</sup> ]	CO [mg/Nm <sup>3</sup> ]	NO <sub>x</sub> [mg/Nm <sup>3</sup> ]	SO <sub>x</sub> [m/Nm <sup>3</sup> ]	COV [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Sólidos	Lecho fluidizado	0 - 2,5	7	100	150 <sup>1)</sup>	300 <sup>2)</sup>	350	-
		2,5 - 5	7	50	150	300 <sup>2)</sup>	350	-
		5 - 10	7	20	150	300 <sup>2)</sup>	350	-
		< 10	7	20	150	300 <sup>2)</sup>	350	-
	Carbón mineral	< 2,5	7	100	150 <sup>1)</sup>	500	1000 <sup>3)</sup>	-
		2,5 - 5	7	50	150	500	1000 <sup>3)</sup>	-
		5 - 10	7	20	150	500	1000 <sup>3)</sup>	-
		< 10	7	20	150	400	1000 <sup>3)</sup>	-
	Madera no tratada	< 2,5	11	100	150 <sup>1)</sup>	250	1000	10
		2,5 - 5	11	50	150	250	1000	10
		5 - 10	11	20	150	250	1000	10
		< 10	11	20	150	250	1000	10
Paja u otros productos vegetal	< 1	11	50	250 <sup>1)</sup>	500	-	-	
	> 1	11	20	250 <sup>1)</sup>	400	-	-	
Líquidos y Gaseosos	Fuel-oil	< 50	3	1 <sup>4)</sup>	80	180 – 250 <sub>5)</sub>	850	-
	Metanol, Etanol, Aceite vegetal	< 50	3	1 <sup>4)</sup>	80	350	850	-
	Otros	< 50	3	50	80	350	850	-
	Gas natural de red pública	< 50	3	5	50	100 – 150	10000	-
	Gas licuado	< 50	3	5	80	200	500	-
	Gas de refinería de petróleo	< 50	3	5		200	50000	-
	Biogás	< 50	3	5	80	200	350	-
	Hidrógeno <sup>6)</sup>			5	80	200	350	-
	Otros	< 50	3	10	80	200	350	-

<sup>1)</sup> Sólo válido en funcionamiento a carga nominal, menos de 2,5 MWt

<sup>2)</sup> Emisiones de NO<sub>2</sub> no deben superar 150 mg/Nm<sup>3</sup> para carbón mineral

<sup>3)</sup> Emisiones de SO<sub>2</sub> no deben superar 130 mg/Nm<sup>3</sup> para hulla

<sup>4)</sup> Cifra de hollín

<sup>5)</sup> Depende de la temperatura de la combustión – TA Luft 5.4.1.2.2, Stickstoffoxide a)

<sup>6)</sup> La caldera es provista de un tanque con hidrógeno. Dentro de la caldera el hidrógeno y el aire son mezclados y encendidos, con que la caldera produce calor y vapor de agua.

Para equipos de combustión de mayor potencia, Alemania adopta la directiva 2010/75/CE.

### **3.2 Análisis de la normativa vigente que regula o se vincula a las calderas y procesos de combustión del sector industrial, comercial y residencial.**

Para el análisis de los cuerpos legales vigentes relacionados con calderas y procesos de combustión, se consideraron a lo menos los siguientes aspectos:

- Tipo de fuente a regular
- Inicio Vigencia
- Ámbito territorial de aplicación
- Contaminantes a regular
- Valores límites de emisión

Cabe hacer notar que el año 2008 se finalizó un estudio asociado a “Generación de antecedentes técnicos y económicos necesarios para elaborar una norma de emisión atmosférica para calderas industriales”, el que se utilizó como base para la fase de revisión.

Desde el año 2008 a la fecha, se han incorporado a nuestra legislación nuevos textos normativos que regula o se vincula a las calderas y procesos de combustión.

La legislación nacional relacionada con calderas y procesos de combustión, se presenta a continuación:

- ◆ **DECRETO SUPREMO N° 144/1961 del Ministerio de Salud: “Normas para evitar Emanaciones o Contaminantes Atmosféricos de Cualquier Naturaleza”.**  
(Inicio Vigencia: 18.05.1961)

Aplica a todo tipo de fuente incluyendo los equipos de combustión de los servicios de calefacción o agua caliente de cualquier tipo de edificio, que utilicen combustibles sólidos o líquidos.

No establecen límites de emisión.

- ◆ **RESOLUCION N° 7.077/1976 del Servicio Nacional de Salud.**  
(Inicio Vigencia: 28.09.1978)

Prohíbe la incineración de residuos sólidos de origen industrial o doméstico, en la Región Metropolitana. Exceptúese de la prohibición, la eliminación de restos o residuos

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

biológicos, provenientes de hospitales, clínicas, laboratorios de investigación, etc., que podrán ser incinerados ajustándose a los requisitos mínimos que señala esta Resolución<sup>34</sup>.

Esta Resolución aplica a calderas de todo tipo y no establece límites de emisión.

- ♦ **DECRETO SUPREMO N° 48/1984 del Ministerio de Salud modificado por el DECRETO SUPREMO N° 30/1986 del Ministerio de Salud (D.O. 10.03.86): “Aprueba Reglamento de Calderas y Generadores de Vapor”.**

(Inicio Vigencia: 12.05.1984)

Establece las condiciones generales de construcción, instalación, mantención, operación y seguridad que deben reunir las calderas en que se generen fluidos a temperaturas y presiones superiores a la atmósfera, ya sean móviles o estacionarias. Exceptúase de la aplicación de este decreto a:

- Las Calderas de las locomotoras,
- Las Calderas instaladas en embarcaciones,
- Las Calderas de cualquier tamaño, cuya presión de trabajo no exceda de 0.5 kg/cm<sup>2</sup>,
- Las Calderas empleadas en la calefacción central de edificios, por agua caliente o por vapor cuya presión no exceda de 0.5 kg/cm<sup>2</sup>.

No establece límites de emisión.

- ♦ **DECRETO SUPREMO N° 32/1990 del Ministerio de Salud, modificado por DECRETO SUPREMO N° 322/91 (D.O. 20.07.91) y DECRETO SUPREMO N° 356/97 (D.O. 20.02.98) ambos del Ministerio de Salud y por DECRETO SUPREMO N° 58/2004 (D.O. 29.01.94) y DECRETO SUPREMO N° 20/2001 (D.O. 12.04.01) ambos del Ministerio Secretaría General de la Presidencia: “Reglamento de Funcionamiento de Fuentes Emisoras de Contaminantes Atmosféricos que Indica, en Situaciones de Emergencia de Contaminación Atmosférica”**

(Inicio Vigencia: 24.05.1990)

Establece la paralización de las fuentes puntuales o grupales en episodios de preemergencia y emergencia ambiental, que figuren en el Listado de Paralización elaborado por SESMA, cuando superan las concentraciones de material particulado (32 mg/Nm<sup>3</sup> y 28 mg/Nm<sup>3</sup> respectivamente).

Aplica a fuentes emisoras de contaminantes atmosféricos (fuentes puntuales o grupales).

---

<sup>34</sup> Uno de los requisitos mínimos que señala esta Resolución es que los gases no quemados o gases tóxicos no excedan los límites de las normas que determine el Servicio Nacional de Salud en cada caso

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Las fuentes puntuales o grupales deben acreditar mediante mediciones isocinéticas anuales, que sus concentraciones de material particulado, medidas según método CH-5 y corregidas por el factor de exceso de aire establecido o según el método alternativo autorizado expresamente para este efecto por el SESMA, son inferiores a  $32 \text{ mg/Nm}^3$  y  $28 \text{ mg/Nm}^3$ , deberán paralizar en episodios de preemergencia y emergencia, respectivamente.

Además señala que durante todas las situaciones de emergencia ambiental, se fiscalizarán especialmente:

- I. las fuentes emisoras de material particulado originado en industrias e instituciones, que emitan sobre la norma de concentración establecidas en los DS N° 4 de 1992, y DS N° 1905, de 1993, ambos del Ministerio de Salud. ( $112 \text{ mg/m}^3\text{N}$ )
- II. las fuentes estacionarias puntuales y grupales y las calderas de calefacción grupal que no cumplan las mantenciones y acreditaciones señaladas en los DS N° 4/92 y N° 1905/93, ambos del Ministerio de Salud, respectivamente; y
- III. las fuentes emisoras de material particulado cuya acreditación de la concentración de dicho contaminante, mediante un procedimiento autorizado para ello, no se encuentre vigente.

- ◆ **DECRETO SUPREMO N° 321/1991 del Ministerio de Salud: “Establece Norma de Emisión de Contaminantes Que Indica”**  
(Inicio Vigencia: 07.05.1991)

Aplica para Las fuentes emisoras de contaminantes atmosféricas, tales como procesos industriales, calderas de calefacción y/o agua caliente, hornos industriales, hornos de panadería, etc. ubicadas en la Región Metropolitana.

Se establece límite de emisión para Material Particulado de  $112 \text{ mg/m}^3\text{N}$ .

- ◆ **DECRETO SUPREMO N° 4/1992 del Ministerio de Salud, modificado por DECRETO SUPREMO N° 20/2001 (D.O. 12.04.2001) y DECRETO SUPREMO N° 66/2010 (16.04.2010) ambos del Ministerio Secretaria General de la Presidencia: “Establece Norma de Emisión de Material Particulado a Fuentes Estacionarias Puntuales y Grupales”**  
(Inicio Vigencia: 02.03.1992)

Este decreto aplica a las fuentes estacionarias puntuales y grupales que se encuentran en la Región Metropolitana, exceptuando las fuentes estacionarias puntuales que emitan más de 1 tonelada diaria de material particulado.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Establece límite de emisión para material particulado de 112 mg/m<sup>3</sup>N a fuentes estacionarias puntuales<sup>35</sup> y 56 mg/m<sup>3</sup>N a fuentes estacionarias grupales<sup>36</sup>.

Se define las compensaciones que deben cumplir las fuentes estacionarias puntuales nuevas. Además, señala que las calderas y hornos panificadores que no compensen emisiones y que utilicen diesel, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), gas de ciudad o biogás como combustible u otros de similares características de emisión, conforme lo determine el Servicio de Salud del Ambiente de la Región Metropolitana, podrán exceptuarse de la obligación de medición de MP.

Para los efectos que sean procedentes, se estimará que estas fuentes emiten material particulado en las siguientes concentraciones, de acuerdo al combustible utilizado:

Tabla 3.2.1: Emisión estimada de MP según el combustible utilizado.

Tipo de Combustible	Concentración (mg/Nm <sup>3</sup> )
diesel	30
gas licuado	15
gas de ciudad	15
biogás	15
gas natural	15

Las fuentes estacionarias deberán acreditar sus emisiones de MP, mediante el método CH-5. Tratándose de una fuente estacionaria puntual la medición deberá realizarse cada doce meses. En el caso de una fuente estacionaria grupal la medición deberá realizarse cada tres años.

- ◆ **DECRETO SUPREMO N° 1.583/1992 del Ministerio de Salud: “Establece Norma de Emisión de Material Particulado a Fuentes Estacionarias Puntuales Que Indica”.**  
(Inicio Vigencia: 26.04.1993)

Aplica a las fuentes estacionarias puntuales que emitan más de una tonelada diaria de material particulado que se encuentren ubicadas dentro de la Región Metropolitana.

Establece límite emisión para material particulado de 56 mg/m<sup>3</sup>N para fuentes existentes y nuevas.

---

<sup>35</sup> Fuente Estacionaria Puntual: Es toda fuente estacionaria cuyo caudal o flujo volumétrico de emisión es superior o igual a mil metros cúbicos por hora (1.000 m<sup>3</sup>/hr) bajo condiciones estándar, medido a plena carga.

<sup>36</sup> Fuente Estacionaria Grupal: Es toda fuente estacionaria cuyo caudal o flujo volumétrico de emisión es inferior a mil metros cúbicos por hora (1.000 m<sup>3</sup>/hr) bajo condiciones estándar, medido a plena carga.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- ◆ **DECRETO SUPREMO N° 2.467/1993 del Ministerio de Salud: “Aprueba Reglamento de Laboratorios de Medición y Análisis de Emisiones Atmosféricas Provenientes de Fuentes Estacionarias”**  
(Inicio Vigencia: 18.02.1994)

Este Reglamento establece los servicios que podrán prestar los laboratorios de medición y análisis de emisiones atmosféricas provenientes de Fuentes Estacionarias; las obligaciones que deben cumplir durante su funcionamiento.

La solicitud para obtener la autorización de funcionamiento como laboratorio de medición y análisis, deberá ser presentada en el Servicio de Salud respectivo, acompañada de la documentación establecida en este decreto.

- ◆ **RESOLUCIÓN N° 15.027/1994 del Ministerio de Salud: “Establece Procedimiento de Declaración de Emisiones para Fuentes Estacionarias Que Indica”**  
(Inicio de Vigencia: 06.12.1994)

Aplica a las fuentes estacionarias puntuales y grupales, ubicadas dentro de la Región Metropolitana.

Establece que los titulares de las fuentes estacionarias puntuales y grupales deberán declarar ante el Servicio de Salud del Ambiente de la Región Metropolitana, a lo menos una vez al año las emisiones de material particulado de cada una de sus fuentes.

No establece límites de emisión.

- ◆ **DECRETO SUPREMO N° 812/1995 del Ministerio de Salud, modificado por DECRETO SUPREMO N° 58/2003 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia (D.O. 29.01.04): “Complementa Procedimiento de Compensación de Emisiones Para Fuentes Estacionarias Puntuales Que Indica”**  
(Inicio de Vigencia: 08.05.1995)

Aplica a las fuentes estacionarias puntuales que se encuentren ubicadas dentro de la Región Metropolitana

Complementa el mecanismo de compensación de emisiones de material particulado para fuentes estacionarias puntuales establecido en los Decretos Supremos N° 4 y N° 1.583, ambos de 1992, del Ministerio de Salud. Indica que la Autoridad Sanitaria es el organismo que fiscalizará y sancionará, de acuerdo a las disposiciones del Código Sanitario, toda infracción a las obligaciones impuestas por este decreto.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

No establece límites de emisión.

◆ **RESOLUCIÓN N° 5.155/1999 del Servicio de Salud del Ambiente, Región Metropolitana**

(Inicio de Vigencia: 17.03.1999)

Establece forma de declarar emisiones gaseosas para las fuentes estacionarias

La presente resolución se aplicará a las fuentes estacionarias puntuales, del tipo procesos industriales, calderas industriales y calderas destinadas a la calefacción, que se encuentren ubicadas en la Región Metropolitana y que generen emisiones de monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx) o compuestos orgánicos volátiles (COVs).

No establece límites de emisión.

◆ **DECRETO SUPREMO N° 138/2005 del Ministerio de salud modificado por el DECRETO SUPREMO N° 90/2010 del Ministerio de Salud: “Establece Obligación de Declarar Emisiones Que Indica”**

(Inicio de Vigencia: 17.11.2005)

Establece la obligación de entregar los antecedentes necesarios para estimar las emisiones de contaminantes atmosféricos de los siguientes rubros, actividades o tipos de fuentes: Calderas generadoras de vapor y/o agua caliente, Producción de celulosa, Fundiciones primarias y secundarias, Centrales termoeléctricas, Producción de cemento, cal o yeso, Producción de vidrio, Producción de cerámica, Siderurgia, Petroquímica, Asfaltos y Equipos electrógenos.

Establece que para la estimación de las emisiones se considere factores de emisión existentes ya sean nacionales o internacionales según corresponda. Esta información debe ser entregada anualmente al SEREMI correspondiente.

No establece límites de emisión.

◆ **CIRCULAR N° B32/23 del 2006 del Ministerio de Salud: “Imparte Instrucciones sobre Aplicación del Decreto Supremo N° 138/2005, sobre Declaración de Emisiones de Contaminantes Atmosféricos”.**

Esta circular tiene por objeto entregar a las Secretarías Regionales Ministeriales de Salud del país las directrices para la implementación del Decreto Supremo N° 138/2005 del Ministerio de Salud, que establece la obligación de declarar emisiones de contaminantes

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

atmosféricos. Para ello se definen una serie de antecedentes para la estimación de las emisiones provenientes de cada una de sus fuentes y plazo para la entrega de estos.

Las emisiones de los siguientes contaminantes atmosféricos deben declararse: PTS, PM10, CO, NOx, SOx, COV, NH<sub>3</sub>, PCDD, PCDF, CO<sub>2</sub>, Pb, As, Benceno, Tolueno, CH<sub>4</sub>, TRS

No establece límites de emisión.

- ♦ **RESOLUCIÓN N° 2.063/2005, Ministerio de Salud, Secretaria Regional Ministerial Región Metropolitana: "Establece fuentes estacionarias a las que les son aplicables las normas de emisión de monóxido de carbono (CO) y dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>)"**  
(Inicio de Vigencia: 02.02.2005)

Aplica a todas las fuentes estacionarias puntuales y grupales ubicadas en la Región Metropolitana.

*De las fuentes que están afectas a cumplimiento de la norma de emisión de monóxido de carbono (CO):*

Aplica a las siguientes fuentes estacionarias:

- Calderas industriales (generador de vapor cuya presión de trabajo > a 0,5 kgf/cm<sup>2</sup>)
- Calderas de calefacción
- Hornos panificadores
- Procesos con combustión de intercambio indirecto de calor
- Procesos con combustión de intercambio directo de calor, en el cual los gases de combustión no contengan materias producto del proceso

Exceptúense de la acreditación del cumplimiento de la norma de emisión de monóxido de carbono, las fuentes estacionarias que pertenezcan a los tipos de fuentes indicados en el párrafo anterior y que cumplan con alguna de las siguientes condiciones:

- a) Que su consumo energético de combustible sea igual o menor a 200.000 kilo joule por hora (kJ/h), a plena carga.
- b) Que cuente con una fuente calórica o quemador del tipo "flujo de aire de combustión no controlado o atmosférico", cuyo consumo energético de combustible sea igual o menor a 500.000 kilo joule por hora (kJ/h), a plena carga.

Se excluyen del cumplimiento de la norma de 100 ppm de CO, aquellas fuentes estacionarias correspondientes a grupos electrógenos y turbinas de gas

El valor límite de emisión de monóxido de carbono es de 100 ppm.

La concentración de CO se determinará mediante el método de medición CH-3A.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### De las fuentes que están afectas a cumplimiento de la norma de emisión de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>):

- Calderas industriales (generador de vapor cuya presión de trabajo > a 0,5 kgf/cm<sup>2</sup>)
- Calderas de calefacción
- Hornos panificadores
- Procesos con combustión de intercambio indirecto de calor
- Procesos con combustión de intercambio directo de calor, en la cual los gases de combustión no contengan materias producto del proceso
- Grupos electrógenos
- Turbinas de gas

Exceptúense de la acreditación del cumplimiento de la norma de emisión de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), a las siguientes fuentes estacionarias que pertenezcan a los tipos de fuentes indicados en el párrafo anterior:

- a) cuyo consumo energético de combustible sea igual o menor a 200.000 kilojoule por hora (kJ/h), a plena carga.
- b) que utilicen diesel Grado A1, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), gas de ciudad o biogás como combustible u otros de similares características de emisión.
- c) Las fuentes estacionarias incluidas en un Programa de Reducción de Emisiones de SO<sub>2</sub>, establecido según el artículo 40 del D.S. N° 58/2003, el que aprobó la actualización y reformulación del PPDA-RM.

El valor límite de emisión de dióxido de azufre es de 30 ng/J.

La concentración de SO<sub>2</sub> se determinará mediante el método de medición CH-6C

#### ♦ **RESOLUCIÓN N° 42.549/2006 del Ministerio de Salud.** (Inicio Vigencia: 14.10.2006)

Establece procedimiento de acreditación del cumplimiento de metas individuales de emisión y compensación de emisiones de óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>).

Aplica a las fuentes estacionarias existentes denominadas Mayores Emisores de NO<sub>x</sub><sup>37</sup> y a las fuentes estacionarias nuevas, cuya emisión sea igual o mayor a la de la última fuente incluida en los Mayores Emisores, que se encuentren ubicadas en la Región Metropolitana

---

<sup>37</sup> Los mayores emisores de NO<sub>x</sub> son aquellas fuentes estacionarias existentes en la Región Metropolitana que concentraban el 80% de las emisiones de este tipo de fuentes al año 1997

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Las mediciones de NOx deberán ser efectuadas utilizando el método CH-7E para determinar la concentración y los métodos CH-2 ó CH-2A, según corresponda, para el caudal de gases.

No establece límites de emisión.

♦ **DECRETO SUPREMO N° 45/2007 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia: “Norma de Emisión para Incineración y Coincineración”.**

(Inicio Vigencia: 05.10.2007)

Establece, para todo el territorio nacional, la norma de emisión para las instalaciones de incineración y las de coincineración que correspondan a hornos de cemento, hornos rotatorios de cal e instalaciones forestales que utilicen biomasa forestal tratada.

Los límites máximos permitidos para las instalaciones de incineración, para los hornos de cemento, hornos rotatorios de cal y para instalaciones forestales que coincineren biomasa forestal, se indican en las siguientes tablas:

Tabla 3.2.2: Límites de emisión para incineración.

Contaminante	Valor Límite de Emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )
Material Particulado (MP)	30
Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	50
Oxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )	300
Carbono Orgánico Total (COT)	20
Monóxido de Carbono (CO)	50
Cadmio y sus compuestos, indicado como metal (Cd)	0,1
Mercurio y sus compuestos, indicado como metal (Hg)	0,1
Berilio y sus compuestos, indicado como metal (Be)	0,1
Plomo (Pb) + Zinc (Zn) y sus compuestos, indicado como metal, suma total.	1
Arsénico (As) + Cobalto (Co)+ Níquel (Ni) +Selenio (Se) +Telurio (Te) y sus compuestos, indicado como elemento, suma total	1
Antimonio (Sb)+ Cromo (Cr)+ Manganeso (Mn)+Vanadio (V)	5
Compuestos inorgánicos clorados gaseosos indicados como ácido clorhídrico (HCl)	20
Compuestos inorgánicos fluorados gaseosos indicados como ácido fluorhídrico (HF)	2
Benceno (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	5
Dioxinas y furanos TEQ <sup>1</sup>	0,2 ng/Nm <sup>3</sup>

<sup>1</sup>TEQ: Factor tóxico equivalente para mamíferos de la Organización Mundial de Salud de 1998

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.2.3: Límites de emisión para coincineración.

Contaminante	Valor Límite de Emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )
Material Particulado(MP)	50
Carbono Orgánico Total (COT) <sup>1</sup>	20
Mercurio y sus compuestos, indicado como metal (Hg)	0,1
Cadmio y sus compuestos, indicado como metal (Cd)	0,1
Berilio y sus compuestos, indicado como metal (Be)	0,1
Plomo y sus compuestos, indicado como metal (Pb)	1
Arsénico (As)+Cobalto (Co)+ Níquel (Ni)+Selenio (Se)+Telurio (Te) y sus compuestos, indicado como elemento, suma total	1
Antimonio (Sb)+ Cromo (Cr)+ Manganeso (Mn)+ Vanadio (V)	5
Compuestos inorgánicos clorados gaseosos indicados como ácido clorhídrico (HCl)	20
Compuestos inorgánicos fluorados gaseosos indicados como ácido fluorhídrico (HF)	2
Benceno (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	5
Dioxinas y furanos TEQ <sup>2</sup>	0,2 ng/Nm <sup>3</sup>

<sup>1</sup> La autoridad competente autorizará exenciones a este límite en los casos en que el COT no provenga de las sustancias o materiales utilizados como combustible. Para ello los titulares deberán presentar antecedentes fundados.

<sup>2</sup> TEQ: Factor tóxico equivalente para mamíferos de la Organización Mundial de Salud de 1998

Tabla 3.2.4: Límites de emisión para coincineración de biomasa forestal.

Contaminante	Valor Límite de Emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )
Material Particulado(MP)	50
Carbono Orgánico Total (COT)	20
Monóxido de Carbono (CO)	50
Mercurio y sus compuestos, indicado como metal (Hg)	0,1
Cadmio y sus compuestos, indicado como metal (Cd)	0,1
Berilio y sus compuestos, indicado como metal (Be)	0,1
Plomo y sus compuestos, indicado como metal (Pb)	1
Arsénico (As)+Cobalto (Co)+ Níquel (Ni)+Selenio (Se)+Telurio (Te) y sus compuestos, indicado como elemento, suma total	1
Antimonio (Sb)+ Cromo (Cr)+ Manganeso (Mn)+ Vanadio (V)	5
Compuestos inorgánicos clorados gaseosos indicados como ácido clorhídrico (HCl)	30
Compuestos inorgánicos fluorados gaseosos indicados como ácido fluorhídrico (HF)	5
Benceno (C <sub>6</sub> H <sub>6</sub> )	5
Dioxinas y furanos TEQ <sup>1</sup>	0,2 ng/Nm <sup>3</sup>

<sup>1</sup> TEQ: Factor tóxico equivalente para mamíferos de la Organización Mundial de Salud de 1998.

El 04 de diciembre de 2009 se da inicio a la revisión de la norma de emisión para incineración y coincineración, D.S. N° 45/2007 del MINSEGPRES. El proyecto definitivo se encuentra en elaboración y las actividades pendientes son: (1) Opinión ante el Consejo Consultivo del Medio Ambiente y (2) la presentación del proyecto ante el Consejo de

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Ministros para la Sustentabilidad (Fuente: estado de avance de los procedimientos de dictación y revisión de normas de calidad ambiental y de emisión correspondiente a los programas priorizados de normas del 23 de septiembre de 2011. SINIA)

- ♦ **DECRETO SUPREMO N° 66/2009 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia: “Revisa, reformula y actualiza el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para la Región Metropolitana (PPDA)”**  
(Inicio Vigencia: 16.04.2010)

El presente Decreto, revisa, reformula, actualiza y sustituye el actual Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para la Región Metropolitana (fijado en el Decreto Supremo N° 58 de 2003 del MINSEGPRES)

Aplica para fuentes estacionarias puntuales y grupales existentes o nuevas.

Se establece los requisitos que deben cumplir los petróleos combustibles grado N° 5 y N° 6, que se emplean como combustible para calderas y hornos de procesos industriales, que se distribuyan o expendan en la Región Metropolitana:

Tabla 3.2.5: Requisitos para petróleos usados en calderas y procesos de combustión.

	Propiedades	Grado N° 5		Grado N° 6		Método de Ensayo ASTM
		Min	Máx	Min	Máx	
1	Densidad a 15°C, kg/m <sup>3</sup>	-	999,4	-	999,4	D 1298, D 4052
2	Punto de inflamación, °C	55	-	60	-	D 93, D 3828
3	Punto de escurrimiento, °C	-	13	-	32	D 97
4	Agua por destilación y sedimento por extracción, %(v/v)	-	1,0	-	2,0 (i)	D 95 y D 473
5	Sedimento por extracción, % (m/m)	-	-	-	0,50	D 473
6	Cenizas, % (m/m)	-	0,05	-	0,05	D 482
7	Residuo carbonoso, % (m/m)	-	Informar	-	Informar	D 524
8	Viscosidad cinemática, cSt, a 100 °C	9,0	14,9	15	50	D 445
9	Azufre, % (m/m)	-	1,0	-	1,0	D 2622, D 4294
10	Vanadio, ppm	-	-	-	500	D 5863, IP 288, ISO 14597
11	Asfaltenos, % (m/m)	-	Informar	-	Informar	D 3279

i. El exceso sobre 1% de agua y sedimento debe deducirse de la cantidad total entregada por el proveedor.

En el Capítulo IV, relativo al sector industrial, se establece las exigencias de reducción de emisiones de material particulado, NO<sub>x</sub>, CO y SO<sub>2</sub>.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### Monóxido de Carbono (CO)

- Establece el valor de 100 ppm en volumen base seca, como concentración máxima permitida de CO, para fuentes estacionarias cuya emisión dependa exclusivamente del combustible utilizado, es decir, en la cual los gases de combustión no contengan materias producto del proceso. El valor indicado de 100 ppm de CO está referido a un 3% de oxígeno para combustibles gaseosos y líquidos, y 11% de oxígeno para combustibles sólidos.
- Aplica a las siguientes fuentes estacionarias:
  - a) Calderas industriales.
  - b) Calderas de calefacción.
  - c) Hornos panificadores.
  - d) Procesos con combustión de intercambio indirecto de calor.
  - e) Procesos con combustión de intercambio directo de calor, en el cual los gases de combustión no contengan materias producto del proceso.
  - f) Antorchas de quema de biogás.

Exceptúense de la acreditación del cumplimiento de la norma de emisión de monóxido de carbono, las fuentes estacionarias que pertenezcan a los tipos de fuentes indicados en el párrafo anterior y que cumplan con alguna de las siguientes condiciones:

- c) Que su consumo energético de combustible sea igual o menor a 200.000 kilo joule por hora (kJ/h), a plena carga.
- d) Que cuente con una fuente calórica o quemador del tipo "flujo de aire de combustión no controlado o atmosférico", cuyo consumo energético de combustible sea igual o menor a 500.000 kilo joule por hora (kJ/h), a plena carga.

Se excluyen del cumplimiento de la norma de 100 ppm de CO, aquellas fuentes estacionarias correspondientes a grupos electrógenos y turbinas de gas

El valor límite de emisión de monóxido de carbono es de 100 ppm.

### Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>)

Norma de emisión de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) para fuentes estacionarias de 30 nanogramos por joule (ng/J).

Los tipos de fuentes estacionarias afectas al cumplimiento de la norma de SO<sub>2</sub>, son las siguientes:

- a) Calderas industriales.
- b) Calderas de calefacción.
- c) Hornos panificadores.
- d) Procesos con combustión de intercambio indirecto de calor.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- e) Procesos con combustión de intercambio directo de calor, en la cual los gases de combustión no contengan materias producto del proceso.
- f) Grupos electrógenos.
- g) Turbinas de gas.
- h) Antorchas de biogás.

Exceptúense de la acreditación del cumplimiento de la norma de emisión de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), a las siguientes fuentes estacionarias que pertenezcan a los tipos de fuentes indicados en el párrafo anterior:

- d) cuyo consumo energético de combustible sea igual o menor a 200.000 kilojoule por hora (kJ/h), a plena carga.
- e) que utilicen diesel Grado A1, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), gas de ciudad o biogás como combustible u otros de similares características de emisión. Para estos efectos, el contenido de azufre total de los combustibles gas de ciudad y biogás deberá ser menor o igual que el contenido de azufre correspondiente al diesel Grado A 1.

Además, para todos aquellos proyectos o actividades nuevas y modificación de aquellos existentes que se someten al SEIA, deberán cumplir con las siguientes condiciones:

- Aquellos proyectos o actividades nuevas y sus modificaciones, en cualquiera de sus etapas, que tengan asociadas una emisión total anual que implique un aumento sobre la situación base, superior a los valores que se presentan en la siguiente tabla, deberán compensar sus emisiones en un 150%. (Artículo 98 PPDA RM)

Tabla 3.2.6: Situación base de emisiones anuales.

Contaminante	Emisión Máxima (t/año)
MP10	2,5
NO <sub>x</sub>	8
SO <sub>x</sub>	50

La recomendación de emisiones será de un 150% del monto total anual de emisiones de la actividad o proyecto para el o los contaminantes para los cuales se sobrepase el valor referido en la tabla precedente. Estas emisiones corresponderán a emisiones directas, es decir, las que se emitirán dentro del predio o terreno donde se desarrolle la actividad, y las emisiones indirectas, tales como, las asociadas al aumento del transporte producto de la nueva actividad.

En situaciones de Preemergencia y Emergencia Ambiental las fuentes puntuales y grupales que no acrediten mediante mediciones isocinéticas anuales, que sus concentraciones de

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

material particulado, son inferiores a 32 mg/Nm<sup>3</sup> y 28 mg/Nm<sup>3</sup>, deberán paralizar en episodios de Preemergencia y Emergencia Ambiental, respectivamente.

- ♦ **DECRETO SUPREMO N° 78/2009 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia: “Establece Plan de Descontaminación Atmosférica de Temuco y Padre Las Casas”**  
(Inicio Vigencia: 03.06.2010)

El presente Plan de Descontaminación Atmosférica, regirá en las comunas de Temuco y Padre Las Casas y tiene por objetivo lograr que, en un plazo de 10 años, en la zona saturada que abarca dichas comunas, se dé cumplimiento a la norma primaria de calidad ambiental para material particulado respirable MP10, contenida en el DS. N° 59, de 1998, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, en adelante DS. N° 59/98.

Dado que la fuente principal de MP10 en la zona saturada es la combustión residencial de leña, usada para cocción de alimentos y calefacción, el PDA pone especial énfasis en la reducción de emisiones provenientes de la combustión residencial de leña, complementado también con medidas de control de las fuentes industriales, transporte y agrícolas.

El Capítulo III contiene las medidas para reducir las emisiones de MP10 del sector industrial:

- Aplica a fuentes puntuales, grupales y calderas de calefacción grupales existentes y nuevas
- La norma de emisión de MP para fuentes existentes es:

Tabla 3.2.7: Límites de emisión de MP para fuentes existentes.

Categorías de Fuentes Existentes <sup>38</sup>		
Fuentes Puntuales	Fuentes Grupales	Calderas de Calefacción Grupal
Concentración máxima permitida MP (mg/m <sup>3</sup> N)		
112	112	112

- La norma de emisión de MP para fuentes nuevas es:

---

<sup>38</sup> **Fuente Existente:** aquella fuente estacionaria puntual o grupal que se encuentra instalada con anterioridad a la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial, siempre que cumpla la obligación de declarar sus emisiones dentro del primer año de vigencia del presente decreto

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.2.8: límites de emisión de MP para fuentes nuevas.

Categorías de Fuentes Nuevas <sup>39</sup>		
Fuentes Puntuales	Fuentes Grupales	Calderas de Calefacción Grupal
Concentración máxima permitida MP (mg/m <sup>3</sup> N)		
112	112	112

- Transcurridos doce meses, contados de la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, las fuentes estacionarias puntuales y grupales, y calderas de calefacción grupales nuevas y existentes deberán medir sus emisiones de MP, mediante un muestreo isocinético realizado a plena carga, de acuerdo al Método CH - 5 (Resolución N° 1.349, del 6 de octubre de 1997 del Ministerio de Salud, "Determinación de las Emisiones de Partículas desde Fuentes Estacionarias"), en cada una de las chimeneas de descarga a la atmósfera.
- La periodicidad de los muestreos isocinéticos de emisiones de las fuentes puntuales y grupales, y calderas de calefacción grupales, quedará definida de manera diferenciada por tipo de combustible, como se muestra a continuación:

Tabla 3.2.9: Frecuencia de muestreos.

Tipo de Fuente	Tipo de Combustible	Periodicidad
Fuentes Puntuales	Cualquier tipo	Cada 12 meses
Fuentes Grupales y Calderas de Calefacción Grupal	diesel o kerosene	Cada 36 meses
	Gas natural, Gas licuado, Gas de ciudad u otros similares <sup>(1)</sup>	Exenta de acreditarse <sup>(2)</sup>
	Biomasa (leña, aserrín, viruta, briquetas, etc.)	Cada 12 meses

(1) De acuerdo a lo establecido por la SEREMI de Salud

(2) Salvo que la SEREMI de Salud lo requiera, fundado en que se haya observado una condición de operación en la fuente que implique la generación de emisiones de material particulado por sobre los estándares característicos para este tipo de combustible.

- ♦ **RESOLUCION 15 exenta/2010 del Ministerio del Medio Ambiente: "Anteproyecto de Revisión de Norma de Emisión para la Incineración y Coincineración".**  
(Inicio Vigencia: 02.11.2010)

<sup>39</sup> **Fuente Nueva:** aquella fuente estacionaria o caldera de calefacción instalada con posterioridad a la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial, o que estando instalada con anterioridad a dicha fecha, no haya declarado sus emisiones dentro del primer año de vigencia del presente decreto.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

A partir de la aplicación de la norma de emisión se ha detectado la existencia de elementos y sustancias cuyo uso como combustible está afecto a la norma de emisión de incineración y coincineración, los cuales, sin embargo, tienen como característica la de ser menos contaminantes que algunos combustibles tradicionales que no están afectados a la norma mencionada. Lo anterior hace necesario evaluar la modificación de la Norma de Emisión para la Incineración y Coincineración, a fin de ampliar el listado de los combustibles tradicionales, de manera que la norma no se aplique a aquellos materiales o sustancias que, utilizados como combustible, no generan emisiones riesgosas para la salud de la población o el medio ambiente.

Es necesario, asimismo, incorporar nuevas definiciones en el cuerpo de la norma o modificar las definiciones existentes, a fin de permitir una mejor aplicación de este instrumento.

Se hace necesario, también, actualizar los métodos de medición de los contaminantes que regula la norma mencionada.

Las modificaciones que contempla la norma de emisión para incineración y coincineración, son las siguientes:

- Se amplía la aplicación de la norma: instalaciones de incineración y las de coincineración que correspondan a hornos de cemento, hornos rotatorios de cal que utilicen combustibles no tradicionales, e instalaciones forestales que utilicen biomasa forestal tratada como combustible.
- Se amplía el listado de combustibles tradicionales, se agregan: Biomasa no tratada, biocombustibles, hidrógeno y biogás.
- Se define Instalación Forestal como un equipo o unidad que combustionan biomasa forestal tratada
- Se define Biomasa Tratada como aquella conformada por sustancias o materiales orgánicos, que no hayan sido sometidos a tratamiento con productos químicos que contengan o puedan generar al menos uno de los elementos o compuestos químicos regulados por este decreto
- Se cambian los métodos de medición establecidos en la norma con protocolo EPA, por métodos CH
- Se solicita un plan de monitoreo cada vez que exista alguna modificación de la instalación

Se mantiene los límites máximos permitidos para las instalaciones de incineración, para los hornos de cemento, hornos rotatorios de cal y para instalaciones forestales que coincineren biomasa forestal.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### ♦ **DECRETO SUPREMO N° 13/2011 del Ministerio del Medio Ambiente: “Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas”**

(Inicio Vigencia: 23.06.2011)

Este decreto tiene por objetivo controlar las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y mercurio (Hg).

Aplica a las unidades de generación eléctrica, conformadas por calderas o turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos, considerando el límite superior del valor energético del combustible). Se exceptúan de esta regulación calderas y turbinas que forman parte de procesos de cogeneración.

Se establecen límites de emisión para MP, SO<sub>2</sub>, NOx y Hg, por tipo de combustible utilizado y diferenciados para fuentes emisoras existentes<sup>40</sup> y nuevas<sup>41</sup>, los que se indican a continuación:

Tabla 3.2.10: Límite de emisión para fuentes emisoras existentes (mg/Nm<sup>3</sup>)

Combustible	MP	SO <sub>2</sub>	NOx
Sólido	50	400	500
Líquido	30	30	200
Gas	n.a.	n.a.	50

n.a.: no aplica

Tabla 3.2.11: Límite de emisión para fuentes emisoras nuevas (mg/Nm<sup>3</sup>).

Combustible	MP	SO <sub>2</sub>	NOx
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas	n.a.	n.a.	50

n.a.: no aplica.

---

<sup>40</sup> Fuente Emisora Existente: unidad de generación de eléctrica que se encuentra operando o declarada en construcción, de conformidad a lo dispuesto por el Art. 272, del Reglamento de la Ley Eléctrica, DS N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, con anterioridad al 30 de noviembre de 2010, inclusive, siempre y cuando sea puesta en servicio a más tardar un año después de la fecha establecida en el cuadro N°4 “Programa de obras del SIC (Construcción)”, respecto de las obras de generación en construcción, y cuadro N°2 “Proyectos de generación en construcción y recomendados”, respecto de los proyectos en construcción, contenidos en los Informes Técnicos Definitivos de la Fijación de Precios de Nudo del mes de octubre de 2010, del Sistema Interconectado del Norte Grande, respectivamente. Este plazo podrá ampliarse por una sola vez para cada fuente y por el plazo máximo de un año, previo informe fundado del Ministerio de Energía, mediante decreto dictado por orden del Presidente de la República y expedido por el Ministerio del Medio Ambiente.

<sup>41</sup> Fuente Emisora Nueva: unidad de generación eléctrica que no cumple con los requisitos para ser considerada fuente emisora existente

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Tabla 3.2.12: Límite de emisión para Mercurio (Hg) para fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen carbón y/o petcoke (mg/Nm<sup>3</sup>).

Combustible	Hg
Carbón y/o petcoke	0,1

### Comentarios:

- El Decreto Supremo N° 48/1984, sobre “Reglamento de calderas y generadores de vapor”, es una norma esencialmente de seguridad, ya que establece las condiciones generales de construcción, instalación, mantención, operación y seguridad que deben reunir las calderas, resguardando la vida y salud de las personas, pero excluye de ella todo valor cuantitativo que enmarque el correcto funcionamiento o condiciones ideales de operación.
- Los excesos de aire establecidos en el Decreto Supremo N° 322/1991 del MINSAL, para fuentes que utilizan carbón y biomasa (leña, astillas y aserrín), permiten una gran dilución de la concentración medida, lo que implica que se permite la operación con tecnologías de combustión ineficientes y antiguas. Además, este decreto es aplicable a la Región Metropolitana.
- Según lo estipulado en el artículo 9 bis del D.S. N° 4/92 las calderas y hornos panificadores que no compensen emisiones y que utilicen diesel, podrán exceptuarse de la obligación de medición de MP. Por lo anterior, la norma estima límites de emisión mayor para el diesel (30 mg/m<sup>3</sup>) en comparación a los otros combustibles señalados en el mismo artículo. El límite de emisión para material particulado en unidades de generación eléctrica que utilizan combustible líquido es también de 30 mg/m<sup>3</sup>.
- Falta más consistencia de la normativa vigente relacionada a las calderas, en el sentido especificar el tamaño, tipo de combustible de la misma forma como lo regula la normativa internacional. Nuestra legislación debiera contemplar a nivel nacional una sola normativa para este tipo de fuente, calderas y procesos de combustión, con el objeto de controlar las emisiones de MP, NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>.

### **3.2.1. Consistencia de la Normativa Nacional Relativo a Calderas y Procesos De Combustión**

En Chile una de las metas ambientales más importantes de la última década ha estado enfocada a mejorar la calidad del aire y para ello el marco legal considera distintos instrumentos de gestión ambiental entre los que se encuentran: las normas de calidad y de emisión, y planes.

De acuerdo a la información recopilada, se puede deducir que las calderas y procesos de combustión se encuentran regulados en términos generales y superficiales faltando la consistencia necesaria que garantice un adecuado control y gestión ambiental.

Cabe destacar que el Decreto Supremo N° 48/1984, sobre “Reglamento de calderas y generadores de vapor”, es una norma esencialmente de seguridad, ya que establece las condiciones generales de construcción, instalación, mantención, operación y seguridad que deben reunir las calderas, resguardando la vida y salud de las personas, pero excluye de ella todo valor cuantitativo que enmarque el correcto funcionamiento o condiciones ideales de operación.

Si bien la normativa vigente establece límites de emisión a la cantidad de contaminantes emitidos al aire que pueden producir las instalaciones industriales o fuentes emisoras en general, no hace la diferencia por tipo de combustible utilizado ni diferenciado para fuentes emisoras existentes y nuevas como por ejemplo el Decreto Supremo N° 78/2009 “Establece Plan de Descontaminación Atmosférica de Temuco y Padre las Casas” y el Decreto Supremo N° 13/2011 “Establece Norma de emisión para Centrales Termoeléctricas”.

### **3.2.2. Análisis comparativo de la normativa nacional e internacional.**

El análisis comparativo se realiza en base a los límites de emisión recopilados en función de los diferentes rubros económicos, combustibles, tipo de equipos de combustión y capacidades térmicas.

#### **Material Particulado (MP).**

La normativa nacional hace especial hincapié en las emisiones de Material Particulado en zonas de latencia o saturadas, como por ejemplo la Región Metropolitana. En la actualidad las instalaciones de combustión ubicadas en la Región Metropolitana deben cumplir con

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

un nivel de emisión de 56 mg/Nm<sup>3</sup>. En episodios de preemergencia y emergencia ambiental sólo pueden operar las fuentes que emitan menos de 32 mg/Nm<sup>3</sup> en preemergencia y 28 mg/Nm<sup>3</sup> en episodios de emergencia ambiental.

En el resto del territorio nacional no existe normativa vigente que regule la emisión de MP producto de combustión en calderas de uso industrial, comercial o residencial. Sólo se han regulado las emisiones producto de calderas de centrales termoeléctricas (Capacidad Térmica mayor a 50 MWt), estableciendo un límite de emisión para MP para fuentes existentes de 50 mg/Nm<sup>3</sup> si se quema combustible sólido y de 30 mg/Nm<sup>3</sup> si se quema combustible líquido. No se establece límite si se quema combustible gaseoso.

Por otro lado se ha normado las instalaciones de incineración y coincineración (DS 45/2007 MINSAL), tales como hornos de cemento, hornos rotatorios de cal e instalaciones forestales que quemén biomasa forestal tratada<sup>42</sup> estableciendo un límite de 30 mg/Nm<sup>3</sup> en instalaciones de incineración, 50 mg/Nm<sup>3</sup> en hornos de cemento y rotatorios de cal y 50 mg/Nm<sup>3</sup> para instalaciones que coincinieren biomasa forestal tratada. Cabe señalar que las calderas de poder de las plantas productoras de celulosa Kraft no están afectas a esta normativa ya que quemán biomasa no tratada.

En general a nivel nacional sólo se regula a grandes instalaciones de combustión en actividades industriales específicas, dejando de lado a las pequeñas instalaciones de combustión.

La normativa internacional analizada regula un amplio rango de rubros industriales y capacidades térmicas de los equipos de combustión. En cuanto a grandes instalaciones de combustión la Unión Europea cuenta con la directiva **2010/75/CE**, la que regula instalaciones de capacidad térmica superior a 50 MWt, estableciendo límites de emisión para MP de hasta 30 mg/Nm<sup>3</sup> en instalaciones de hasta 100 MWt quemando combustibles sólidos. Cabe destacar que se diferencia entre variados tipos de combustible incluyendo combustibles generados en actividades siderúrgicas y forestales. Cabe destacar que esta directiva tiene como eje el concepto de Prevención y Control Integrados de la Contaminación, lo que resulta en propender al uso de las mejores tecnologías disponibles para el control de las emisiones al aire, agua y suelo.

Respecto de pequeñas instalaciones de combustión (hasta 50 MWt) la Unión Europea cuenta con el estándar EN 303-5, el que regula instalaciones de hasta 300 kWt que quemén combustible sólido (Biomasa y fósil) estableciendo límites de emisión de hasta

---

<sup>42</sup> Biomasa a la que se le agregó algún producto químico que contenga o pueda generar un compuesto regulado por el DS 45/2007 MINSAL.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

200 mg/Nm<sup>3</sup>, incorporando además de la capacidad térmica de los equipos sus niveles de eficiencia térmica.

En Alemania se cuenta con la regulación “Primer reglamento del acto federal del control de la contaminación atmosférica”, el que regula instalaciones de combustión desde 4kW de capacidad térmica para variados tipos de combustible como, carbón, coke, biomasa (tratada o no), desechos agrícolas, gas natural, gas licuado, biogás, gas de alto horno, gas de coque y gas de refinería. Los límites de emisión para MP son de hasta 100 mg/Nm<sup>3</sup>.

### **Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>).**

Respecto del dióxido de azufre la normativa nacional considera las instalaciones de incineración, estableciendo como límite 50 mg/Nm<sup>3</sup>. La normativa para centrales termoeléctricas establece como límite de emisión de 200 mg/Nm<sup>3</sup> quemando combustibles sólidos.

La Unión Europea establece límites de emisión de hasta 400 mg/Nm<sup>3</sup> en instalaciones que quemen combustibles sólidos y tengan una capacidad térmica de hasta 100 MWt. En todo caso cabe señalar que se permite rebasar los límites establecidos cuando se queman combustibles sólidos en tanto las instalaciones logren cumplir con los llamados índices de desulfurización<sup>43</sup>. Lo anterior en atención a la calidad de los combustibles sólidos disponibles. Por otro lado se toma en consideración también la tecnología utilizada para quemar el combustible, estableciendo variaciones a los límites de emisión. En todo caso la directiva 2001/80/CE estableció para instalaciones existentes límites de emisión que decrecen linealmente a medida que la capacidad térmica de las instalaciones crece, lo anterior para la quema de combustibles sólidos y líquidos en el rango de capacidades térmicas entre 100 y 500 MWt.

En Europa las pequeñas instalaciones de combustión no son reguladas en cuanto al SO<sub>2</sub>.

### **Dióxido de Nitrógeno (NO<sub>2</sub>).**

La normativa nacional regula la emisión de NO<sub>2</sub> en centrales termoeléctricas e instalaciones de incineración. Para las primeras el límite de emisión es de 400 mg/Nm<sup>3</sup> para instalaciones existentes y de 200 mg/Nm<sup>3</sup> para instalaciones nuevas quemando combustibles sólidos. Para instalaciones de incineración el límite es de 300 mg/Nm<sup>3</sup>.

---

<sup>43</sup> Razón entre la cantidad de azufre emitido y la cantidad de azufre contenido en el combustible.

## **INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

La Unión Europea establece límites de emisión de hasta 300 mg/Nm<sup>3</sup> en el caso de quemar combustible sólido y hace una excepción de quemarse carbón pulverizado. En todo caso las emisiones asociadas a instalaciones existentes distintas de turbinas a gas que quemen combustibles gaseosos están sujetas a límites de emisión de hasta 200 mg/Nm<sup>3</sup>, como es el caso de instalaciones que quemen gas de alto horno, gas de coque o gas de refinería.

En Europa las pequeñas instalaciones de combustión no son reguladas en cuanto al NO<sub>2</sub>.

### **Otros contaminantes.**

A nivel nacional para las instalaciones de incineración se establecen límites de emisión para Plomo y Mercurio (0,1 mg/Nm<sup>3</sup> y 1 mg/Nm<sup>3</sup> respectivamente), en tanto que las centrales termoeléctricas deben cumplir con 0,1 mg/Nm<sup>3</sup> de mercurio cuando se queman carbón y petcoke.

La directiva europea 2010/75/CE establece límites de emisión en instalaciones de incineración de residuos, entre los cuales se cuentan: carbono orgánico total (COT), Cloruro de Hidrógeno (HCl), Fluoruro de Hidrógeno (HF), metales pesados (Cd, Tl, Hg, Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V), estos último en periodos de muestreo de entre 30 minutos y 8 horas. Además se establece límite de emisión para Dioxinas y Furanos y monóxido de carbono (CO).

### **3.3 Análisis y descripción de los principales rubros y actividades económicas que caracterizan a cada región y del universo de calderas y procesos de combustión que se conocen en el sector industrial, comercial y residencial.**

#### **3.3.1 Recopilación de la Información Disponible**

Dentro del diagnóstico del universo de calderas existentes se analizaron los registros de calderas de las SEREMI's de Salud de las regiones I, II, III, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XIV y XV, a la fecha de la edición del presente informe, no se ha recibido los registros de las otras regiones. Con este registro se pudo conocer que existen 4.134 calderas, pero sólo se pudo obtener información respecto de las capacidades térmicas para 1.789 de estas fuentes.

Otra fuente de información analizada fue el SEIA, de la cual se obtuvieron los proyectos aprobados, por región, por actividad y por tipología de acuerdo al artículo 3 del D.S. N° 95/2001.

Por otro lado, se revisó la información recopilada a través del RETC, donde fueron identificadas **9.429** fuentes de emisión. Cabe señalar que en este registro, no siempre se encontraba la información de la cantidad de combustible utilizado, por lo que no se pudo realizar el análisis bajo esta variable.

También fue analizada en detalle la información de la encuesta industrial del INE, ENIA 2008. De esta fuente de información, fue posible identificar 46 rubros industriales, donde se encontraron datos de **4.670** industrias que utilizan combustible. Sin embargo, no se tiene información de los equipos de combustión, por lo que sólo se utilizó la información del combustible utilizado, la cual se encuentra en el capítulo 3.5 y en el Anexo 1.

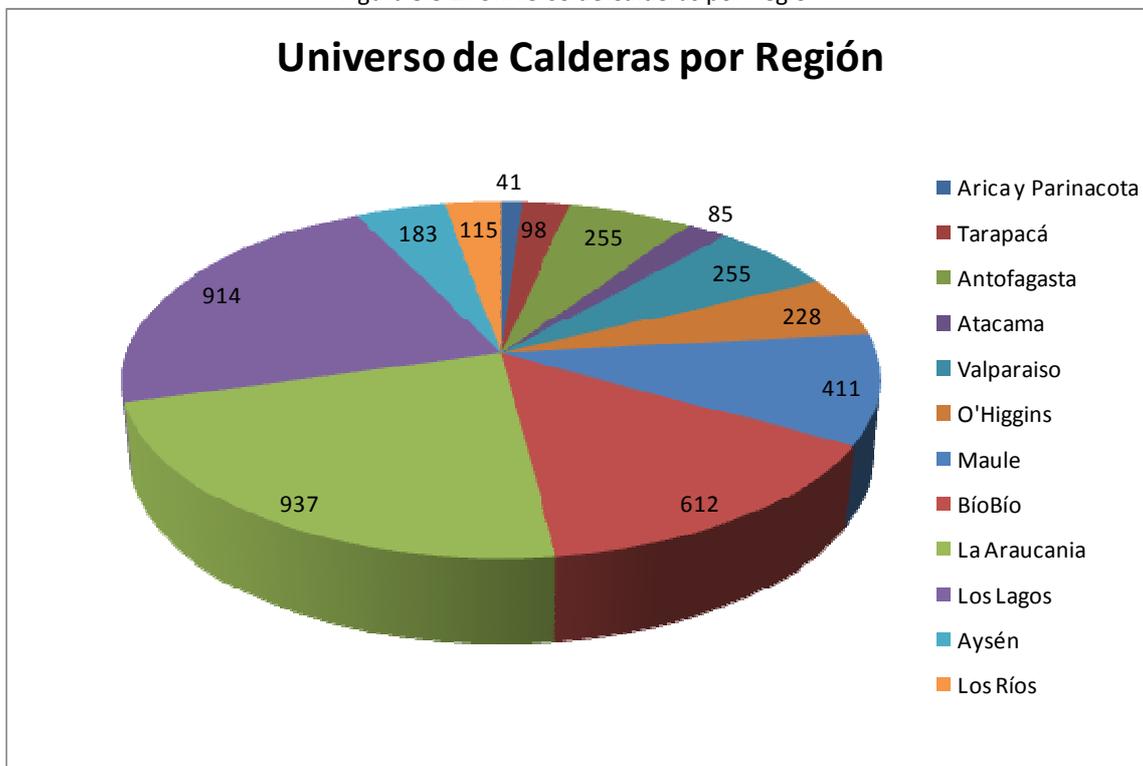
#### **3.3.2 Registro de Caldera SEREMI's de Salud**

Se realizó la recopilación de información de los registros de calderas existentes en los SEREMI's de Salud, de acuerdo a lo establecido en el D.S. N° 48/1984 del MINSAL, que establece el reglamento de calderas y generador de vapor.

Los registros fueron solicitados a cada SEREMI de Salud a través de la contraparte técnica del Ministerio del Medio Ambiente.

A continuación, se presenta el universo de caldera de las regiones I, II, III, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XIV y XV:

Figura 3.3.1: Universo de Calderas por Región



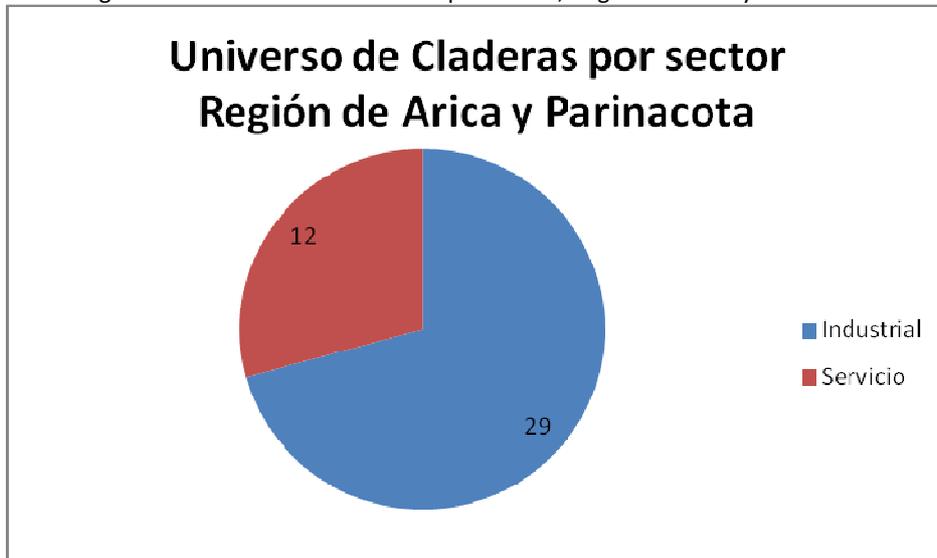
Fuente: Elaboración Propia a partir de la información obtenida del registro de calderas de las regiones indicadas en el gráfico.

De la Figura 3.3.1 se observa que de las 4.134 calderas registradas en el país el 59,6% (2.463 calderas) se concentran en las regiones del BioBío, La Araucanía y Los Lagos.

Es importante señalar que la información recolectada y analizada de las distintas SEREMI de Salud no posee un sistema de registro estandarizado que facilite la identificación de las fuentes, algunos de ellos no cuentan con el tipo de combustible utilizado o la producción de vapor. Además, los campos de información son diferentes, lo cual dificulta la integración de las distintas bases de datos. En el anexo 10 se presentan las regiones que cumplen con cada uno de los ítems del registro de caldera según el D.S. N°48.

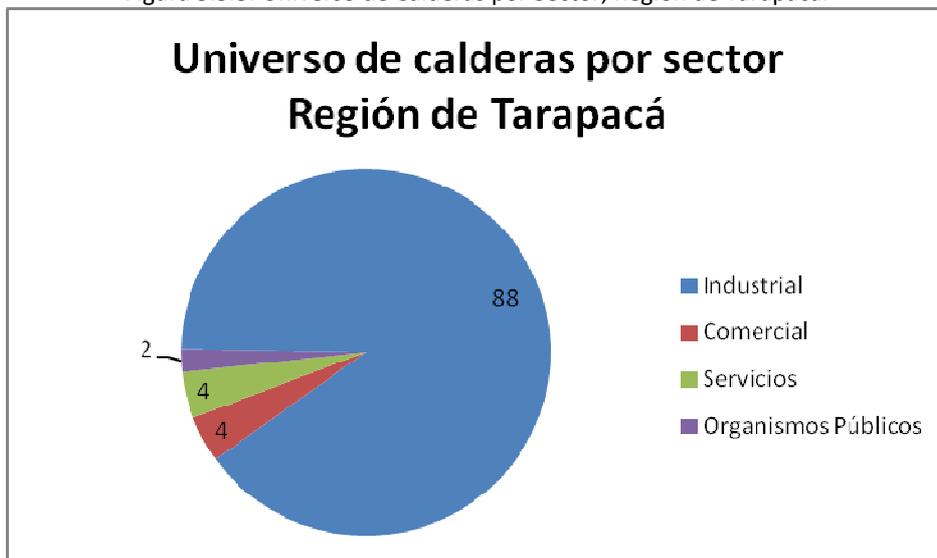
En las siguientes figuras, se presenta la distribución de equipos para cada región analizada en función del sector al que pertenecen:

Figura 3.3.2: Universo de Calderas por Sector, Región de Arica y Parinacota



Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida del registro de caldera de la Región de Arica y Parinacota.

Figura 3.3.3: Universo de Calderas por Sector, Región de Tarapacá.



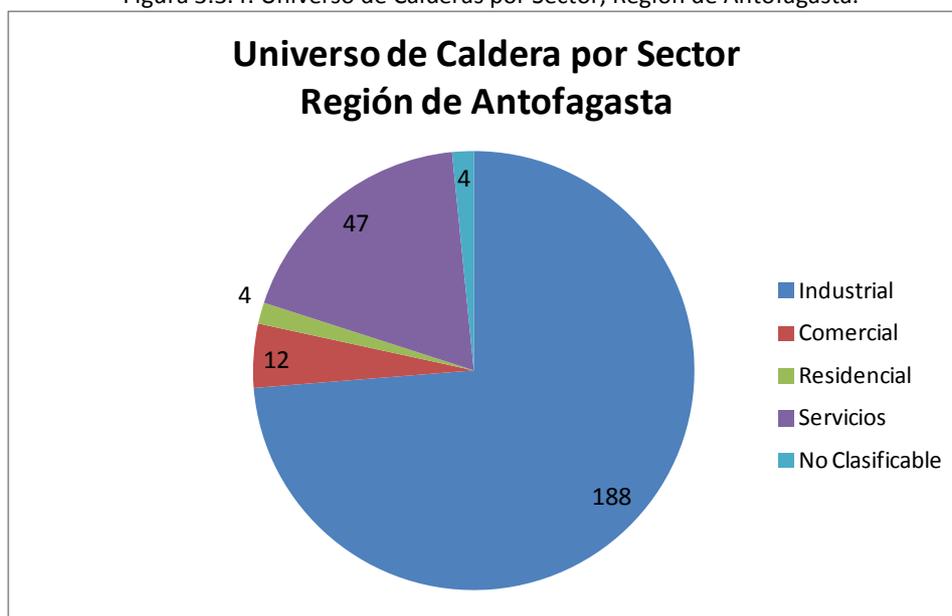
Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida del registro de caldera de la Región de Tarapacá

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

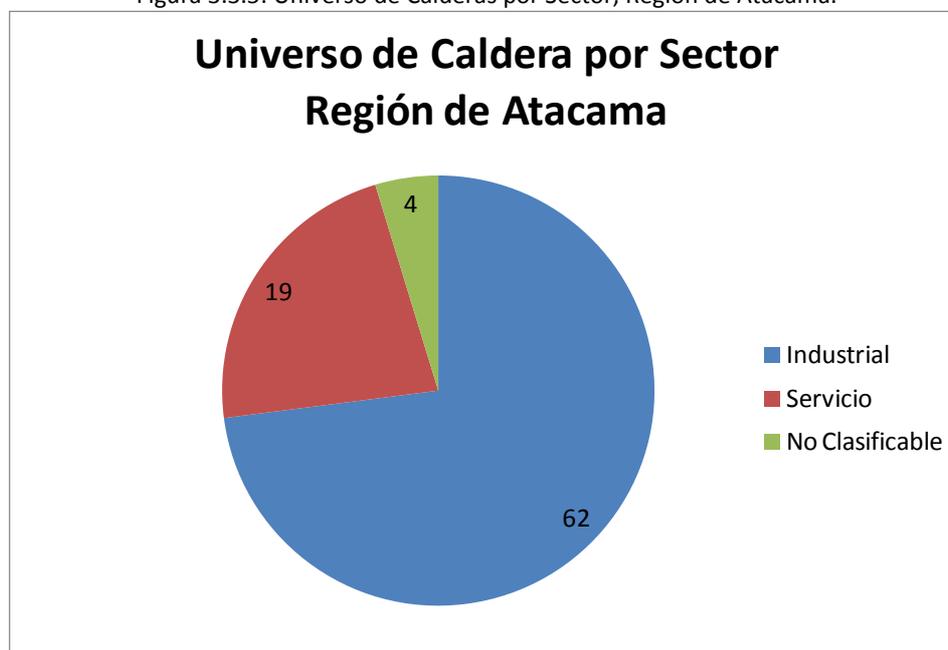
---

Figura 3.3.4: Universo de Calderas por Sector, Región de Antofagasta.



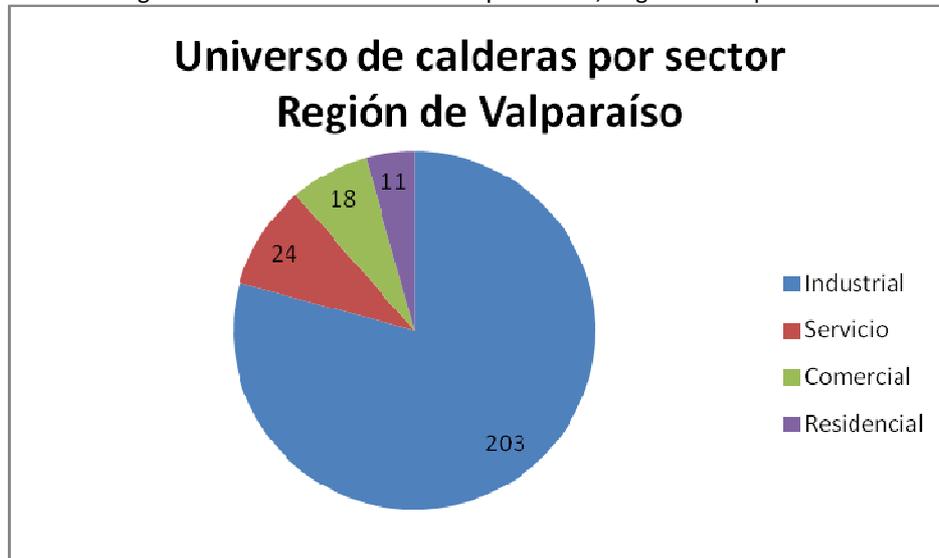
Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida del registro de caldera de la Región de Antofagasta

Figura 3.3.5: Universo de Calderas por Sector, Región de Atacama.



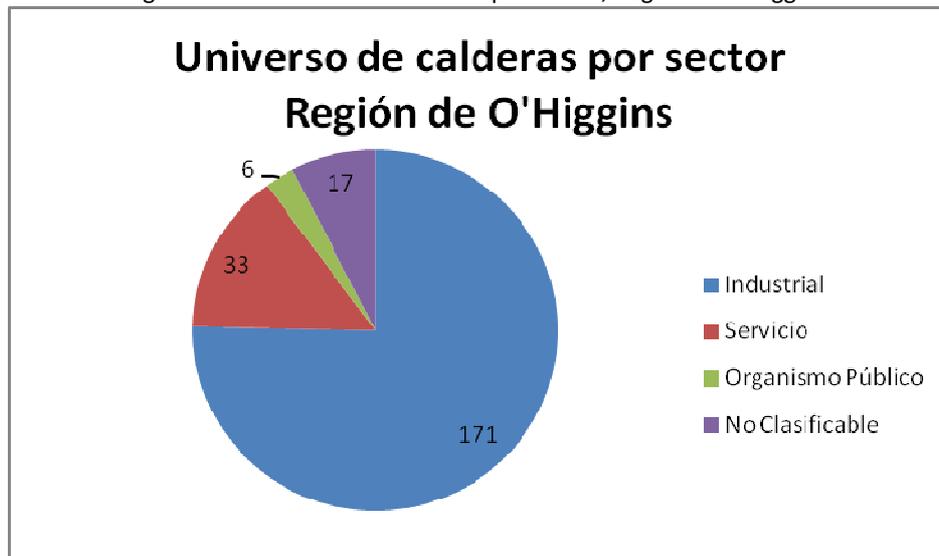
Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida del registro de caldera de la Región de Atacama

Figura 3.3.6: Universo de Calderas por Sector, Región de Valparaíso.



Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida del registro de caldera de la Región de Valparaíso.

Figura 3.3.7: Universo de Calderas por Sector, Región de O'Higgins.

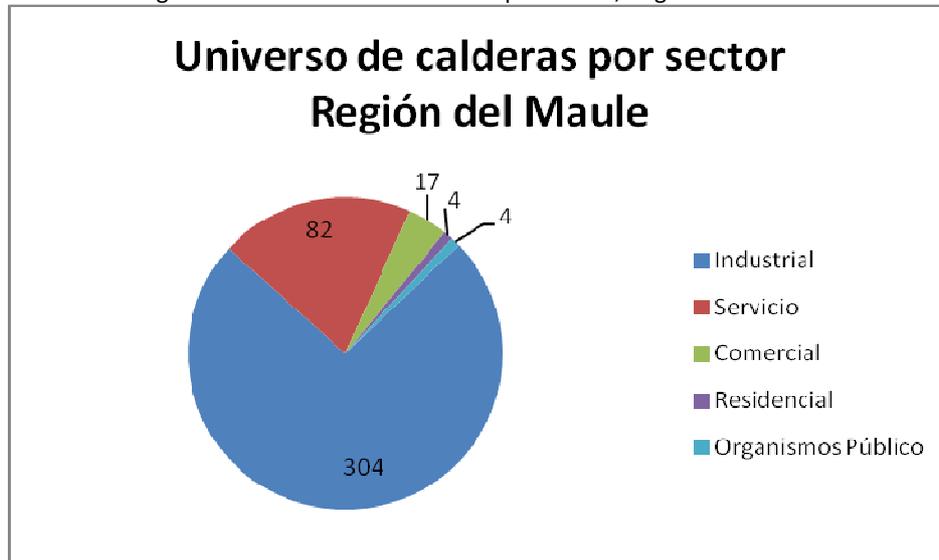


Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida del registro de caldera de la Región de O'Higgins.

**INFORME FINAL**

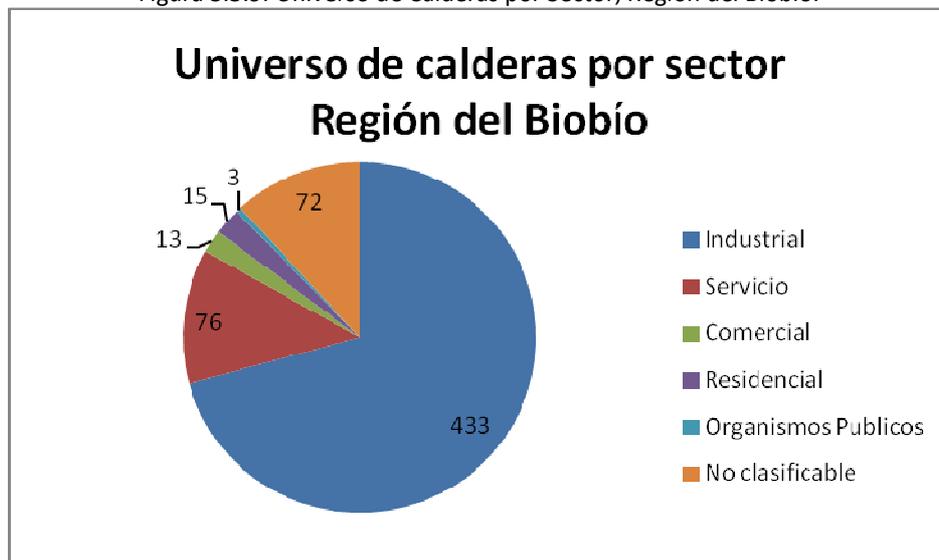
Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Figura 3.3.8: Universo de Calderas por Sector, Región del Maule.



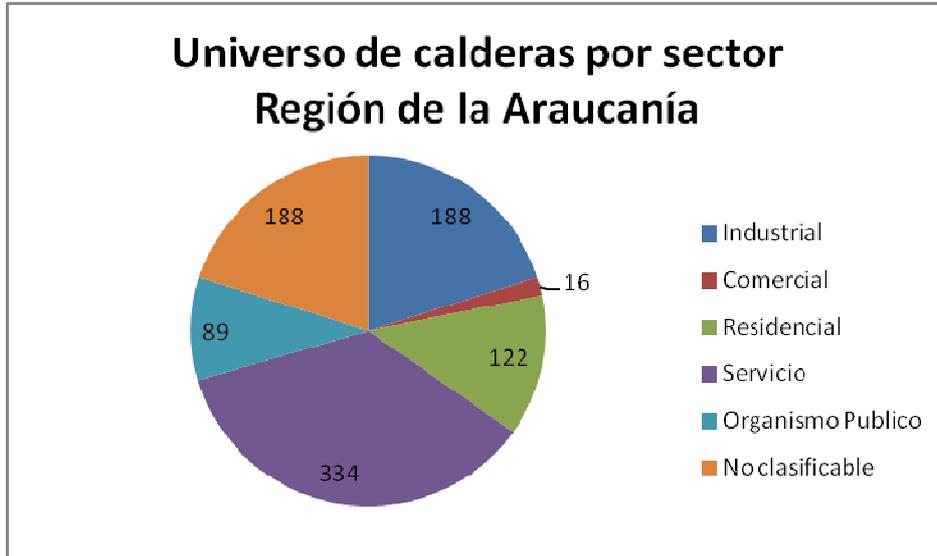
Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida del registro de caldera de la Región del Maule.

Figura 3.3.9: Universo de Calderas por Sector, Región del Biobío.



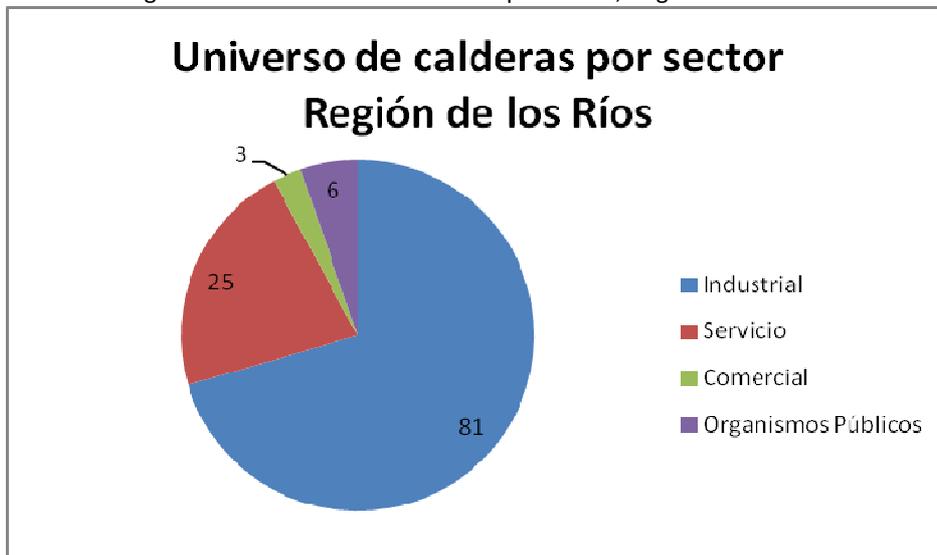
Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida del registro de caldera de la Región del Biobío.

Figura 3.3.10: Universo de Calderas por Sector, Región de la Araucanía.



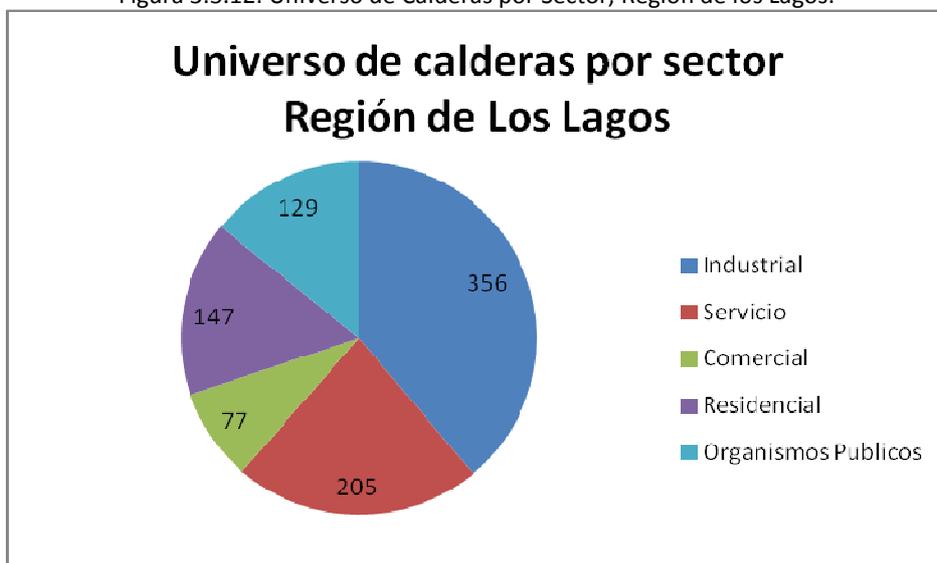
Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida del registro de caldera de la Región de la Araucanía.

Figura 3.3.11: Universo de Calderas por Sector, Región de los Ríos.



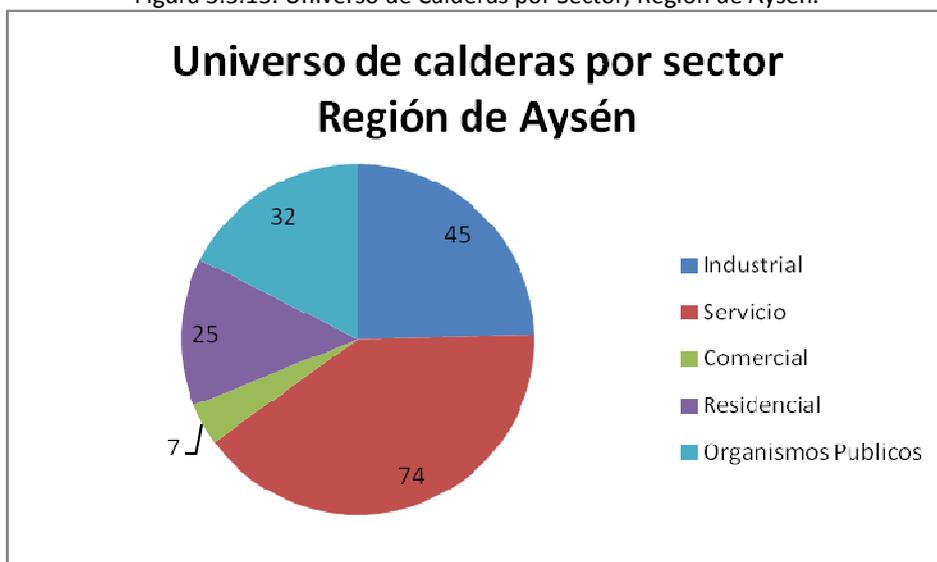
Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida del registro de caldera de la Región de los Ríos.

Figura 3.3.12: Universo de Calderas por Sector, Región de los Lagos.



Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida del registro de caldera de la Región de los Lagos.

Figura 3.3.13: Universo de Calderas por Sector, Región de Aysén.



Fuente: Elaboración propia a partir de la información obtenida del registro de caldera de la Región de Aysén.

De acuerdo al registro de calderas, la mayor cantidad de calderas en las regiones analizadas se concentra en el sector industrial, seguida por los servicios y el sector residencial.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Para el caso de las regiones de Antofagasta, Atacama, O'Higgins, Biobío y La Araucanía, existen empresas que no fue posible clasificarlas por sector, por lo cual se catalogaron como "No clasificable".<sup>44</sup>

### 3.3.3 Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

De los proyectos analizados respecto a los sectores fabril y forestal se puede destacar un alto grado de heterogeneidad respecto a las unidades de medida de las emisiones generadas por las calderas, ya que no se aprecia un estándar, yendo desde mg/m<sup>3</sup>N pasando por mg/h, kg/día hasta ton/año, es decir, las emisiones no se representan con una misma unidad de medida. Para la implementación de una futura norma de emisión para calderas se hace necesario establecer un estándar de presentación de las unidades de medida de las emisiones, que permita una eficiente fiscalización y control por parte de las autoridades competentes, facilitando la gestión evaluadora en razón de la oportuna y conveniente información entregada. Algunos ejemplos de la heterogeneidad de unidades de presentación de las emisiones son:

Tabla 3.3.29: Ejemplos de la heterogeneidad de las Unidades de Medidas

Nombre proyecto	Titular	Región	Unidad de medida de las emisiones
Planta unidad sur	Envases Roble Alto S.A.	De los Lagos	Kg/hr
Aumento de capacidad de producción de acero líquido	Compañía Siderúrgica Huachipato S.A.	Del Biobío	Kg/d
Maquina Papelera 03	CMPC Tissue S.A.	Metropolitana	ton/año
Construcción de Planta Industrial "Planta 3"	Productos Fernández S.A.	Del Maule	Kg/d
Caldera de Biomasa para Reducir uso de Combustibles Fósiles	Papeles Cordillera S.A.	Metropolitana	mg/Nm <sup>3</sup>

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA)

---

<sup>44</sup> Corresponde aquellas empresas que no es posible identificar la actividad, rubro o giro en el universo de empresas, individualizadas con nombres de personas naturales, como por ejemplo:

Región de Valparaíso, Empresa "Giorgio Gandolini Moltedo"

Región de Antofagasta, Empresa "Giovanni Carozzi Pessenti"

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Cabe destacar que respecto a las características de las calderas informadas en los proyectos, la mayoría de ellas indica la capacidad de generación de vapor, temperatura, presión y combustible, sin embargo son pocos los proyectos en los que se indica la potencia térmica de las mismas y los consumos de combustible.

Uno de los grandes vacíos de información encontrados es que los proyectos inmobiliarios tales como edificios, Hospitales o Clínicas, que utilizarán calderas durante su operación no declaran en sus EIA o DIA que tipos de caldera utilizan, su potencia, combustible y emisiones de estas. Por lo tanto se hace necesario que las autoridades encargadas de evaluar los proyectos exijan este tipo de información para tener un registro de las emisiones generadas, ya que este tipo de proyectos cada año son más en nuestro país como consecuencia del crecimiento poblacional y el desarrollo.

De 52 proyectos (fabriles y forestales) analizados la gran mayoría tiene registros de las emisiones de CO, MP, SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub>, sin embargo sólo 10 de ellos presentan registros de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) (Ver detalle en anexo 7). Se cree importante normar las emisiones de estos compuestos, aunque la mayoría son concentraciones en sub ppm de COV, ya que son compuestos que producen un efecto negativo sobre el medio ambiente, incluso a concentraciones de sub-ppm (Rosa-Brussin, 1998)<sup>45</sup>. Algunos de ellos son hidrocarburos, actualmente existe la tecnología que permite el control de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles; los sistemas disponibles incluyen incineradores u otros sistemas de combustión que destruyen dichos compuestos; así como equipos que permiten su remoción eventual o recuperación con fines de reúso (Pérez Loayza, 1998)<sup>46</sup>. Aún cuando es importante normar los COV, el equipo consultor estima que no deberían ser incluidos en una futura norma para calderas, ya que las concentraciones son del orden de sub ppm. Antes de incluir las emisiones de COV en una norma de calderas, se deberían normar aquellas actividades que emiten este tipo de compuestos por el tipo de materias primas usadas, específicamente solvente, como lo son la industria gráfica, la fabricación de pinturas, la producción de reactivos químicos orgánicos, etc.

En el artículo 3 del Decreto Supremo 95, se definen los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, en cualquiera de sus fases, que deberán someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. Los proyectos analizados en el presente informe corresponden las siguientes tipologías:

---

<sup>45</sup> Rosa-Brussin, M. (1998). *PROCESOS PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE COMPUESTOS ORGANICOS VOLÁTILES (COVs)*. Caracas: Univ. Central de Venezuela, Fac. de Ciencias.

<sup>46</sup> Pérez Loayza, J. E. (1998). *INCINERACION CATALITICA DE COVs*. Lima: Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- k1: Instalaciones fabriles cuya potencia instalada sea igual o superior 2.000 KVA, determinada por la suma de las capacidades de los transformadores de un establecimiento industrial.  
Tratándose de instalaciones fabriles en que se utilice más de un tipo de energía y/o combustibles, el límite de 2.000 KVA considerará la suma equivalente de los distintos tipos de energía y/o combustibles utilizados.
- h1: Proyectos inmobiliarios que contemplen obras de edificación y/o urbanización cuyo destino sea habitacional y/o de equipamiento, y que presenten alguna de las siguientes características:
  - Que se emplacen en áreas urbanizables, de acuerdo al instrumento de planificación correspondiente, y requieran de sistemas propios de producción y distribución de agua potable y/o de recolección, tratamiento y disposición de aguas servidas.
  - Que den lugar a la incorporación al dominio nacional de uso público de vías expresas, troncales, colectoras o de servicio.
  - Que se emplacen en una superficie igual o superior a 7 hectáreas o consulten la construcción de 300 o más viviendas.
  - Que consulten la construcción de edificios de uso público con una capacidad para cinco mil o más personas o con 1000 o más estacionamientos.
- h2: Urbanizaciones y/o loteos con destino industrial de una superficie igual o mayor a doscientos mil metros cuadrados (200.000 m<sup>2</sup>); o aquellas instalaciones fabriles que presenten alguna de las siguientes características:
  - Potencia instalada igual o superior a 1.000 KVA, determinada por la suma de las capacidades de los transformadores de un establecimiento industrial;
  - Tratándose de instalaciones fabriles en que se utilice más de un tipo de energía y/o combustible, potencia instalada igual o superior a 1.000 KVA, considerando la suma equivalente de los distintos tipos de energía y/o combustibles utilizados.
  - Emisión o descarga diaria esperada de algún contaminante causante de la saturación o latencia de la zona, producido o generado por alguna(s) fuente(s) del proyecto o actividad, igual o superior al 5% de la emisión o descarga diaria total estimada de ese contaminante en la zona declarada latente o saturada, para ese tipo de fuente(s).
- m3: Aserraderos y plantas elaboradoras de madera, entendiéndose por éstas últimas las plantas elaboradoras de paneles o de otros productos, cuyo consumo de madera, como materia prima, sea igual o superior a diez metros cúbicos sólidos sin corteza por

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

hora (10 m<sup>3</sup>ssc/h); o los aserraderos y plantas que reúnan los requisitos señalados en los literales h.2. o k.1., según corresponda, ambos del presente artículo.

- m4: Toda industria de celulosa, pasta de papel y papel será considerada de dimensiones industriales.

En el artículo 3 del Decreto Supremo 95, en la letra C: centrales generadoras de energía mayores a 3 MW, existe diferencia de criterios utilizados en diferentes oficinas del SEA regionales, en algunas regiones sólo consideran proyectos de generación de energía eléctrica y en otras, se consideran todos los proyectos que involucran equipos con una capacidad térmica mayor a 3MW<sup>47</sup>.

### Criterios de selección proyectos SEIA.

Para la recopilación de información del SEIA se procedió a ingresar al sitio web del Servicio de Evaluación Ambiental ([www.sea.gob.cl](http://www.sea.gob.cl)) desde donde fueron seleccionados los proyectos a analizar de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Posterior al ingreso al sitio web del Servicio de Evaluación Ambiental se ingresó la sección correspondiente al e-SEIA, donde se encuentra el registro de los proyectos ingresados al SEIA, haciendo clic en el link e-SEIA.
- Luego se procedió a seleccionar el sector productivo de interés. Esta operación de búsqueda se realizó para el sector forestal, industrias fabriles varias e inmobiliario.
- Se descargó cada resultado de búsqueda en una planilla en formato Excel.
- Para cada archivo descargado se seleccionaron los proyectos que tenían la calificación de aprobado y que correspondían al periodo comprendido entre los años 2000 – 2011. Para el caso particular de los proyectos fabriles, debido a la gran cantidad de ellos, se añadió un criterio relacionado con el monto de inversión del proyecto, donde se seleccionaron aquellos proyectos que indicaban una inversión mayor o igual a US\$ 20.000.000.
- Una vez seleccionados los proyectos, se pinchó el hipervínculo correspondiente (en el archivo Excel) el cual lleva al usuario directamente al sitio web del SEA donde se encuentran los datos del proyecto.
- Una vez en el sitio web, se procedió a dar clic al link Evaluación Ambiental, el cual presenta al usuario toda la información correspondiente al proceso de evaluación ambiental del proyecto.

---

<sup>47</sup> Comunicación personal con funcionarios del SEA regionales.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

- Luego se dio clic al link correspondiente a la Resolución de Calificación Ambiental (RCA).
- Por último se procedió a leer la RCA para identificar si el proyecto posee calderas e identificar características de las mismas tales como: cantidad, potencia, capacidad de generación de vapor, combustible, niveles de emisiones de contaminantes atmosféricos y sus unidades. En el caso de que se mencionara en la RCA que dicha información se encontraba en algún anexo de la Declaración de Impacto Ambiental o Evaluación de Impacto Ambiental, según corresponda, se procedió a revisar dicha información y obtener los datos anteriormente mencionados.

A continuación se presenta un esquema del procedimiento:

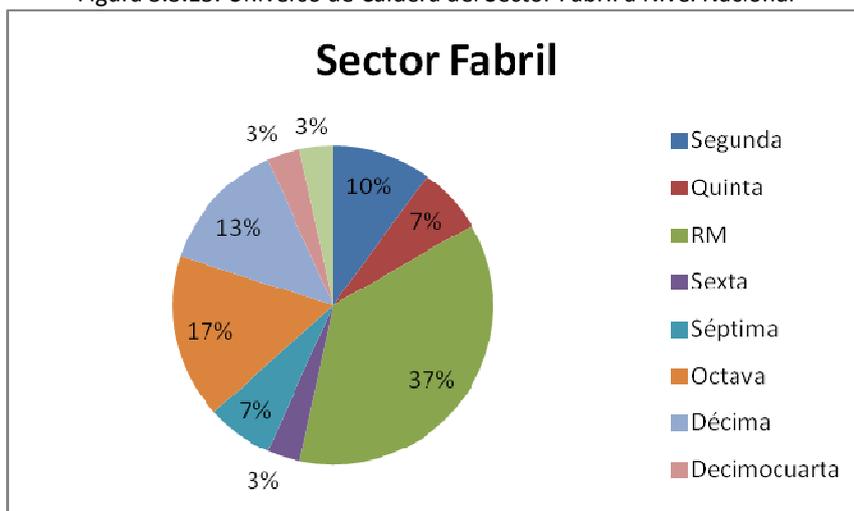
Figura 3.3.14: Selección de Proyectos en el SEIA



**a. Análisis a nivel nacional**

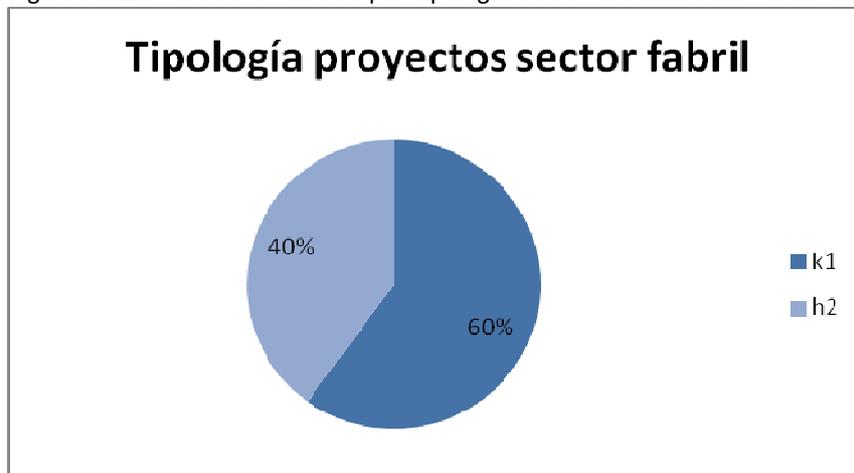
A nivel nacional la mayor cantidad de proyectos fabriles que cuentan con calderas se ubican en la Región Metropolitana (37%), Octava (17%) y Décima (10%), perteneciendo la totalidad de estos proyectos a las tipologías k1 y h2 indicadas en el Decreto Supremo 95.

Figura 3.3.15. Universo de Caldera del Sector Fabril a Nivel Nacional



Fuente: Elaboración Propia a partir de la información obtenida del SEA

Figura 3.3.16: Univero de Caldera por Tipología del Sector Fabril a Nivel Nacional



Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

Nota: k1: Instalaciones fabriles cuya potencia instalada sea igual o superior 2.000 KVA.

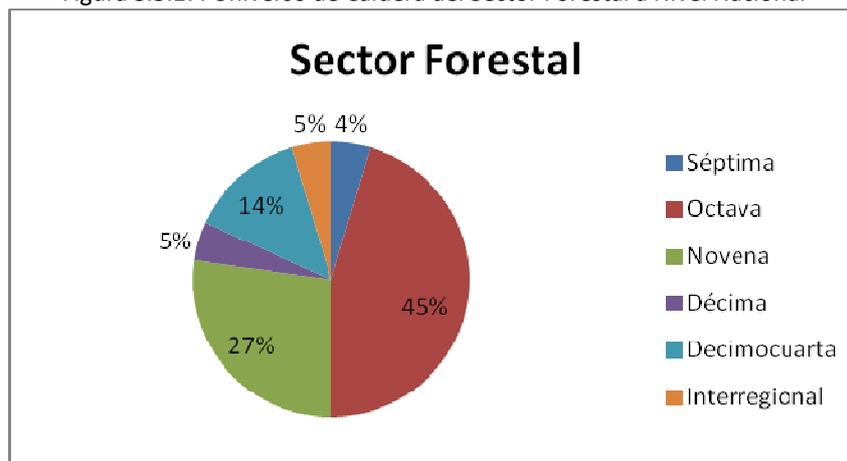
h2: Urbanizaciones y/o loteos con destino industrial de una superficie igual o mayor a doscientos mil metros cuadrados (200.000 m<sup>2</sup>); o aquellas instalaciones fabriles que presenten tengan una potencia instalada igual o superior a 1.000 KVA industria de celulosa, pasta de papel y papel.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

En lo que concierne a proyectos forestales, como era de esperar debido a las características geográficas y climáticas del territorio nacional, estos se ubican entre la séptima y décima regiones, concentrándose en las regiones Octava (45%) y Novena (45%), siendo todos los proyectos de las tipologías m3 o m4 indicados en el Decreto Supremo 95.

Figura 3.3.17: Universo de Caldera del Sector Forestal a Nivel Nacional



Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

Figura 3.3.18: Universo de Caldera por Tipología del Sector Forestal a Nivel Nacional



Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

Nota: m3: Aserraderos y plantas elaboradoras de madera.

m4: Industria de celulosa, pasta de papel y papel.

Por último, respecto a los proyectos inmobiliarios a nivel nacional los únicos que presentan a lo menos 2 características de las calderas que se utilizarán en el mismo se

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

encuentran en la región Metropolitana, el resto de los proyectos considera despreciables o mínimas las emisiones generadas por las calderas. Todos los proyectos que registran calderas son de la tipología h1.

### ***b. Análisis por regiones***

#### XV Región, de Arica y Parinacota.

De la información revisada en el SEIA, no se registran proyectos de ningún tipo que contengan calderas.

#### I Región, de Tarapacá.

De la información revisada en el SEIA, no se registran proyectos de ningún tipo que contengan calderas.

#### II Región, de Antofagasta.

De la información revisada en el SEIA, se han registrado proyectos con calderas sólo en el sector fabril todos pertenecientes a actividades ligadas a la minería, de la tipología k1.

Figura 3.3.19: Universo de Calderas por Sector de la Región de Antofagasta



Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

#### III Región, de Atacama.

De la información revisada en el SEIA, no se registran proyectos de ningún tipo que contengan calderas.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

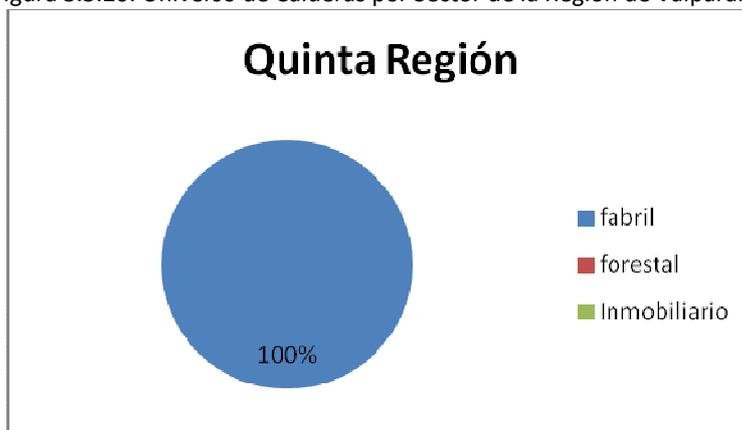
### IV Región, de Coquimbo.

De la información revisada en el SEIA, no se registran proyectos de ningún tipo que contengan calderas.

### V Región, de Valparaíso.

De la información revisada en el SEIA, se han registrado proyectos con calderas sólo en el sector fabril todos ligados a la refinación de petróleo, de la tipología k1.

Figura 3.3.20: Universo de Calderas por Sector de la Región de Valparaíso



Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

### Región Metropolitana.

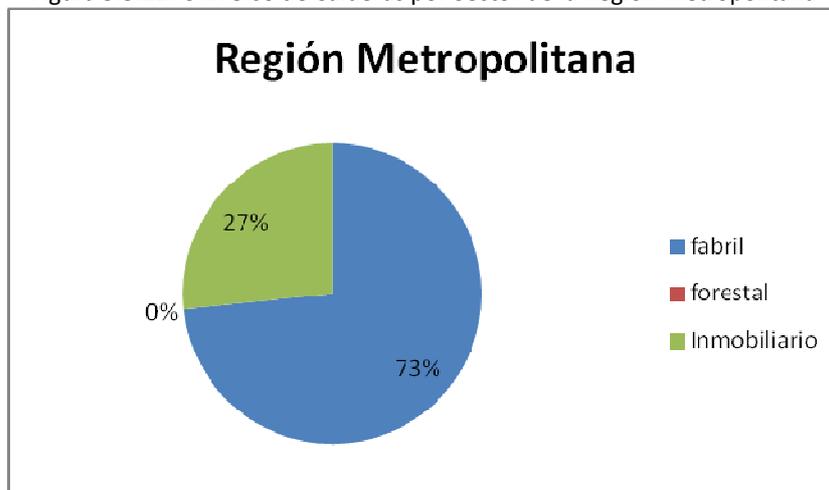
De la información revisada en el SEIA, se han registrado proyectos con calderas en los sectores fabril e inmobiliario. Cabe destacar que los proyectos inmobiliarios contenidos en el gráfico son los que mencionan al menos la potencia y/o el combustible que utilizan las calderas, en ninguno de los casos revisados mencionan las emisiones que estas generarán durante su operación. Además del resto de los proyectos inmobiliarios que mencionan utilizar calderas durante su operación, la gran mayoría justifica las emisiones diciendo que se “Contará con un número de registro para las fuentes fijas de emisión identificadas para la fase de operación del proyecto, entre éstas, los grupos electrógenos y calderas, y cumplir con la normativa vigente”. Los proyectos que registran calderas pertenecen a las tipologías, h2 y h1 respectivamente.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Figura 3.3.21: Universo de Calderas por Sector de la Región Metropolitana

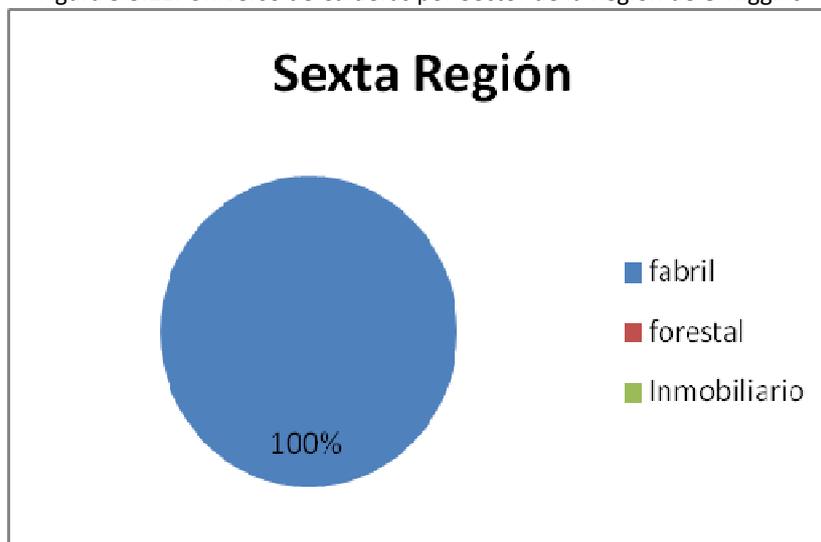


Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

VI Región, del Libertador General Bernardo O’Higgins.

De la información revisada en el SEIA, se ha registrado un proyecto con calderas sólo en el sector fabril relacionado con la fabricación de cartón, de la tipología k1.

Figura 3.3.22: Universo de Calderas por Sector de la Región de O’Higgins



Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

VII Región, del Maule.

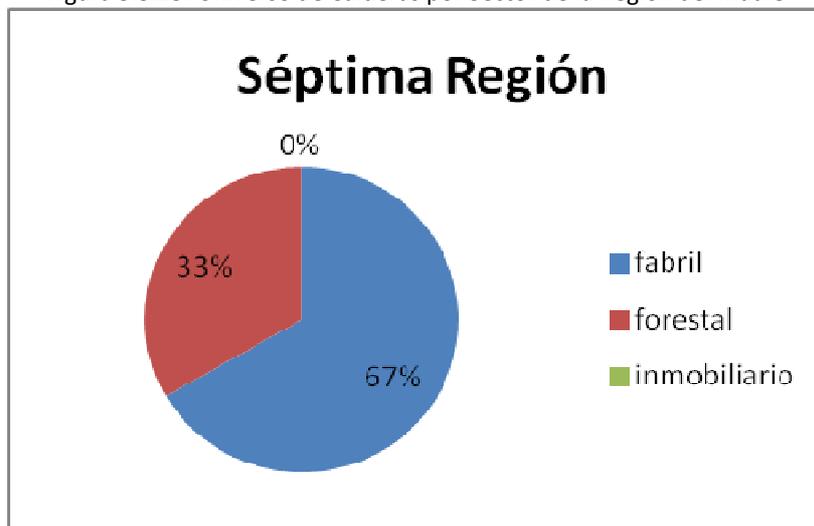
De la información revisada en el SEIA, se han registrado proyectos con calderas en los sectores fabril y forestal, de las tipologías k1 y m3 respectivamente.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Figura 3.3.23: Universo de Calderas por Sector de la Región del Maule

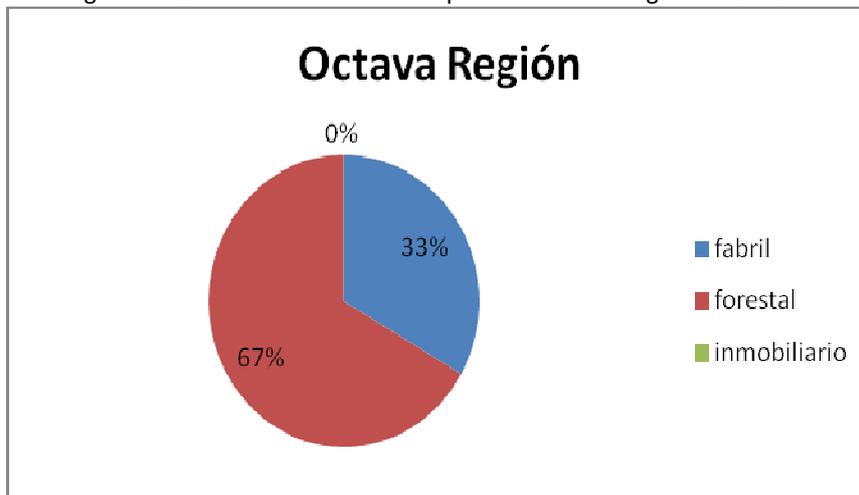


Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

VII Región, del Biobío.

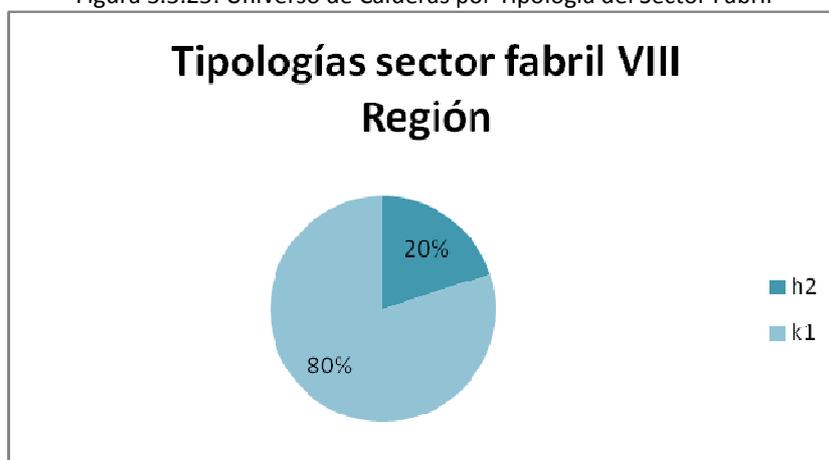
De la información revisada en el SEIA, se han registrado proyectos con calderas en los sectores fabril y forestal, donde además se registran proyectos de diferentes tipologías para cada sector.

Figura 3.3.24: Universo de Calderas por Sector de la Región del Bío Bío



Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

Figura 3.3.25: Universo de Calderas por Tipología del Sector Fabril



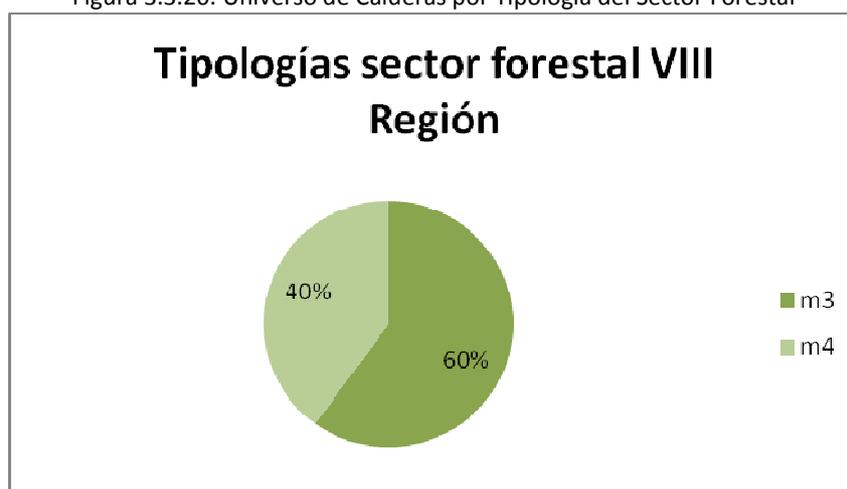
Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

Nota: k1: Instalaciones fabriles cuya potencia instalada sea igual o superior 2.000 KVA.

h2: Urbanizaciones y/o loteos con destino industrial de una superficie igual o mayor a doscientos mil metros cuadrados (200.000 m<sup>2</sup>); o aquellas instalaciones fabriles que presenten tengan una potencia instalada igual o superior a 1.000 KVA. industria de celulosa, pasta de papel y papel.

Como se observa del gráfico anterior el mayor número de proyectos con calderas se concentra en la tipología k1 que corresponde a las instalaciones fabriles cuya potencia instalada sea igual o superior 2.000 KVA, tales como metalúrgicas, químicas, textiles, productoras de materiales para la construcción, de equipos y productos metálicos, de dimensiones industriales.

Figura 3.3.26: Universo de Calderas por Tipología del Sector Forestal



Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA.

Nota: m3: Aserraderos y Plantas elaboradoras de madera.

m4: Industria de celulosa, pasta de papel y papel.

**INFORME FINAL**

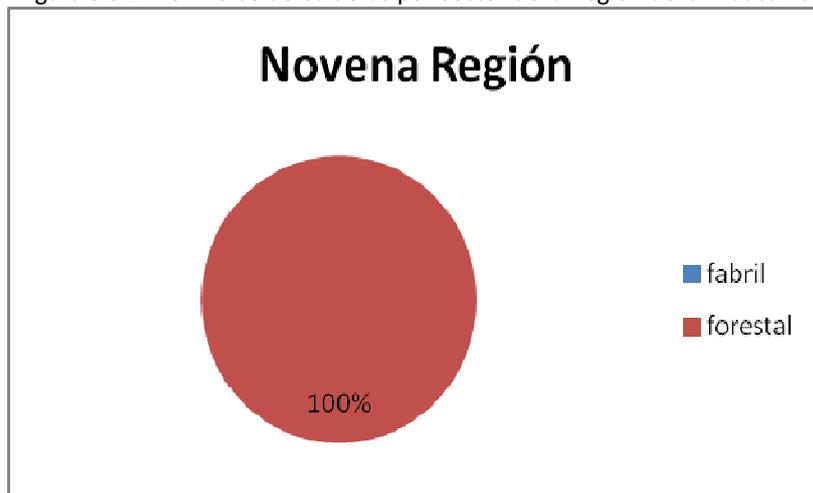
Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

IX Región, de la Araucanía.

De la información revisada en el SEIA, se han registrado proyectos con calderas sólo en el sector forestal de la tipología m3.

Figura 3.3.27: Universo de Calderas por Sector de la Región de la Araucanía

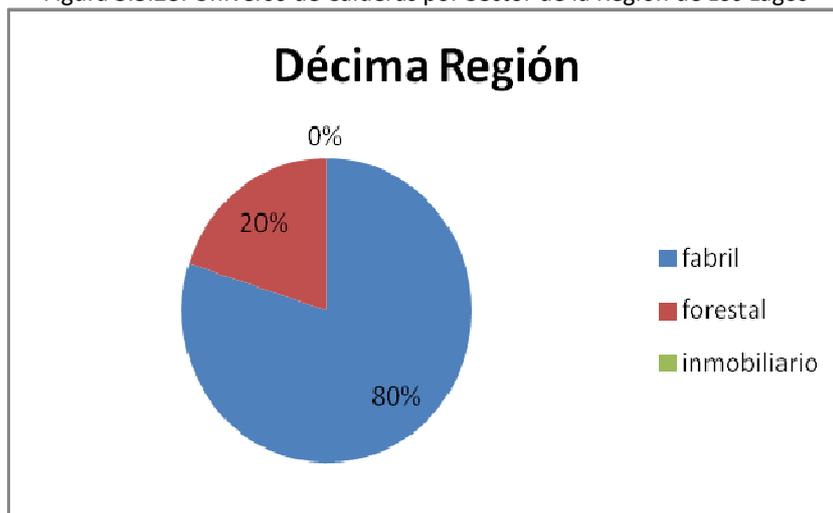


Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

X Región, de Los Lagos.

De la información revisada en el SEIA, se han registrado proyectos con calderas en los sectores fabril y forestal, de las tipologías k1 y m3 respectivamente.

Figura 3.3.28: Universo de Calderas por Sector de la Región de Los Lagos



Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

**INFORME FINAL**

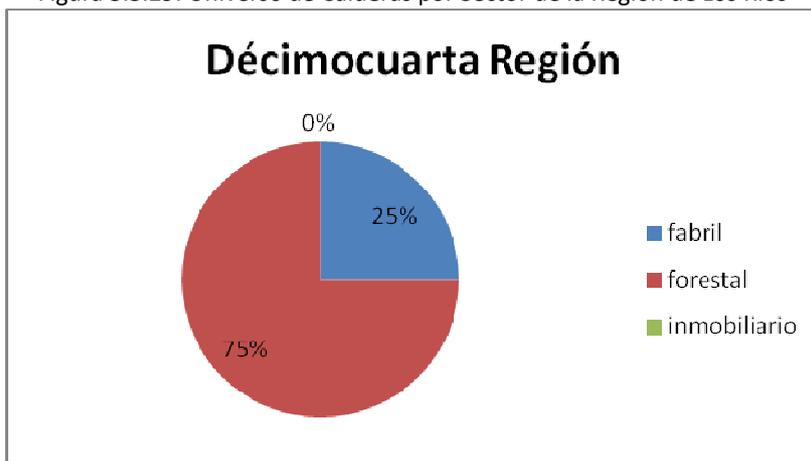
Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

XIV Región, de Los Ríos.

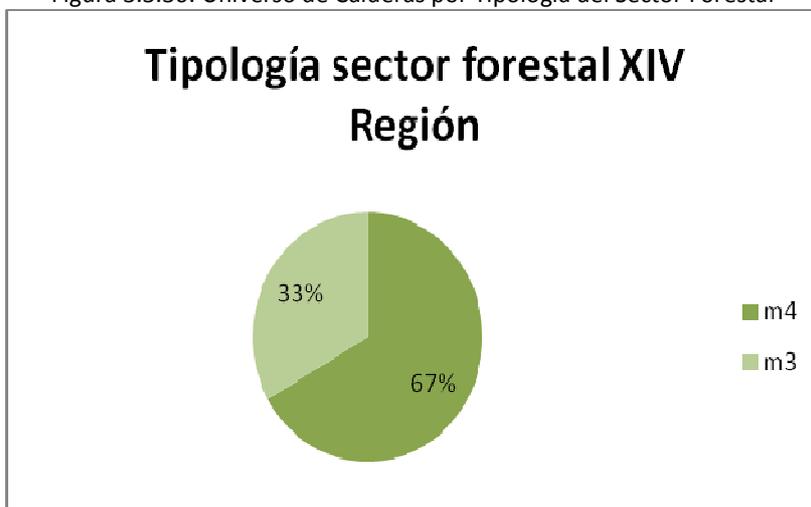
De la información revisada en el SEIA, se han registrado proyectos con calderas en los sectores fabril y forestal, donde además se registran proyectos de diferentes tipologías para el sector forestal.

Figura 3.3.29: Universo de Calderas por Sector de la Región de Los Ríos



Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

Figura 3.3.30: Universo de Calderas por Tipología del Sector Forestal



Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

Nota: m3: Aserraderos y Plantas elaboradoras de madera.

m4: Industria de celulosa, pasta de papel y papel.

Para el sector forestal el mayor número de proyectos con calderas se concentra en la tipología m4 que corresponde a toda industria de celulosa, pasta de papel y papel.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

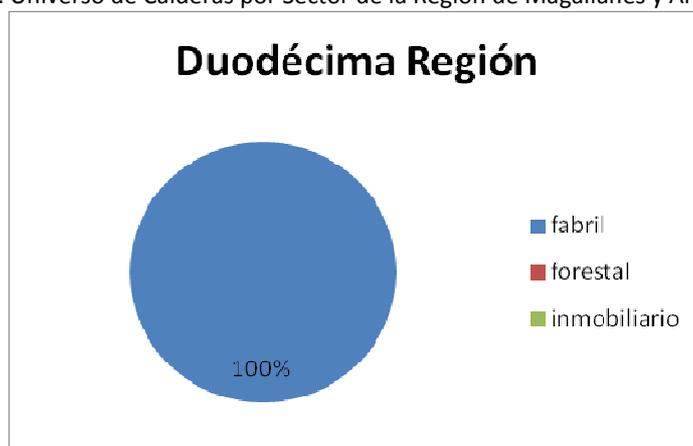
### XI Región, de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo.

De la información revisada en el SEIA, no se registran proyectos de ningún tipo que contengan calderas.

### XII Región, de Magallanes y Antártica Chilena.

De la información revisada en el SEIA, se ha registrado un proyecto con calderas sólo en el sector fabril, de la tipología k1, correspondiente a la fabricación de textiles.

Figura 3.3.31: Universo de Calderas por Sector de la Región de Magallanes y Antártica Chilena



Fuente: Elaboración Propia en base a la información obtenida del SEA

### 3.3.4 Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC)

#### **Análisis de rubros con mayores emisiones por región.**

Debido a la dispersa geografía de nuestro país, se desarrollan un sinnúmero de actividades productivas que generan diversos impactos sobre el medio ambiente, a continuación se realizará un análisis a nivel regional de los mayores emisores de contaminantes atmosféricos.

El análisis se realiza en base a la información obtenida del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC) del año 2008, donde se procedió a separar los datos por región y por contaminante. Los contaminantes que ha sido considerados en el presente análisis son: partículas suspendidas totales (PTS), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), compuestos orgánicos volátiles (COV), óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>) y mercurio (Hg). Luego de ordenar los datos en orden descendente se procedió a calcular el

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

80% de los mismos, para posteriormente utilizar estos datos para clasificar los rubros productivos y elaborar los gráficos.

A continuación se presenta una tabla resumen de los rubros que generan el 80% de las emisiones de cada región. Los rubros han sido ordenados de derecha a izquierda de acuerdo a su porcentaje de emisiones, cabe destacar que en algunos casos los rubros indicados no completan el 80% de las emisiones debido a que el resto lo generan procesos productivos sin combustión, grupos electrógeno u otros procesos industriales que quedan fuera del alcance del presente trabajo. Los rubros indicados en la tabla son los siguientes:

- GE: generación eléctrica (termoeléctricas).
- CAL: calderas.
- MIN: minería.
- CyC: producción de cemento y cal.
- REF: refinación de petróleo.
- EA: extracción de áridos.
- F.QCOS: fabricación de químicos.
- F.PLAS: fabricación de plásticos.
- P.ALIM: producción de alimentos.
- SID: industria siderúrgica.
- CyL: fabricación de cerámicas y ladrillos.
- PY: producción de yeso.
- F.VID: fabricación de vidrio.
- CyP: producción de celulosa y papel.
- I. Graf: industria gráfica.
- AS: aserraderos.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

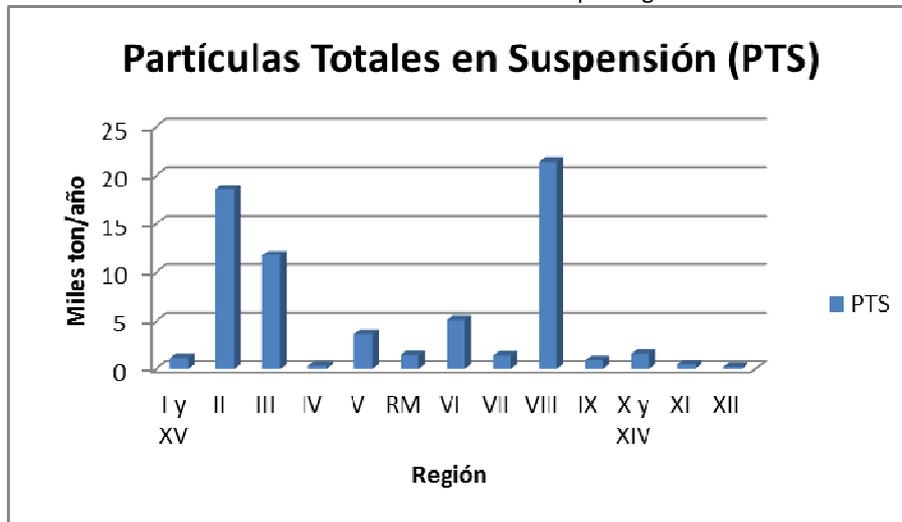
Tabla 3.3.30: Distribución de fuentes por región y por contaminante.

		CONTAMINANTE					
		PTS	CO	NO <sub>x</sub>	COV	SO <sub>x</sub>	Hg
<b>REGIÓN</b>	<b>I y XV</b>	GE	CAL – GE	GE	GE	GE	GE
	<b>II</b>	MIN - GE - CyC	GE - CAL - CyC	GE	GE - CAL	MIN - GE	GE
	<b>III</b>	MIN - CyC - GE	-----	GE	GE - MIN	GE - MIN	GE - MIN
	<b>IV</b>	GE - CAL - CyC	GE - CAL	GE	GE - CAL	CAL	CAL
	<b>V</b>	GE - MIN - REF - CyC - CAL - EA	CAL - GE - CyC	GE - CyC - CAL	REF - F.QCOS - F.PLAS - GE	MIN - GE	GE
	<b>RM</b>	CAL - CyC - P.ALIM - SID - GE - CyL - PY - F.VID - EA	CAL - CyC - CyL	CAL - CyC - GE	CAL - CyC - CyL - SID	CyC - CAL - GE	CyC - CAL - GE
	<b>VI</b>	MIN - GE - EA - CAL	GE - CAL	GE - CAL - P.ALIM	CAL - GE	MIN	CAL
	<b>VII</b>	CAL - CyC - CyP - GE	CAL - CyC - GE	CyC - CyP - CAL - GE	CAL - CyC - GE	CAL - CyC - CyP	CyC - CAL
	<b>VIII</b>	GE - CAL - CyC	CAL	GE - CAL - CyC - CyP	CAL - GE - CyC	CAL - GE - REF - CyP - CyC	GE - CAL
	<b>IX</b>	CAL - GE - EA - MIN	CAL	CAL - P.ALIM - GE	CAL - F.PLAS - I.GRAF - GE	CAL	CAL - P.ALIM - GE
	<b>X y XIV</b>	CAL - GE - AS	GE - CAL - CyC - AS	GE - CAL	CyP - GE - CAL	CAL - GE	CAL - GE
	<b>XI</b>	GE - CAL	GE - CAL	GE - CAL	GE	CAL - GE	CAL - GE
<b>XII</b>	CAL - REF	REF - CAL - GE	REF - GE	REF - CAL - GE	REF - CAL	CAL	

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del RETC. Año 2008

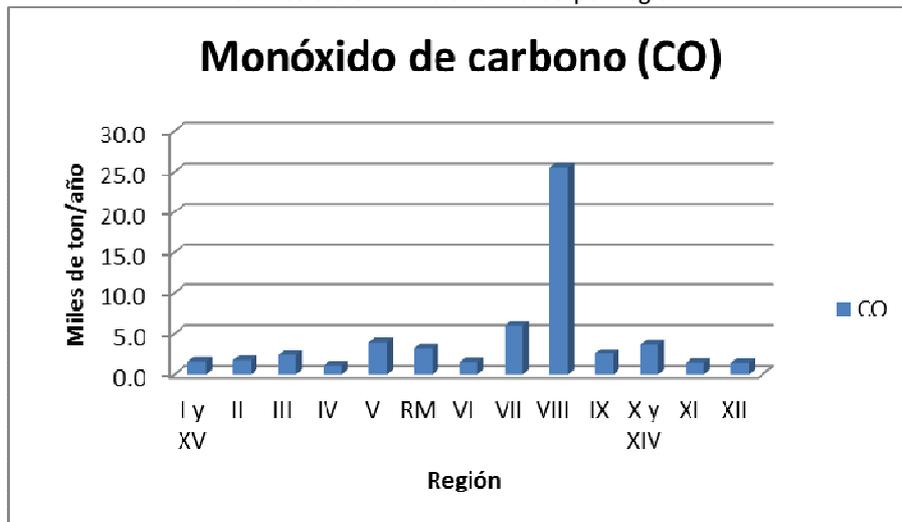
En los siguientes gráficos se representan en 80% de las emisiones generadas en cada región.

Gráfico 3.3.31: Emisiones de PTS por región.



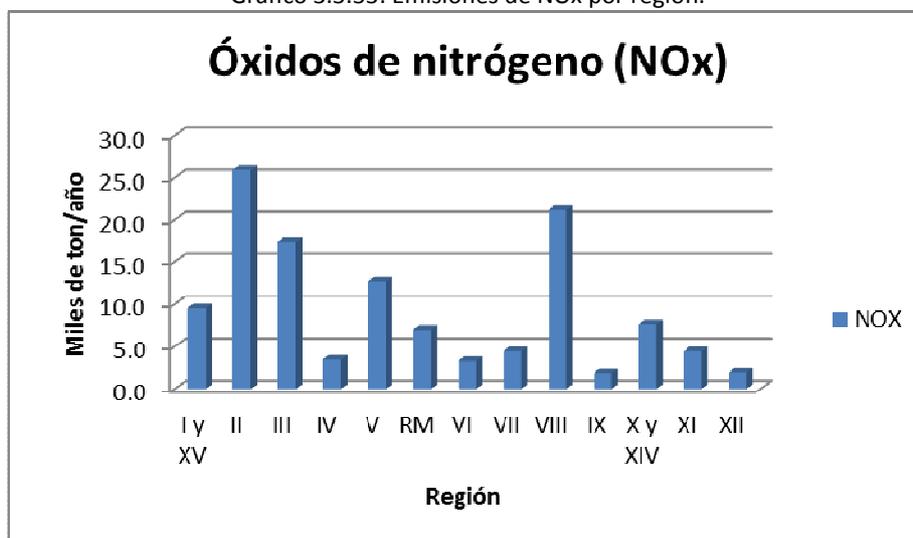
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del RETC. Año 2008

Gráfico 3.3.32: Emisiones de CO por región.



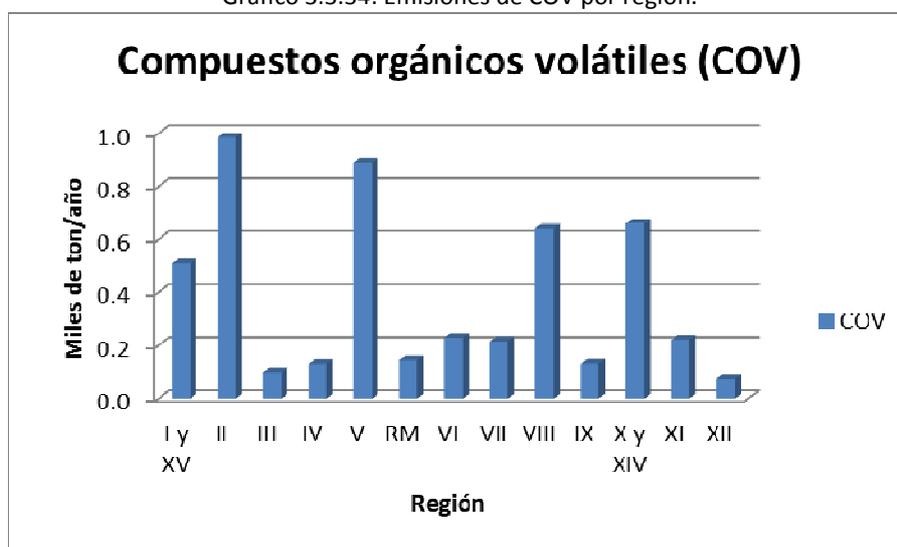
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del RETC. Año 2008

Gráfico 3.3.33: Emisiones de NOx por región.



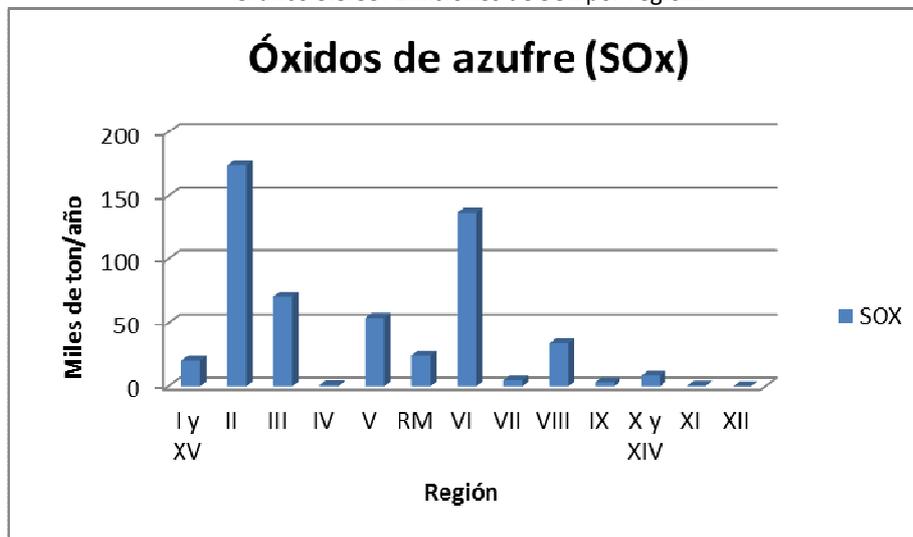
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del RETC. Año 2008

Gráfico 3.3.34: Emisiones de COV por región.



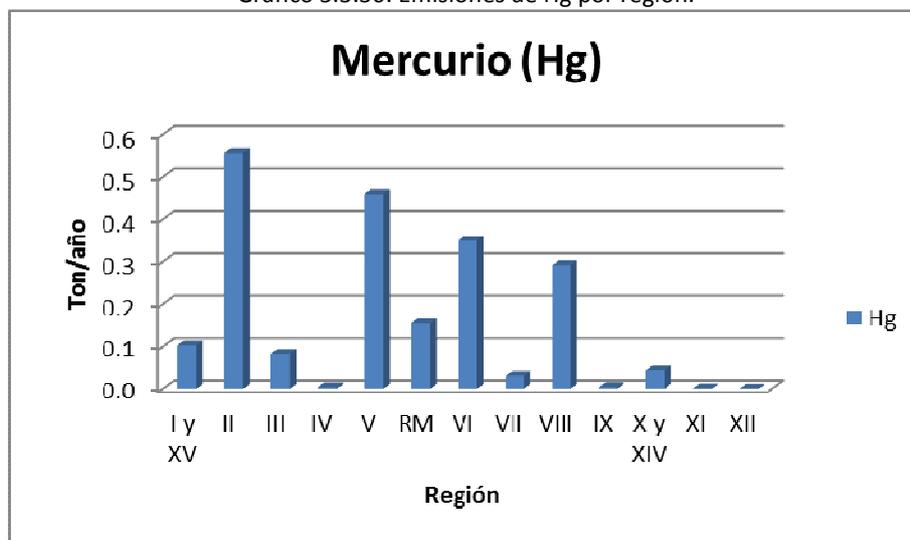
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del RETC. Año 2008

Gráfico 3.3.35: Emisiones de SOx por región.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del RETC. Año 2008

Gráfico 3.3.36: Emisiones de Hg por región.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del RETC. Año 2008

***Análisis por regiones:*****I y XV región.**

En la I y XV región se observa que las mayores emisiones para el CO son generadas por la generación eléctrica y las caldera, con un 19 y 7% respectivamente. Para el resto de los contaminantes analizados la generación eléctrica es la responsable de las emisiones en algunos casos del 100% de las emisiones y en otros no, ya que para algunos contaminantes son otras las fuentes de emisión.

**II región.**

En la II región se observa que la generación eléctrica es la responsable del 100% de las emisiones de Hg y NO<sub>x</sub>, y de un gran porcentaje de las emisiones de COV (96%) y CO (69). Por otro lado la minería alcanza los mayores niveles de emisión de PTS (87%) y SO<sub>x</sub> (79%). Las calderas y la producción de cemento y cal, si bien se encuentran dentro del 80% de los mayores emisores de contaminantes atmosféricos, representan porcentajes bajo el 10% para PTS, CO y COV.

**III región.**

En la III región sigue la tendencia de las otras regiones nortinas, la generación eléctrica es la responsable de sobre el 50% de las emisiones para NO<sub>x</sub>, COV, SO<sub>x</sub> Y Hg. La minería supera el 40% de las emisiones para PTS y SO<sub>x</sub>, y para Hg alcanza el 24% complementando el porcentaje restante de las emisiones de generadas por la generación eléctrica. Cabe destacar que para la generación de CO son otras fuentes (grupos electrógenos) las que generan las mayores emisiones alcanzan, caso similar al de las emisiones de NO<sub>x</sub> donde alcanzan el 48% de las emisiones generadas.

**IV región.**

En la IV región siguiendo con la tendencia de las regiones anteriores, la generación eléctrica es el rubro que genera mayores emisiones superando el 50% de las mismas para los contaminantes PTS, CO, NO<sub>x</sub> y COV. Las calderas generan el 100% de las emisiones de Hg, y superan el 80% de las emisiones de SO<sub>x</sub>. La producción de cemento y cal, si bien se encuentra dentro del 80% de las mayores emisiones de PTS a nivel regional, su porcentaje de participación es despreciable.

**V región.**

En la V región la generación eléctrica es la actividad productiva que genera mayor cantidad de emisiones, partiendo de un 42% para PTS hasta un 100% para Hg. Las calderas superan por un 4% a la generación eléctrica en las emisiones de CO, alcanzando un 47% de las mismas. Actividades productivas que utilizan como materias primas combustibles, disolventes y pinturas, entre otros, son las que generan mayores emisiones de COV

## **INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

apareciendo en primer lugar la refinación de petróleo con un 35% de las emisiones, seguida por la fabricación de plásticos y la fabricación de químicos con un 21 y 22% respectivamente. La minería se hace presente generando el mayor porcentaje de emisiones de SO<sub>x</sub> con un 48%. Por último, la fabricación de cemento y cal posee porcentajes de emisión menores, en comparación con los otros rubros, alcanzando el 16% para PTS y el 21% para NO<sub>x</sub>.

### **VI región.**

En la VI región las emisiones de PTS son generadas en su mayoría por la actividad minera (45%), actividad que genera además el 100% de las emisiones de SO<sub>x</sub>. La generación eléctrica nuevamente genera altas cantidades de contaminantes sobre el 30% para PTS, CO, NO<sub>x</sub> Y COV. Las calderas por su parte generan el 100% de las emisiones de Hg, alcanzando también la mayor cantidad de emisiones de COV con un 58% de las mismas. Por último, dos actividades características de esta zona del país como lo son la extracción de áridos y la producción de alimentos generan emisiones considerables de PTS (21%) y NO<sub>x</sub> (9%) respectivamente.

### **VII región**

En la VII región las emisiones de COV son generados en su mayoría (61%) por grupos electrógeno, quedando fuera del alcance del presente trabajo. Los contaminantes atmosféricos generados por la producción de cemento y cal rondan el 20% para PTS, CO y SO<sub>x</sub>, y tienen porcentajes superiores al 60% para COV y Hg. La producción de celulosa y papel, proceso productivo concentrado en la zona centro – sur de Chile, genera emisiones considerables de PTS y NO<sub>x</sub> alcanzando el 17 y 19% de las mismas respectivamente.

### **VIII región**

En la VIII región las emisiones de Hg son generadas solamente por dos rubros, la generación eléctrica y las calderas con un 84 y 16% de las emisiones respectivamente. Si bien la región se caracteriza por la producción de celulosa y papel, esta actividad productiva no genera grandes emisiones de contaminantes, alcanzando el 1% de NO<sub>x</sub> y el 2% de SO<sub>x</sub>. Nuevamente las calderas y la generación eléctrica aparecen como las actividades productivas que generan mayores emisiones, igualando prácticamente sus niveles de emisión de SO<sub>x</sub> (43 y 46% respectivamente), y presentando porcentajes de emisiones considerables para PTS, CO, NO<sub>x</sub> y COV. La refinación de petróleo sólo presenta emisiones de SO<sub>x</sub> alcanzando el 7% de las mismas. Por último, es importante señalar que el 53% de las emisiones de NO<sub>x</sub> son generadas por grupos electrógenos que no son considerados en el presente trabajo.

## **INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### **IX región.**

En la IX región las calderas son el rubro que genera la mayor cantidad de emisiones, alcanzando el 34% de las emisiones de COV, el 69 y 79% de las emisiones de NO<sub>x</sub> y PTS respectivamente, y niveles superiores al 97% para la emisión de Hg, SO<sub>x</sub> y CO. Respecto a las emisiones de COV otro rubro que genera una porcentaje considerable (25%) de los mismos es la fabricación de plásticos. El resto de las actividades productivas, si bien generan emisiones atmosféricas, es en porcentajes menores a los mencionados anteriormente.

### **X y XIV región**

En la X y XIV regiones la producción de celulosa y papel concentra el 52% de las emisiones de COV y sólo el 6% de las de CO. Por su parte la generación eléctrica presenta niveles de emisión superiores al 30% del total de las emisiones para COV, PTS, CO y NO<sub>x</sub>, y sólo el 10% de las emisiones de Hg. Las emisiones de SO<sub>x</sub> son generadas principalmente por las calderas, con un 87% de las emisiones, actividad productiva que además genera el 50% de las emisiones de Hg, el 44% de las emisiones de PTS y cantidades menores de emisiones de COV, CO y NO<sub>x</sub>. Las emisiones generadas por los aserraderos se concentran principalmente en las PTS alcanzando un 11% y en un porcentaje menor al CO (4%). Cabe destacar que los grupos electrógenos generan un 44% de las emisiones de NO<sub>x</sub> de la región, sin embargo estos quedan fuera del alcance del presente trabajo.

### **XI región.**

En la XI región las emisiones de contaminantes atmosféricos generadas, se concentran en dos actividades productivas dentro del alcance del trabajo, las calderas y la generación eléctrica. La primera genera un 62% de las emisiones de Hg, un 48% de SO<sub>x</sub> y porcentajes inferiores al 7% para PTS, CO y NO<sub>x</sub>. La generación eléctrica genera emisiones que alcanzan el 55% del total para PTS y CO, un 38% para NO<sub>x</sub> y COV, y porcentajes no menores al 31% para los contaminantes restantes. Los grupos electrógenos generan porcentajes no despreciables de contaminantes atmosféricos, teniendo niveles del 21% para SO<sub>x</sub>, 38% para PTS y CO, y superiores al 60% para NO<sub>x</sub> y COV, cabe destacar que este rubro queda marginado del presente trabajo.

### **XII región.**

En la XII región la refinación de petróleo es el rubro productivo que genera mayores emisiones presentando porcentajes de 41% de generación de PTS, 71% de CO, 59% de NO<sub>x</sub>, 88% de COV y 70% de SO<sub>x</sub>. La generación eléctrica por su parte presenta genera un 41% de las emisiones de NO<sub>x</sub> y porcentajes menores al 10% para CO y COV. Por último las calderas generan el 83% de las emisiones de Hg y porcentajes superiores al 19% para CO, PTS, SO<sub>x</sub>, y en un nivel mucho menor los COV con un 6% de las emisiones totales.

## **INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### **Región Metropolitana (RM).**

En la RM las emisiones de PTS son generadas principalmente por las calderas (18%), la producción de cemento y cal (15%), la producción de alimentos (10%) y otros rubros que poseen porcentajes de generación inferiores al 9%. además cabe destacar que un 22% de las emisiones son generadas por procesos industriales fuera del alcance del presente trabajo, por ejemplo grupos electrógenos. Las calderas a su vez generan las mayores cantidades de emisiones de CO, NO<sub>x</sub> y COV, con un 55%, 57% y 82% respectivamente. Las emisiones de SOX son generadas en su mayoría por la producción de cemento y cal (85%), al igual que las emisiones de Hg (68%). La generación eléctrica alcanza porcentajes considerables de emisiones para NO<sub>x</sub>, Hg y SO<sub>x</sub>, con un 18%, 15% y 7% respectivamente.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### 3.4 Análisis sobre otros tipos de procesos de combustión que ameriten ser regulados.

De acuerdo al IPCC<sup>48</sup>, las actividades que deben ser consideradas para combustión de fuentes estacionarias, son las siguientes:

Tabla 3.4.1: Fuentes estacionarias de combustión.

CÓDIGO IPCC		NOMBRE	DEFINICIONES
1		ENERGÍA	Todas las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la combustión y las emisiones fugitivas de los combustibles. Emisiones de los usos no energéticos de los combustibles generalmente no se incluyen aquí, pero se consideran en los respectivos Procesos Industrial.
1		Actividades de combustión de combustibles	Las emisiones de la oxidación intencional de materiales dentro de un equipo que está diseñado para proporcionar calor y bien en forma de calor o como trabajo mecánico a un proceso o para su uso fuera del equipo
1 A 1		Industrias de Energía	Comprende las emisiones de la quema de combustibles tanto para la extracción del combustible o para la producción de energía.
1 A 1	a	Actividad Principal Producción de Electricidad y calor	Es la suma de las emisiones de la generación de electricidad, generación de electricidad y calor (ciclo combinado). Se definen como aquellas empresas cuya actividad principal es proporcionar suministros al sector público o al privado. Las emisiones propias por el uso de combustible deben ser incluidas. Las emisiones de las empresas que generan electricidad / calor, total o en parte para su propio uso, como actividad que corresponde a su actividad principal) debe ser asignado al sector donde se generaron y no en este punto.
1 A 1	a	i Generación de electricidad	Comprende las emisiones de todo el combustible usado para la generación electricidad, excepto los de producción combinada de calor y electricidad.
1 A 1	a	ii Generación de ciclo combinado de calor y potencia (CHP)	Emisiones de la producción de calor y energía eléctrica para venta al público, en una Instalación de CHP.
1 A 1	a	iii Plantas de calor	Plantas de producción de calor para venta por redes.
1 A 1	b	Refinería de Petróleo	Todas las actividades de combustión de apoyo a la refinación de productos del petróleo, incluyendo la combustión in-situ para la generación de electricidad y calor para uso propio. No incluye emisiones evaporativas que se producen en la refinería. Estas emisiones deben ser declaradas por separado en el código 1 B 2 a.

<sup>48</sup> IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

<b>CÓDIGO IPCC</b>		<b>NOMBRE</b>	<b>DEFINICIONES</b>
1 A 1	c	Fabricación de Combustibles sólidos y otras Industrias de Energía	Emisiones de combustión de uso de combustible durante la fabricación de los productos secundarios y terciarios de los combustibles sólidos, incluyendo producción de carbón vegetal. Las emisiones del uso combustible in-situ para uso propio, deben ser incluidas. También incluye la combustión para la generación de electricidad y calor para uso propio en estas las industrias.
1 A 1	c	i Fabricación de Combustibles Sólidos	Las emisiones debidas a la combustión de combustibles para la producción de coque y briquetas de carbón.
1 A 1	c	ii Energía Otras Industrias	Se consideran las emisiones de combustión derivadas de la producción de energía propia (in situ) y que no se haya mencionado más arriba o cuyos datos no están disponibles por separado. Esto incluye las emisiones de la generación propia de energía usada para la producción de carbón, bagazo de caña, aserrín, y quema de biocombustibles, así como el combustible utilizado para la extracción en la minería del carbón, petróleo y gas y la transformación y modernización de gas natural. Esta categoría también incluye las emisiones del proceso de pre-combustión para la captura y almacenamiento de CO <sub>2</sub> . Las emisiones de transporte por la red de distribución, se debe considerar bajo el código 1 A 3 e.
1 A 2		Industrias manufactureras y Construcción	Emisiones de la combustión de combustibles en la industria. También incluye de combustión para la generación de electricidad y calor para uso propio. Las emisiones de la combustión en los hornos de coque en la industria del hierro y el acero deben ser considerada en el código 1 A 1 c y no dentro de la industria manufacturera. Las emisiones del sector de la industria deben ser especificadas por sub-categorías según la Norma Internacional Industrial Internacional Uniforme de todas las Actividades Económicas (CIIU). La energía utilizada para el transporte de la industria no deben ser reportados aquí, sino en Transporte (1 A 3). Las emisiones debidas a transporte fuera de ruta y otros tipos de maquinaria móvil en la industria debería, si posible, ser considerado como una subcategoría aparte. Para cada país, deben ser reportadas las emisiones, considerando las categorías industriales, así como los mayores emisores por tipo de contaminantes. Una lista de sugerencias de categorías se detallan a continuación:
1 A 2	a	Hierro y Acero	
1 A 2	b	Metales no ferrosos	
1 A 2	c	Químicos	
1 A 2	d	Pulpa, Papel e impresión	
1 A 2	e	Procesamiento de Alimentos, Bebidas y Tabaco	
1 A 2	f	Minerales no metálicos	Incluye productos como vidrio, cerámica, cemento
1 A 2	h	Maquinaria	Incluye fabricación de productos metálicos, maquinaria y equipo que no sean medios de transporte

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

CÓDIGO IPCC		NOMBRE	DEFINICIONES
1 A 2	i	Minería y Extracción (excluyendo combustibles)	
1 A 2	j	Productos de madera y de madera	
1 A 2	k	Construcción	
1 A 2	l	Textil y Cuero	
1 A 2	m	Industrias no especificadas	Cualquier industria manufacturera no señalada más arriba o cuando los datos no están disponibles por separado.
1 A 4		Otros sectores	Emisiones de las actividades de combustión como se describe a continuación, incluyendo la combustión para la generación de electricidad y calor para uso propio de estos sectores.
1 A 4	a	Comercial / Institucional	Las emisiones de la combustión de combustibles a nivel comercial como edificios institucionales.
1 A 4	b	Residencial	Todas las emisiones de la combustión de combustibles en los hogares y edificios.
1 A 4	c	Agricultura / silvicultura/ Pesca / cultivo de peces	Emisiones de la combustión de combustible en la agricultura, la silvicultura, la pesca y las industrias como la piscicultura. Transporte agrícola se excluye.
1 A 4	c	Estacionario	Las emisiones de combustibles quemados en bombas, secado de granos, invernaderos hortícolas y otros productos agrícolas, forestales o combustión en la industria pesquera.

Fuente: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Capítulo 2 "Stationary Combustion", Sección 2.2 "Description of sources", tabla 2.1, página 2.7

El documento analizado del IPCC no da cuenta de los límites de emisión para las actividades analizadas.

A la luz de la tabla anterior y contrarrestándola con la experiencia del equipo de trabajo, en cuanto al nivel de emisiones, se debiera tener en cuenta la inclusión de las siguientes actividades en regulaciones específicas:

- Batería de coque y torre de apagado de las industria del hierro y acero
- Todas las actividades de combustión de apoyo a la refinación de productos del petróleo
- Fundiciones de oro, plata, zinc, plomo y hierro, en el caso de existir o que pudieran existir en un futuro próximo en Chile
- Hornos de vidrio
- Producción de cerámica
- Fabricación de cemento (horno de Clinker), ya que sólo estaría regulado si se realiza cogeneración.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

En los capítulos 3.1.1.2 al 3.1.1.8 se muestran diferentes normativas de emisión de contaminantes para procesos específicos, dentro de los cuales se encuentra la industria siderúrgica (particularmente con la etapa de batería de coque, la fundición de acero), la refinación de petróleo (cracking catalítico, reformación catalítica y para las unidades de recuperación de azufre), la fabricación de cemento y cal (horno de Clinker), la fabricación de vidrio (horno de vidrio), etc. Para el caso de la industria siderúrgica, sólo existe una empresa que se encuentra en la VIII Región, los contaminantes típicos de este tipo de procesos son Benceno, Tolueno, Xileno (BTX) y material particulado. En el caso de las fundiciones de acero, en el país existen 77 fundiciones en la RM y 55 en regiones<sup>49</sup> y a nivel internacional se regulan emisiones de material particulado y HAP metálicos. Cuando se habla de refinación de petróleo, donde en el país existen 2 fuentes una en la VIII y otra en la V Región, los contaminantes que se regulan a nivel internacional son material particulado, Níquel o HAP metálicos. Para el caso de fabricación de cemento, los parámetros que se miden son material particulado, opacidad, dioxinas y furanos, HCl, Hidrocarburos Totales y Mercurio. En este último caso, existen 3 empresas con plantas a nivel nacional, el grupo Polpaico posee una planta de fabricación de cemento ubicada en la RM (TilTil). Cementos BioBio tiene 3 plantas, en Antofagasta, Curicó y Talcahuano. La tercera empresa dedicada a la producción de cemento es Melón, quienes tienen una planta ubicada en La Calera. En el caso de las empresas dedicadas a la fabricación y/o reciclaje de vidrio, éstas se encuentran en la VIII Región (Vidrios Lirquén) y en la Región Metropolitana (Cristalerías Toro y Cristalerías Chile).

Por otro lado, Reino Unido tiene regulaciones para procesos de combustión divididas por tamaño de potencia de entrada y tiene diversas fases de entrada en vigencia, comenzando por las de mayor tamaño.

Según la Agencia del Medio Ambiente de Reino Unido<sup>50</sup>, para una norma de combustión deberán considerarse las siguientes instalaciones:

- Instalaciones de combustión con una potencia mayor a 20 MW (excepto las instalaciones que queman residuos)
- Refinación de petróleo mineral
- Producción de Coque
- Minerales metálicos (incluido el mineral sulfuroso) calcinación o sintetización, incluida la peletización

---

<sup>49</sup> [www.fundiciones.cl](http://www.fundiciones.cl)

<sup>50</sup> Government Guidance for Operators on Inclusion Criteria for Phase III (2013 - 2020) [Excluding aviation] Version 2.1,

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- La producción de arrabio o acero (fusión primaria o secundaria), incluidas las de colada continua, con una capacidad superior a 2,5 toneladas por hora.
- Producción o transformación de metales férreos (como ferroaleaciones) cuando las unidades de combustión tienen una potencia térmica nominal total superior a 20 MW. El procesamiento incluye, entre otras cosas, los trenes de laminación, recalentadores, hornos de recocido, forjas, fundición, de recubrimiento y decapado
- Producción o procesamiento de metales no ferrosos, incluida la producción de aleaciones, el refinado, fundición, etc., donde las unidades de combustión tengan una potencia térmica nominal total (incluidos los combustibles utilizados como agentes reductores) superior a 20 MW
- La producción de cemento clínker en hornos rotatorios con una capacidad de producción superior a 500 toneladas diarias, o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción exceding 50 toneladas por día
- Producción de cal o calcinación de dolomita o magnesita en hornos rotatorios o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción superior a 50 toneladas por día
- Manufactura de vidrio, incluida Fibra de Vidrio con una capacidad de fundición de 20 toneladas por día
- Fabricación de productos cerámicos mediante horneado, en particular de tejas, ladrillos, ladrillos refractarios, azulejos, cerámica gres o porcelanas, con una capacidad de producción superior a 75 toneladas por día
- Fabricación de material aislante de lana mineral utilizando vidrio, roca o escoria, con una capacidad de fusión superior a 20 toneladas por día
- Secado o calcinación de yeso o producción de placas de yeso y otros productos de yeso, donde las unidades de combustión tengan una potencia térmica nominal total superior a 20 MW
- La producción de pulpa de madera o de otras materias fibrosas
- La producción de papel o cartón con una capacidad de producción superior a 20 toneladas por día
- La producción de carbón incluida la carbonización de sustancias orgánicas como aceites, alquitranes, residuos de destilación y craqueo, donde las unidades de combustión tengan una potencia térmica nominal total superior a 20 MW.

### 3.5 Análisis y descripción de las disponibilidades y tipos de combustibles que se consumen a nivel regional.

#### 3.5.1 Consumo de Combustibles a Nivel Nacional y Regional

Los combustibles utilizados por las calderas corresponden a Carbón, Gas, Gas Natural, Madera, Petróleo N° 2 (Diesel), Petróleo N° 5 y Petróleo N° 6. El siguiente informe presentará el consumo de los combustibles mencionados anteriormente.

La información que se presenta se obtuvo de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA) del INE y del Informe estadístico de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC). El informe estadístico de la SEC solo entrega los consumos de combustibles derivados del petróleo, tanto líquidos como gaseosos. A diferencia de la ENIA que contempla además otros combustibles, como la leña, el carbón, etc.

Es importante señalar que, a la fecha de publicación del presente informe la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA) no se encuentra actualizada, en consecuencia los datos que se presentan corresponden al año 2008.

A continuación, se presenta el consumo del sector industrial de petróleo combustible, diesel, carbón, GLP, gas natural y leña por región.

#### **a. Consumo de Petróleo Combustible N° 5 y N° 6**

En la siguiente tabla se presenta el consumo de petróleo combustible N° 5 y N° 6 por regiones, durante el año 2008

Tabla 3.5.1. Consumo de Petróleo Combustible N° 5 y N° 6 por Región, Año 2008.

REGION	Petróleo Combustible N° 5 y N° 6 (m <sup>3</sup> )	
	ENIA <sup>(a)</sup>	SEC <sup>(b)</sup>
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>1.370.933</b>	<b>1.322.354</b>
Región de Tarapacá	47.340	126.971
Región de Antofagasta	251.512	241.476
Región de Atacama	36.726	36.988
Región de Coquimbo	5.037	8.333
Región de Valparaíso	96.157	65.626
Región de O'Higgins	45.910	100.769
Región del Maule	63.006	83.151
Región del BíoBío	387.456	457.467

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Región de La Araucanía	25.904	8.483
Región de Los Lagos	11.795	24.896
Región de Aysén	411	198
Región de Magallanes y Antártica	365	556
Región Metropolitana	320.288	105.863
Región de Los Ríos	59.914	43.533
Región de Arica y Parinacota	19.112	18.044

Fuente:

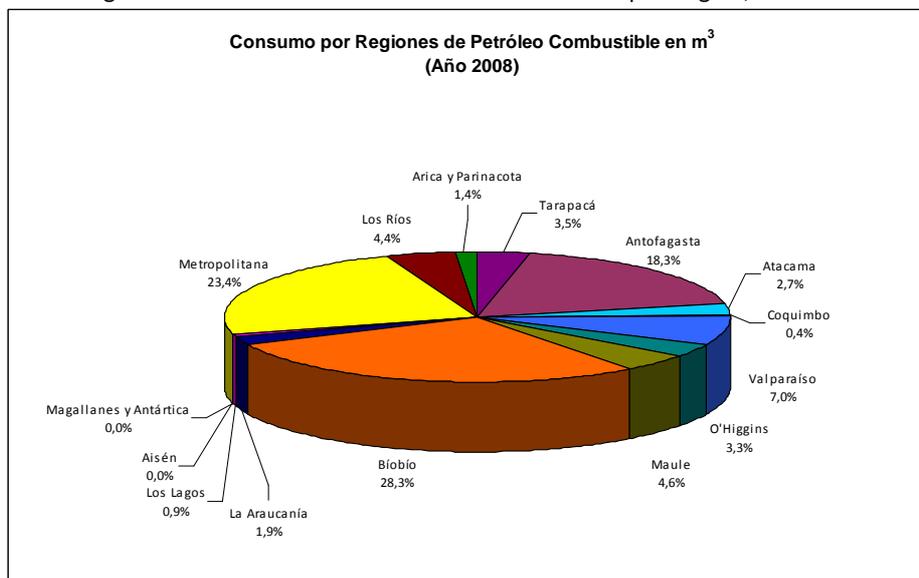
(a) Información obtenida de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA) Año 2008

(b) Información obtenida del Informe Estadístico Año 2008 de la SEC

Al realizar la comparación entre la información de la ENIA y del informe estadístico de la SEC, se puede apreciar que existe diferencia en el consumo de petróleo combustible de un 3,5%.

De acuerdo a la información del ENIA, las regiones con mayor consumo de petróleo combustible N° 5 y N° 6 en el año 2008 son la VIII (28,3%), le sigue la Región Metropolitana (23,4%), la región de Antofagasta (18,3%) y la región de Valparaíso (7%), ver figura siguiente.

Figura N° 3.5.1. Consumo de Petróleo Combustible por Región, Año 2008



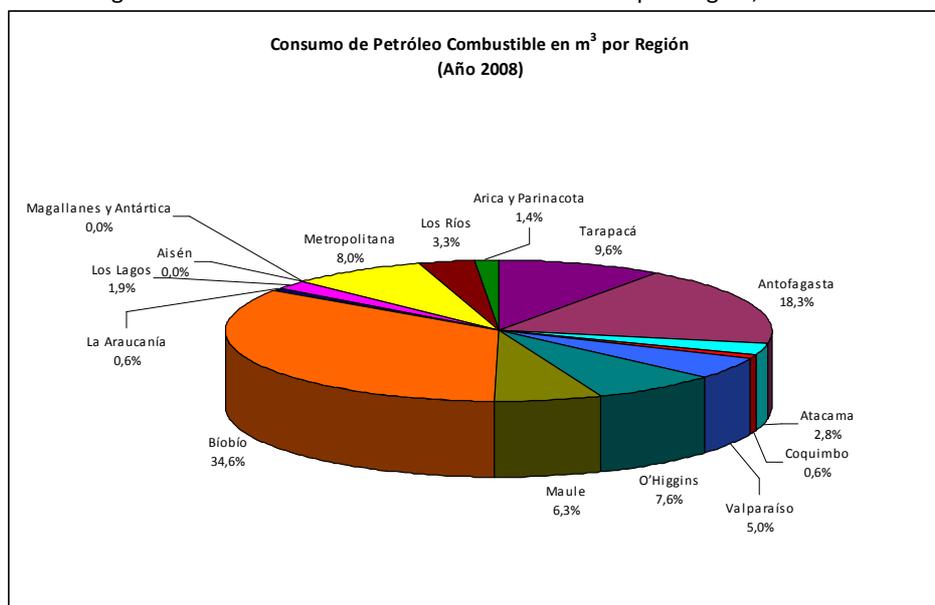
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA), Año 2008.

Por el contrario, según la información de la SEC las regiones con mayor consumo de petróleo N° 5 y N° 6 son la VIII (34,6%), le sigue la región de Antofagasta (18,3%), la región de Tarapacá (9,6%), la Región Metropolitana (8%) y la región de O'Higgins (7,6%), ver figura siguiente:

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Figura N° 3.5.2. Consumo de Petróleo Combustible por Región, Año 2008



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Informe Estadístico de la SEC, Año 2008.

A continuación, se presenta el consumo del petróleo combustible N° 5 y N° 6 de los años 2009 y 2010 del Informe Estadístico de la SEC

Tabla 3.5.2: Consumo de Petróleo Combustible N° 5 y N° 6 en m<sup>3</sup> por Región, Año 2009 y 2010.

REGION	Año 2009	Año 2010
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>1.212.372</b>	<b>1.042.788</b>
Región de Tarapacá	110.490	124.847
Región de Antofagasta	218.286	186.023
Región de Atacama	49.430	38.521
Región de Coquimbo	5.044	4.718
Región de Valparaíso	83.794	114.621
Región de O'Higgins	86.003	72.586
Región del Maule	68.767	78.649
Región del BíoBío	403.681	291.490
Región de La Araucanía	7.955	8.808
Región de Los Lagos	19.748	21.794
Región de Aysén	429	27
Región de Magallanes y Antártica	0	55
Región Metropolitana	88.754	35.746
Región de Los Ríos	53.623	52.244
Región de Arica y Parinacota	16.367	12.658

Fuente: Información obtenida del Informe Estadístico Año 2009 y 2010 de la SEC

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

En el año 2009, las regiones con mayor consumo de petróleo combustible N° 5 y N° 6 son la Región del BíoBío (33,3%), la región de Antofagasta (18,0%) y la Región de Tarapacá (9,1%). En cambio, en el año 2010, las regiones con mayor consumo de petróleo combustible siguen siendo las mencionadas anteriormente (BíoBío (28,0%), Antofagasta (17,8%) y Tarapacá (12,0%)), sumándose la región de Valparaíso (11,0%).

### **b. Consumo de Petróleo Diesel**

El Diesel es utilizado en máquinas de combustión interna de alto aprovechamiento de energía y con elevado rendimiento de eficiencia mecánica, así como en el parque vehicular equipado con motores diseñados para este combustible: camiones, automóviles y camionetas diesel, minibuses, autobuses, maquinaria pesada para la construcción, locomotoras, maquinaria agrícola e industrial y turbinas para generación eléctrica, entre otros. Por lo anterior, es importante señalar que existe una cantidad no determinada de consumo de diesel por parte de pequeñas empresas.

Es importante señalar, que la información que entrega la ENIA acerca del consumo de diesel corresponde al utilizado en motores y maquinaria de combustión. Es por ello, que solo se presenta la información que entrega la SEC.

El consumo de diesel por región durante el año 2008, se presenta a continuación.

Tabla 3.5.3: Consumo de Diesel por Región, Año 2008.

REGION	Diesel (m <sup>3</sup> )	
	ENIA <sup>(a), (b)</sup>	SEC <sup>(c)</sup>
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>S/I</b>	<b>7.799</b>
Región de Tarapacá	S/I	S/I
Región de Antofagasta	S/I	S/I
Región de Atacama	S/I	S/I
Región de Coquimbo	S/I	S/I
Región de Valparaíso	S/I	S/I
Región de O'Higgins	S/I	S/I
Región del Maule	S/I	S/I
Región del BíoBío	S/I	S/I
Región de La Araucanía	S/I	S/I
Región de Los Lagos	S/I	S/I
Región de Aysén	S/I	S/I
Región de Magallanes y Antártica	S/I	7.799
Región Metropolitana	S/I	S/I
Región de Los Ríos	S/I	S/I
Región de Arica y Parinacota	S/I	S/I

Fuente: (a) Información obtenida de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA) Año 2008

(c) Información obtenida de Informe Estadístico Año 2008 de la SEC

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Nota: (b) El consumo de diesel por el sector industrial corresponde al utilizado en motores y maquinarias de combustión

S/I: Sin información

A continuación, se presenta el consumo de diesel de los años 2009 y 2010 del Informe Estadístico de la SEC:

Tabla 3.5.4: Consumo de Diesel en m<sup>3</sup> por Región, Año 2009 y 2010.

REGION	Año 2009	Año 2010
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>S/I</b>	<b>30.630</b>
Región de Tarapacá	S/I	S/I
Región de Antofagasta	S/I	S/I
Región de Atacama	S/I	S/I
Región de Coquimbo	S/I	S/I
Región de Valparaíso	S/I	20.122
Región de O'Higgins	S/I	S/I
Región del Maule	S/I	504
Región del Biobío	S/I	976
Región de La Araucanía	S/I	S/I
Región de Los Lagos	S/I	S/I
Región de Aysén	S/I	S/I
Región de Magallanes y Antártica	S/I	4.584
Región Metropolitana	S/I	4.444
Región de Los Ríos	S/I	S/I
Región de Arica y Parinacota	S/I	S/I

Fuente: Información obtenida del Informe Estadístico Año 2009 y 2010 de la SEC

Nota: S/I: Sin información

Durante el año 2009, no hubo consumo de diesel a nivel nacional a diferencia del año 2010, que tuvo un consumo de 30.630 m<sup>3</sup> de este tipo de combustible. Es importante hacer el alcance que existe una cantidad no determinada de consumo de diesel para el uso en calderas.

### **c. Consumo de Gas Licuado de Petróleo (GLP)**

El consumo del gas licuado de petróleo por región durante el año 2008, se presenta a continuación:

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Tabla 3.5.5: Consumo de GLP por Región, Año 2008.

REGION	GLP (ton)	
	ENIA <sup>(a)</sup>	SEC <sup>(b), (c)</sup>
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>136.389</b>	<b>490.064</b>
Región de Tarapacá	577	6.060
Región de Antofagasta	5.301	16.097
Región de Atacama	806	4.854
Región de Coquimbo	252	8.086
Región de Valparaíso	15.788	32.353
Región de O'Higgins	2.741	31.278
Región del Maule	1.962	13.844
Región del BíoBío	6.754	34.883
Región de La Araucanía	662	14.044
Región de Los Lagos	1.782	23.992
Región de Aysén	45	3.850
Región de Magallanes y Antártica	115	886
Región Metropolitana	97.625	287.370
Región de Los Ríos	259	4.756
Región de Arica y Parinacota	1.718	7.712

Fuente: (a) Información obtenida de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA) Año 2008

(b) Información obtenida de Informe Estadístico Año 2008 de la SEC

Nota: (c) Se consideró solo el consumo GLP a granel

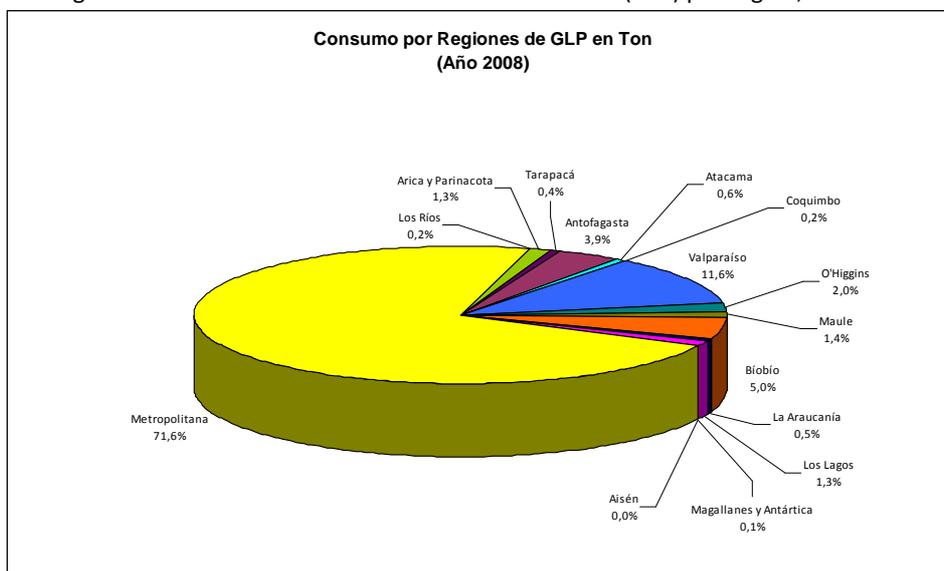
Al realizar la comparación entre la información de la ENIA y del informe estadístico de la SEC, se puede apreciar que existe diferencia en el consumo de GLP de un 73%.

De acuerdo a la información de la ENIA, las regiones con mayor consumo de GLP en el año 2008 son la Metropolitana (71,6%), le sigue la Región de Valparaíso (11,6%) y la región del BíoBío (5%), ver figura siguiente.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

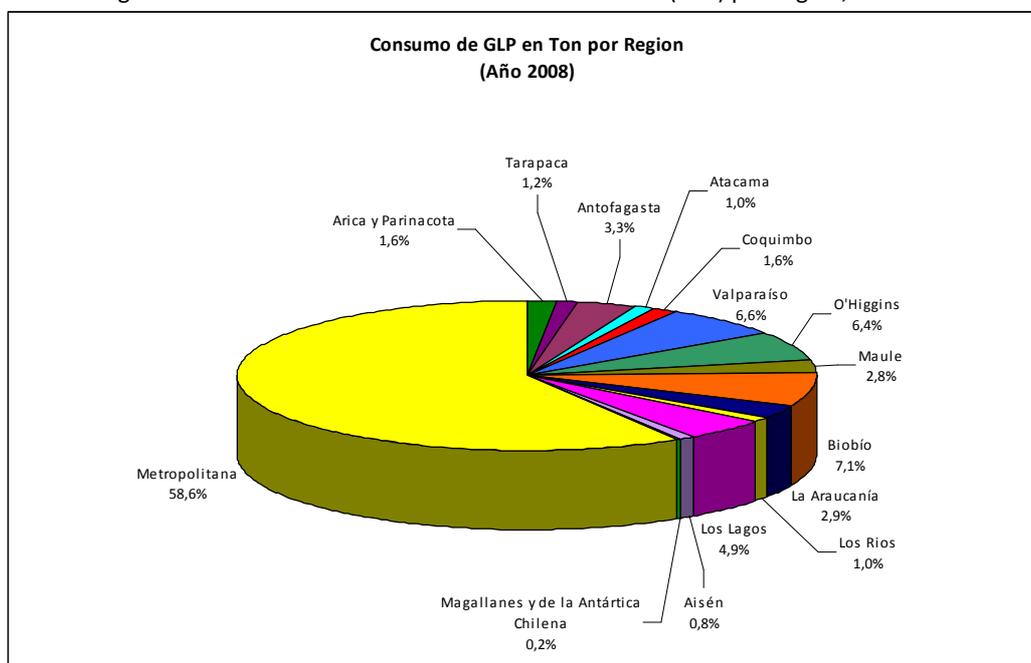
Figura N° 3.5.3. Consumo de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por región, Año 2008



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA), Año 2008.

En cambio, según la información de la SEC las regiones con mayor consumo de GLP son la Metropolitana (58,6%), Biobío (7,1%) y Valparaíso (6,6%), ver figura siguiente

Figura N° 3.5.4. Consumo de Gas Licuado de Petróleo (GLP) por región, Año 2008



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Informe Estadístico de la SEC, Año 2008.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

A continuación, se presenta el consumo de GLP de los años 2009 y 2010 del Informe Estadístico de la SEC

Tabla 3.5.6: Consumo de GLP en Ton por Región, Año 2009 y 2010.

REGION	Año 2009	Año 2010
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>512.407</b>	<b>439.336</b>
Región de Tarapacá	6.356	6.417
Región de Antofagasta	14.482	27.449
Región de Atacama	4.519	5.228
Región de Coquimbo	8.586	8.679
Región de Valparaíso	29.061	30.113
Región de O'Higgins	33.939	35.514
Región del Maule	15.671	15.718
Región del BíoBío	34.853	35.352
Región de La Araucanía	13.451	16.250
Región de Los Lagos	18.712	23.404
Región de Aysén	8.043	4.847
Región de Magallanes y Antártica	931	1.104
Región Metropolitana	310.447	212.655
Región de Los Ríos	6.485	7.804
Región de Arica y Parinacota	6.872	8.802

Fuente: Información obtenida del Informe Estadístico Año 2009 y 2010 de la SEC

En el año 2009, las regiones con mayor consumo de GLP son la Región Metropolitana (60,5%), la región del BíoBío (6,8%), la región de O'Higgins (6,6%). En el año 2010, las regiones con mayor consumo de gas natural siguen siendo las mencionadas anteriormente (Metropolitana (48,4%), O'Higgins (8,0%) y BíoBío (8,0%)), sumándose la región de Valparaíso (6,8%).

#### **d. Consumo de Gas Natural**

En la tabla siguiente se presenta el consumo de gas natural (GN) por región durante el año 2008:

Tabla 3.5.7: Consumo de GN por Región, Año 2008.

REGION	GN (m <sup>3</sup> )	
	ENIA <sup>(a)</sup>	SEC <sup>(b)</sup>
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>174.157.107</b>	<b>616.228.892</b>
Región de Tarapacá	119.088	S/I
Región de Antofagasta	21.269.585	1.521.297
Región de Atacama	437.674	S/I
Región de Coquimbo	74.937	S/I
Región de Valparaíso	27.523.004	93.540.707

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

REGION	GN (m <sup>3</sup> )	
	ENIA <sup>(a)</sup>	SEC <sup>(b)</sup>
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>174.157.107</b>	<b>616.228.892</b>
Región de O'Higgins	7.621.779	6.871.133
Región del Maule	643.646	S/I
Región del Biobío	11.316.582	23.402.442
Región de La Araucanía	33.236	S/I
Región de Los Lagos	1.175.751	S/I
Región de Aysén	1.440	S/I
Región de Magallanes y Antártica	81.229.456	302.567.712
Región Metropolitana	22.419.021	188.325.601
Región de Los Ríos	219.150	S/I
Región de Arica y Parinacota	72.758	S/I

Fuente: (a) Información obtenida de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA) Año 2008

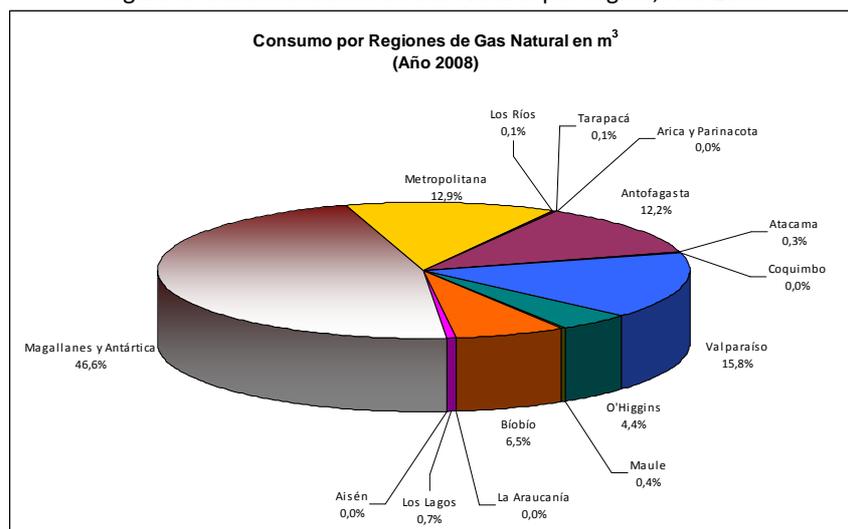
(b) Información obtenida de Informe Estadístico Año 2008 de la SEC

Nota: S/I: Sin información

Al realizar la comparación entre la información de la ENIA y de la SEC, se puede apreciar que existe diferencia en el consumo de GN de un 28,3% debido a que la SEC considera el consumo de los sectores industrial, comercial, residencial y fiscal a diferencia de la ENIA que solo entrega información del sector industrial (establecimientos manufactureros con una ocupación de 10 y más personas)

De acuerdo a la información del ENIA, las regiones con mayor consumo de Gas Natural en el año 2008 son Magallanes y Antártica (46,6%), Valparaíso (15,8%), Metropolitana (12,9%) y la región de Antofagasta (12,2%), ver figura siguiente.

Figura N° 3.5.5. Consumo de Gas Natural por región, Año 2008



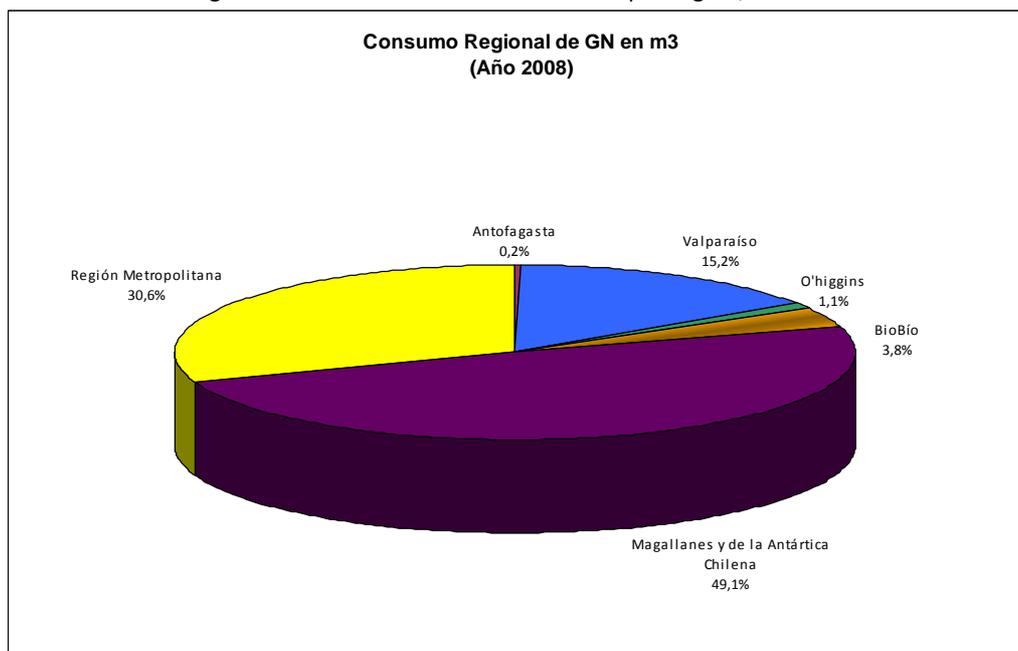
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA), Año 2008.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

En cambio, según la información de la SEC las regiones con mayor consumo de GN son Magallanes y Antártica (49,1%), Metropolitana (30,6%) y Valparaíso (15,2%), ver figura siguiente:

Figura N° 3.5.6. Consumo de Gas Natural por región, Año 2008



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Informe Estadístico Año 2008 de la SEC

A continuación, se presenta el consumo de gas natural de los años 2009 y 2010 del Informe Estadístico de la SEC

Tabla 3.5.8: Consumo de GN en m<sup>3</sup> por Región, Año 2009 y 2010.

REGION	Año 2009	Año 2010
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>776.993.154</b>	<b>1.154.513.981</b>
Región de Tarapacá	S/I	S/I
Región de Antofagasta	1.516.008	1.542.669
Región de Atacama	S/I	S/I
Región de Coquimbo	S/I	S/I
Región de Valparaíso	123.550.865	154.215.935
Región de O'Higgins	16.296.074	39.836.205
Región del Maule	S/I	S/I
Región del BíoBío	22.566.463	24.285.435
Región de La Araucanía	S/I	S/I
Región de Los Lagos	S/I	S/I
Región de Aysén	S/I	S/I

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

REGION	Año 2009	Año 2010
Región de Magallanes y Antártica	314.908.437	319.178.204
Región Metropolitana	298.155.307	615.455.533
Región de Los Ríos	S/I	S/I
Región de Arica y Parinacota	S/I	S/I

Fuente: Información obtenida del Informe Estadístico Año 2009 y 2010 de la SEC

Nota: S/I: Sin información

En el año 2009, las regiones con mayor consumo de GN son la Región de Magallanes y Antártica (40,5%), la región Metropolitana (38,4%) y la región de Valparaíso (15,9%). En el año 2010, las regiones con mayor consumo de gas natural siguen siendo las mencionadas anteriormente (Metropolitana (53,3%), Magallanes y Antártica (27,6%) y Valparaíso (13,4%).

### ***e. Consumo de Carbón y Carboncillo***

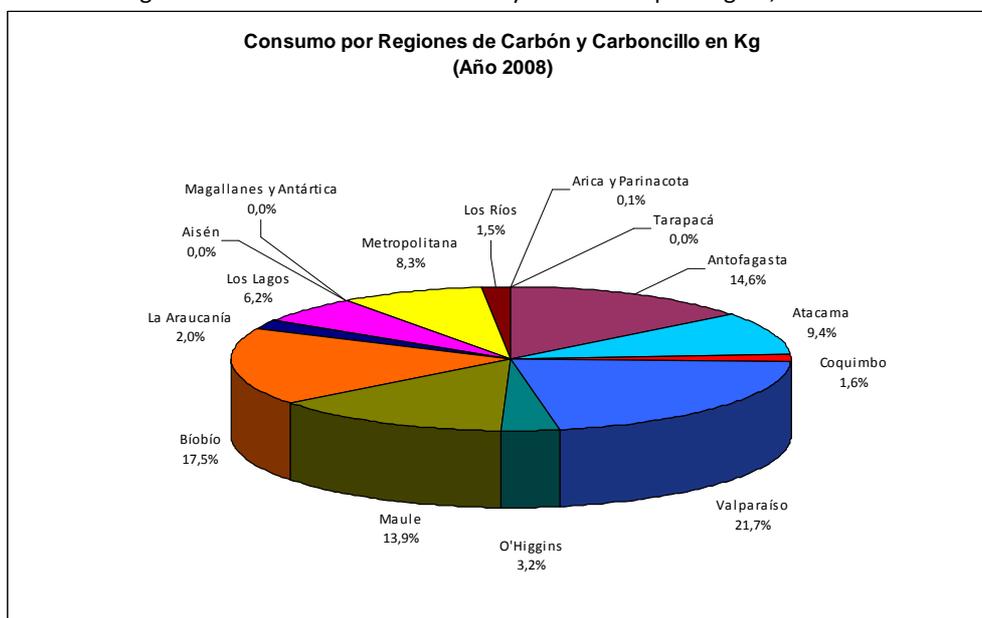
El informe estadístico de la SEC solo entrega los consumos de combustibles derivados del petróleo, por lo tanto se presentará la información de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA) 2008.

Durante el año 2008, las regiones con mayor consumo de carbón y carboncillo fueron Valparaíso (21,7%), Biobío (17,5%), Antofagasta (14,5%) y la región del Maule (13,9%). El detalle del consumo por región se presenta en la figura siguiente.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Figura N° 3.5.7. Consumo de Carbón y Carboncillo por Región, Año 2008



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA), año 2008

### **f. Consumo de Leña**

Se presentará la información de la Encuesta Nacional Industrial Anual 2008 (ENIA 2008), a raíz de que la SEC solo entrega los consumos de combustibles derivados del petróleo.

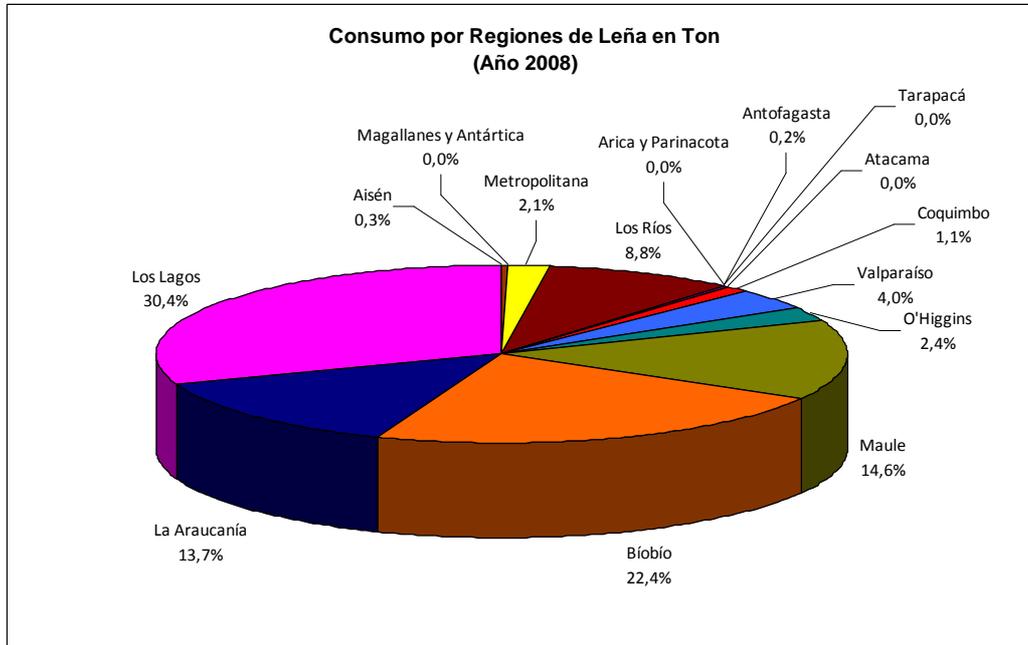
Las regiones con mayor consumo de leña en el año 2008 son Los Lagos (30,4%), Bíobío (22,4%), Maule (14,6%) y la región de La Araucanía (13,7%). El detalle del consumo por región se presenta en la figura siguiente.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Figura N° 3.5.8. Consumo de Leña por Región, Año 2008



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA), año 2008

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### 3.5.2 Consumo de Combustibles por Sectores

La información que se presentará se obtuvo del Balance Nacional de Energía (BNE) correspondiente al año 2010.

La información entregada a continuación se desagrega según tipo de consumidor (principalmente el sector industrial y minero, comercial y público o residencial) y tipo de combustible (principalmente el diesel, petróleo combustibles, carbón, leña, GLP y gas natural).

En la columna “sector energético” se contabiliza los consumos propios de los Centros de Transformación y en la columna “Consumo Cent. De Transf.” corresponde sólo a lo utilizado para generar nuevas energías

Tabla 3.5.9: Consumo Sectorial Año 2010 (Unidades Físicas)

Energético	Sector Ind. Y Min.	Sector Comercial, Público y Residencial	Sector Energético	Consumo Final	Consumo Cent. De Transf.	Consumo Total
Petróleo Combustible <sup>51</sup> (Miles Ton)	668	49	44	761	248	1.009
Diesel <sup>52</sup> (Miles m3)	2.506	313	0	2.819	1.408	4.227
Gas Licuado (Miles Ton)	286	895	70	1.251	66	1.317
Carbón (Miles Ton)	357	0	0	357	6.111	6.468
Gas Natural (Millones m3)	1.300	609	1	1.910	3.355	5.265
Leña (Miles Ton)	3.111	8.515	0	11.626	1.055	12.681

Fuente: Informe de la Comisión Nacional de Energía “Balance Nacional de Energía, Año 2010”

<sup>51</sup> Petróleo Combustible o fuel oil es un compuesto oscuro y viscoso que se destina a la industria en general como combustible para hornos y calderas, y en la generación de electricidad. En Chile se comercializa el fuel oil No. 6 y en una pequeña cantidad el fuel oil No.5.

<sup>52</sup> Diesel sigue a continuación del kerosene en la destilación atmosférica del petróleo crudo y es utilizado en máquinas de combustión interna de alto aprovechamiento de energía y con elevado rendimiento de eficiencia mecánica, así como en el parque vehicular equipado con motores diseñados para este combustible: camiones, automóviles y camionetas diesel, minibuses, autobuses, maquinaria pesada para la construcción, locomotoras, maquinaria agrícola e industrial y turbinas para generación eléctrica, entre otros

## INFORME FINAL

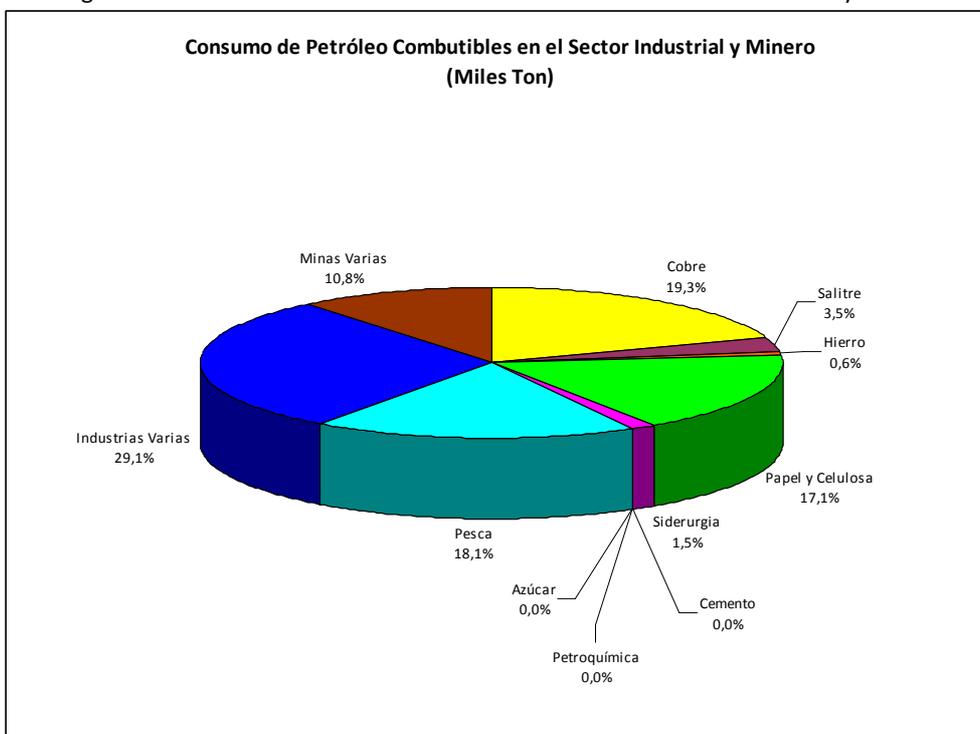
Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

De la tabla anterior destaca la gran cantidad de leña utilizada en el sector industrial y minero, principalmente por la industria del papel y celulosa, y por el sector comercial, público y residencial, principalmente por el sector residencial esto se debe a que este combustible se utilizada para la calefacción domiciliaria.

Además, se destaca el consumo de diesel en el sector industrial y minero, principalmente consumido por la industria del cobre. Las Centrales de Transformación son los mayores consumidores de carbón.

A continuación se presenta el consumo de combustible por tipo de industria:

Figura N° 3.5.9. Consumo de Petróleo Combustible en el Sector industrial y Minero



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Informe de la Comisión Nacional de Energía "Balance Nacional de Energía, Año 2010"

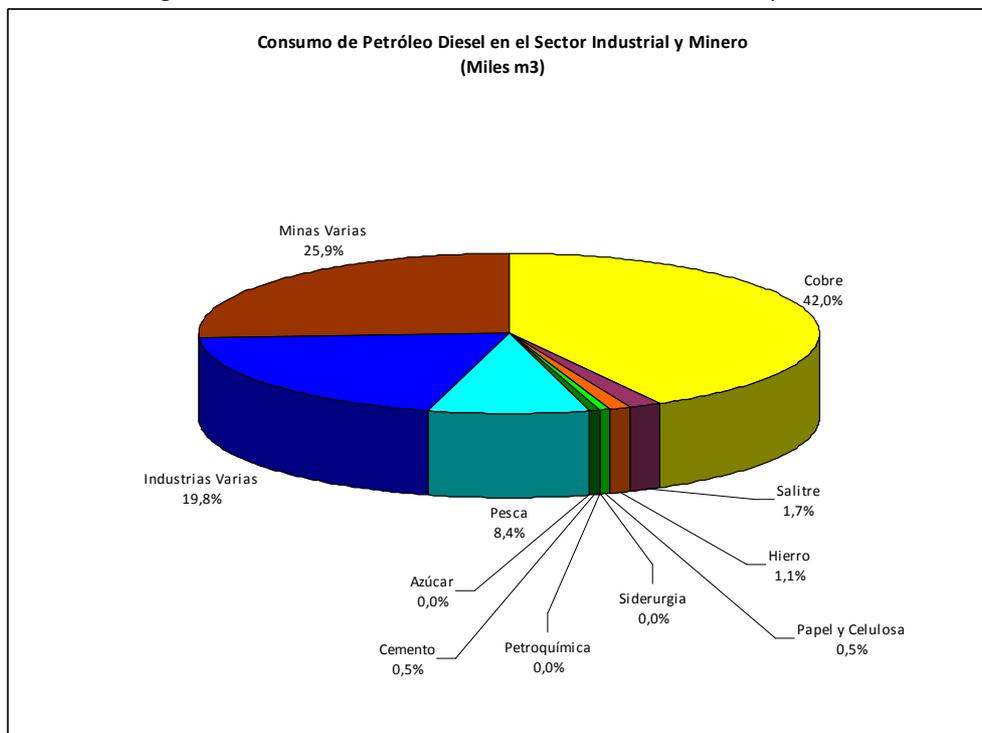
Durante el año 2010, las industrias con mayor consumo de petróleo combustible fueron Industrias Varias con 29,1%, le sigue la minería del cobre (19,3%), la industria pesquera (18,1%), la industria del papel y celulosa (17,1%).

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Figura N° 3.5.10. Consumo de Diesel en el Sector industrial y Minero



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Informe de la Comisión Nacional de Energía "Balance Nacional de Energía, Año 2010"

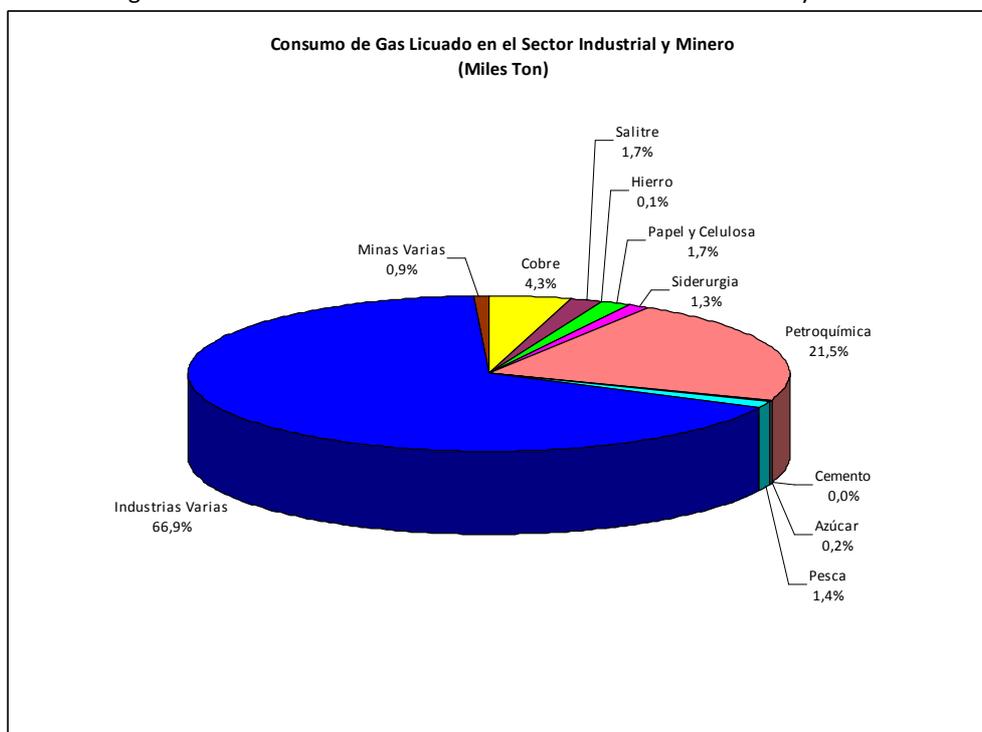
Del gráfico anterior se desprende que el diesel es consumido principalmente por el rubro minero, del cual el 42% corresponde a lo consumido por la industria del cobre y el 25,9% a minas varias

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Figura N° 3.5.11. Consumo de Gas Licuado en el Sector industrial y Minero



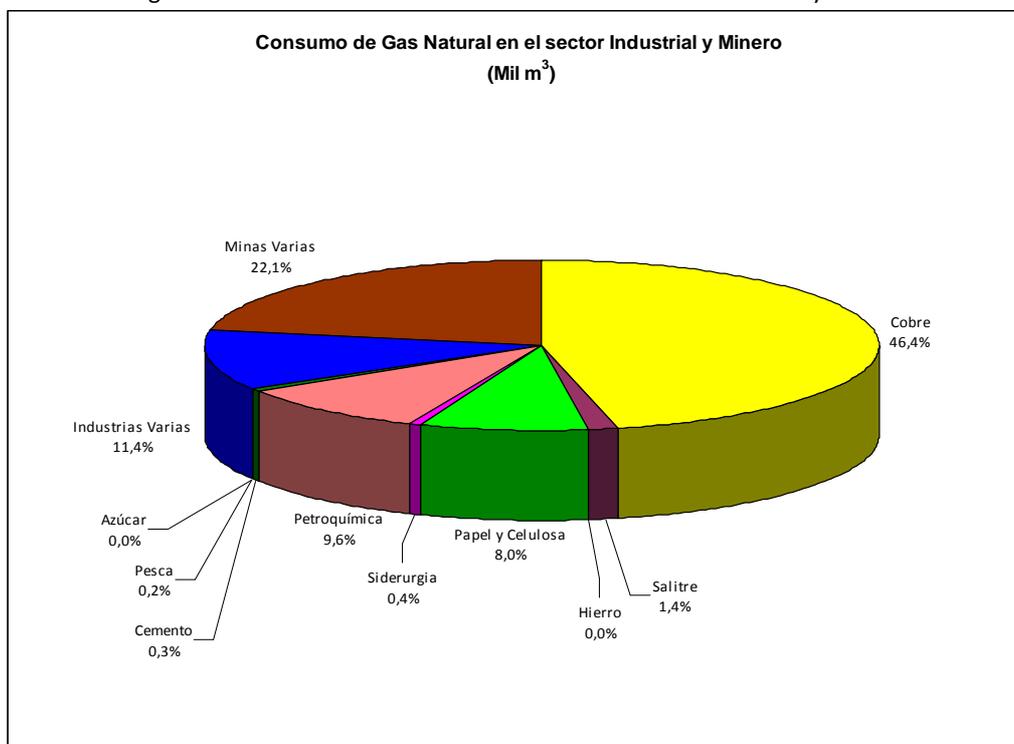
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Informe de la Comisión Nacional de Energía "Balance Nacional de Energía, Año 2010"

Se aprecia la mayor parte del consumo de GLP en Industrias varias (66,9%) y en segundo lugar el rubro petroquímica (21,5%).

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Figura N° 3.5.12 Consumo de Gas Natural en el Sector Industrial y Minero



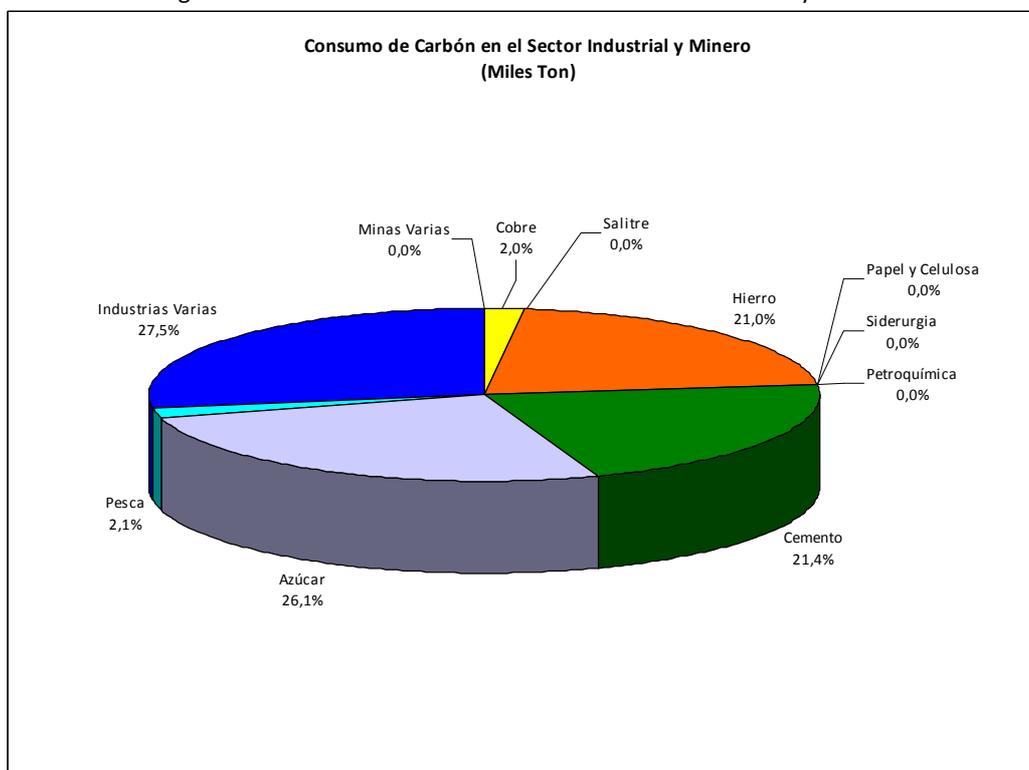
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Informe de la Comisión Nacional de Energía "Balance Nacional de Energía, Año 2010"

En el año 2010, las industrias con mayor consumo de gas natural fue el rubro minero con 68,5% (minería del cobre con 46,4% y Minas varias con 22,1%) y le sigue las industrias varias con 11,4%.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Figura N° 3.5.13. Consumo de Carbón en el Sector Industrial y Minero



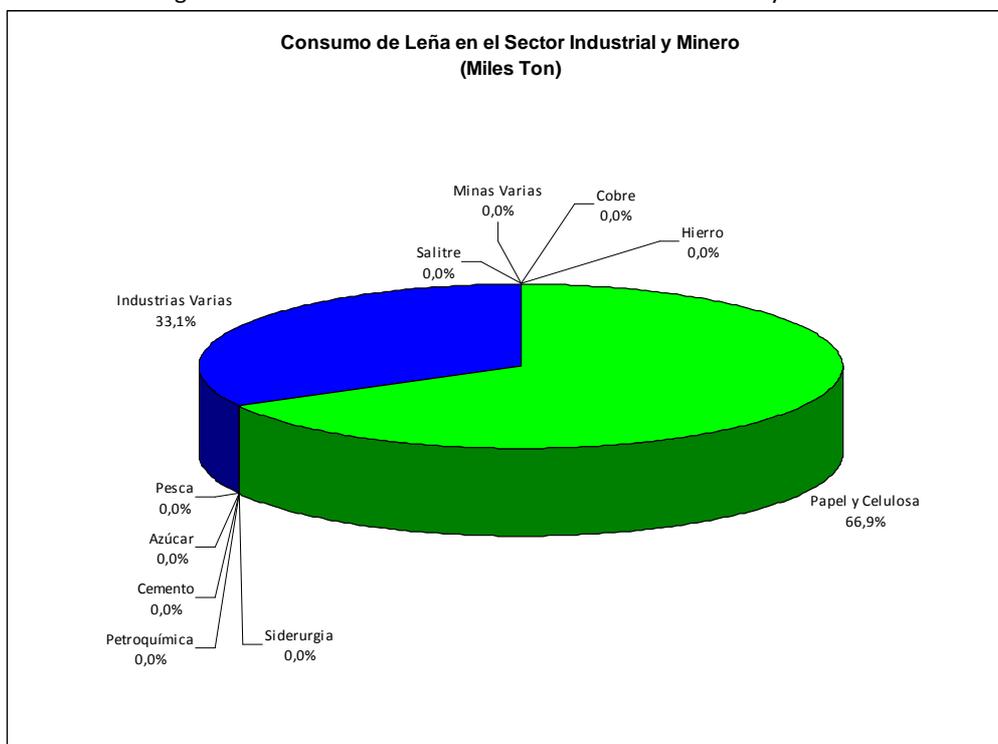
Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Informe de la Comisión Nacional de Energía "Balance Nacional de Energía, Año 2010"

En el presente gráfico se aprecia que las industrias con mayor consumo de carbón durante el año 2010 fueron las Industrias variadas con un 27,3 %, le sigue la industria del azúcar (26,1%), las industrias cementeras (21,4%) y la minería del hierro (21,0%)

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Figura N° 3.5.14. Consumo de Leña en el Sector industrial y Minero



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del Informe de la Comisión Nacional de Energía "Balance Nacional de Energía, Año 2010"

La leña es consumida mayoritariamente por la industria del papel y celulosa (66,9%) e industrias varias (33,1%). De acuerdo al análisis realizado por el equipo de trabajo, el consumo de leña en la industria de celulosa y papel, se debe a la generación de energía en estas industrias, a partir de los residuos de la madera que no son procesados. Para el caso del uso de la leña en industrias varias, esto se puede deber a que a nivel nacional existen muchas Pymes que utilizan este combustible para realizar sus procesos (ejemplos fábricas de cecinas, panaderías).

### **3.6 Análisis sobre el tipo y nivel de emisiones a partir del uso de distintos combustibles y la factibilidad técnica, económica e institucional de introducir mejoras a los combustibles más sucios.**

#### *3.6.1 Análisis Internacional para tipos de combustibles.*

A continuación se hace una pequeña reseña del análisis del estado del arte en Canadá, Estados Unidos y la Unión Europea, en cuanto a la normativa y exigencias existentes relacionadas con la calidad de sus combustibles. Posteriormente, se muestra una tabla que resume la información y a la vez entrega detalles por países y ciudades de países desarrollados. Cabe señalar, que esta recopilación fue realizada solamente para el combustible pesado utilizado en las calderas a nivel nacional. Por otro lado, se pudo constatar que a nivel internacional, el parámetro de importancia es el contenido de azufre.

#### **Canadá<sup>53</sup>**

Actualmente no existe una norma nacional para la regulación de azufre, ya sea en petróleo pesado o liviano. Columbia Británica, Ontario, Quebec, Nueva Brunswick y la Comunidad Urbana de Montreal tienen exigencias propias para el contenido de azufre en el combustible pesado en niveles que van desde 1,1% en peso hasta 3,0% en peso.

#### **Estados Unidos**

Para combustibles pesados, Los Estados del noreste tienen límites de azufre de 0,2 a 2,8% en peso, predominando el 1% en peso en las áreas urbanas y 2% en peso en las zonas rurales).

Todos los límites regulados para los combustibles pesados son por litro.

En los Estados Unidos alrededor del 30% del combustible pesado que se consume tiene bajo contenido de azufre (que se define como el fuel oil con 1% en peso o menos).

En los Estados del noreste, cerca del 40% de combustible pesado que se consume tiene bajo contenido de azufre. Esto contrasta significativamente con el uso de combustible pesado en Canadá, donde sólo el 8% del total contiene bajo contenido de azufre.

---

<sup>53</sup> Setting Canadian Standards For Sulphur In Heavy And Light Fuel Oils, EPA Canadá, 2002.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Una serie de estados, incluyendo Connecticut, Delaware, Massachusetts, New Hampshire, Nueva York y Texas han establecido los límites de azufre, que van desde 0,2% en peso a 2,2% en peso.

### Unión Europea (UE)

En la UE se tiene la DIRECTIVA 1999/32/CE DEL CONSEJO del 26 de abril de 1999, relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos y por la que se modifica la Directiva 93/12/CEE, (DO L 121 de 11.5.1999, p. 13). A la vez se le han realizado dos modificaciones:

- Modificación 1: Reglamento (CE) no 1882/2003 del Parlamento Europeo y del Consejo de 29 de septiembre de 2003 L 284 1 31.10.2003.
- Modificación 2: Directiva 2005/33/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 6 de julio de 2005 L 191 59 22.7.2005.

A continuación se muestran los principales párrafos extraídos de la Directiva:

- 1. La presente Directiva tiene por objeto reducir las emisiones de dióxido de azufre producidas por la combustión de determinados tipos de combustibles líquidos y aminorar así los efectos nocivos de dichas emisiones para el hombre y el medio ambiente.*
- 2. La reducción de las emisiones de dióxido de azufre producidas por la combustión de determinados combustibles líquidos derivados del petróleo se logrará estableciendo límites al contenido de azufre de dichos combustibles como condición para su uso en el territorio, las aguas territoriales, las zonas económicas exclusivas o las zonas de control de la contaminación de los Estados miembros.*

### **Contenido máximo de azufre del petróleo pesado.**

*Los Estados miembros tomarán todas las medidas necesarias para garantizar que, a partir del 1 de enero de 2003, no se utilice en su territorio petróleo pesado cuyo contenido en azufre supere el 1 % en masa.*

- 2. i) Siempre y cuando las autoridades competentes lleven a cabo una supervisión adecuada de las emisiones, este requisito no se aplicará al petróleo pesado utilizado:*
  - a) en las instalaciones de combustión contempladas en la Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2001, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (1), consideradas instalaciones nuevas con arreglo a la definición dada en el artículo 2, apartado 9, de dicha Directiva y que cumplan los límites de emisión de dióxido de azufre establecidos para esas*

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- instalaciones en el anexo IV de la mencionada Directiva y aplicados con arreglo a su artículo 4;*
- b) en las instalaciones de combustión contempladas en la Directiva 2001/80/CE, consideradas instalaciones existentes con arreglo a la definición dada en el artículo 2, apartado 10, de dicha Directiva, si sus emisiones de dióxido de azufre son iguales o inferiores a 1 700 mg/Nm<sup>3</sup>, con un contenido de oxígeno en los gases de combustión del 3 % en volumen, en seco, y si, a partir del 1 de enero de 2008, las emisiones de dióxido de azufre procedentes de instalaciones de combustión contempladas en el artículo 4, apartado 3, letra a), de la Directiva 2001/80/CE son iguales o inferiores a las resultantes del cumplimiento de los límites de emisión establecidos para las instalaciones nuevas en la parte A del anexo IV de dicha Directiva, aplicándose, cuando proceda, lo dispuesto en los artículos 5, 7 y 8 de la misma;*
  - c) en otras instalaciones de combustión no contempladas en las letras a) o b), si sus emisiones de dióxido de azufre no exceden 1 700 mg/Nm<sup>3</sup>, con un contenido de oxígeno en los gases de combustión del 3 % en volumen, en seco;*
  - d) para la combustión en refinerías, cuando la media mensual de emisiones de dióxido de azufre entre todas las instalaciones de la refinería, independientemente del tipo de combustible o de combinación de combustibles usados, se sitúe dentro de un límite establecido por cada Estado miembro, que no superará los 1 700 mg/Nm<sup>3</sup>. Esta disposición no se aplicará a las instalaciones de combustión contempladas en la letra a) ni, a partir del 1 de enero de 2008, a las contempladas en la letra b).*
- ii) Los Estados miembros tomarán las medidas necesarias para garantizar que las instalaciones de combustión que utilicen petróleo pesado con una concentración de azufre superior a la prevista en el apartado 1 no puedan funcionar sin un permiso de la autoridad competente que especifique los límites de emisión.*

*3. Las disposiciones del apartado 2 se revisarán y, en su caso, se modificarán a la luz de cualquier futura modificación de la Directiva 2001/80/CE.*

Los países de la Unión Europea están sujetos a la Directiva 1999/32/CE, donde se les exige reducir el azufre en el combustible pesado a 1% en peso, a partir del 1 de enero de 2003. Algunos países como Austria, Dinamarca y Finlandia ya han establecido un límite de 1% en peso de azufre (o menos) para los combustibles pesados.

1. El límite del 1% en peso de azufre no se aplica para combustibles pesados utilizados en instalaciones de combustión que consideran nuevas tecnologías de desulfuración efectiva y que cumplan con las emisiones de dióxido de azufre para los planes que se detallan en el artículo 4 del anexo IV de la Directiva (Directiva 88/609 / CEE sobre grandes instalaciones de combustión), que regula instalaciones

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

con una potencia térmica inferior a 50 MW; los límites que se deben cumplir para las emisiones de dióxido de azufre se encuentran en concentraciones menores o iguales a 1700 mg/Nm<sup>3</sup> (aproximadamente 458 ng / J) (en los gases con contenido de oxígeno del 3% en volumen en base seca a temperatura y presión estándar), o son parte de las refinerías, donde los límites de emisión mensual promedio no excedan de 1.700 mgSO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> (aproximadamente 458 ng / J).

- Según la Comisión, estas flexibilidades reconocer que para las centrales eléctricas y algunas industrias, les sería más rentable eliminar el SO<sub>2</sub> de las emisiones utilizando la tecnología como la desulfuración de gases de combustión, en lugar de utilizar combustible pesado con bajo contenido de azufre. La Comisión considera que la norma de emisión de 1700 mg SO<sub>2</sub>/Nm<sup>3</sup> (aproximadamente 458 ng / J) "es de aproximadamente el equivalente, en términos de emisiones, de la quema de fuel-oil pesado con un 1% en peso de contenido de azufre."

Tabla 3.6.1: Resumen de Regulaciones para el contenido de azufre en petróleo combustible en diversos países.

PAÍS	Azufre % peso	Medidas (Fecha efectiva)
<b>Canadá</b>	<b>No existe norma Nacional</b>	<b>N/A</b>
British Columbia	1.1 %	Contenido de azufre del Reglamento de Combustibles (BC Reg. 64/89) 1989
New Brunswick	desde 1.5 hasta 3.0 Fuel # 4 = 1,5; fuel # 5 = 2.0 (Atlántico 2,2%)	Reglamento de Calidad del Aire (83-208), modificada en 1995
Ontario	1.5	Reglamento de azufre de los combustibles (361 a 90) 1990, modificada en 1999 para O.Reg. 522/99, sólo se aplica en el área metropolitana
Toronto	Calderas 1,0	Reglamento (338-90), 1990 enmendado en 1999 para O. Reg. 521/99], sólo para el combustible la caldera y se exime de Ontario Hydro
Quebec	2.0	Règlement sur la qualité de l'Atmosphère
Montreal	desde 1.0 hasta 1.5	Ley N. ° 90 1987.
<b>Unión Europea</b>	<b>Desde 1,0 hasta 3</b>	<b>Directiva 1999/32/CE, abril de 1999 [1 de enero de 2003]</b>
Austria	1.0	Legislación nacional para el

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

PAÍS	Azufre % peso	Medidas (Fecha efectiva)
		combustible pesado. Las restricciones más severas (0.2-0.6% en peso.) en las instalaciones de calefacción en función de su año y capacidad
Bélgica	3.0	Legislación nacional para el combustible pesado
Dinamarca	1.0	Legislación nacional para el combustible pesado
Finlandia	1.0	Legislación nacional para el combustible pesado
Francia	4.0	Legislación nacional para el combustible pesado
Alemania	1.0	Estándar de la industria para combustible pesado
Grecia	desde 0,7 hasta 3,2 y 0,7 en Atenas	Legislación nacional para el combustible pesado
Italia	3,0	Legislación nacional para el combustible pesado
Países Bajos	1.0	Legislación nacional para el combustible pesado
Noruega	1.0 (a excepción de la parte norte del país) (0,64% en peso)	Legislación nacional para el combustible pesado
Portugal	3.5	Legislación nacional para el combustible pesado
España	3.5	Legislación nacional para el combustible pesado
Suecia	0,8	Legislación nacional para el combustible pesado
Reino Unido	1.0	Contenido de azufre de los combustibles líquidos (Inglaterra y Gales) de 2000, junio de 2000 [1 de enero de 2003]
República Checa	1.0: de gran tamaño (> 5 MW) y 0,5 (0,2 a 5 MW) y 0.2 para fuentes pequeñas (<0,2 MW)	Decreto del Ministerio de Medio Ambiente de la República Checa N° 117/97 Coll.
Eslovaquia	1.0 para fuentes de <0,2 MW	Legislación nacional para el combustible pesado

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

PAÍS	Azufre % peso	Medidas (Fecha efectiva)
<b>Estados Unidos</b>	<b>No existe norma Nacional</b>	<b>N/A</b>
Connecticut	1.0	Legislación del Estado de Connecticut (Sección 22a-174-19)
Delaware	1.0	Emisiones de SO <sub>2</sub> desde los Reglamentos de la quema de combustibles (grupo 8) del condado de New Castle
Idaho	1.75	Legislación del Estado
Maine	desde 1.0 hasta 2.0: En Portland = 1,0 y el resto del estado = 2,0	Reglamento de bajo contenido de azufre en el combustible (Capítulo 106), 1991
Maryland	desde 1.0 hasta 2.0: Las áreas urbanas = 1.0, las zonas rurales = 2.0	Legislación Estatal
Massachusetts	desde 0.5 hasta 2.2: la venta o uso en exceso de los límites siguientes está prohibido: Metro Boston - 0,5; Distrito de Berkshire - 2,2; Otras partes del estado - 1.0-2.2	legislación estatal (310 CMR 7.05)
Michigan	desde 1.0 hasta 1.5: Las calderas pequeñas = 1,5; grandes calderas = 1,0	límites de emisión y el Reglamento prohibiciones (R336.1401) 1978
New Hampshire	desde 1,0 hasta 2,0: N <sup>o</sup> 4 = 1.0, N <sup>o</sup> 5 y 6 = 2.0	Legislación del Estado (capítulo Env - A 401)
Nueva Jersey	desde 0,3 (en el norte) a 2,0 (en el sur)	legislación del Estado
Nueva York	desde 0,3 hasta 1,5: depende de la región, el 0,3 en Nueva York	composición del combustible y el Reglamento de uso (cap. III, subparte 225.1)
Pennsylvania	desde 0,5 hasta 2,8: 0,5 en Filadelfia	legislación del Estado
Rhode Island	1.0	Reglamento N <sup>o</sup> 8
Texas	0.3	Reglamento de Calidad Ambiental (30, parte I: ss.112.9) 1993] sólo los condados de Harrison Jefferson
Vermont	2.0	legislación del Estado

Fuente: Setting Canadian Standards For Sulphur In Heavy And Light Fuel Oils", elaborado por la EPA Canadá

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Cabe destacar, que a nivel internacional, se busca reducir el contenido de azufre en los combustibles, es por ello que las legislaciones internacionales al respecto indican niveles entre 0,3 y 4% S, siendo Estados Unidos y Suecia los países más restrictivos; los países más permisivos son Francia, Portugal, España, Bélgica e Italia.

### 3.6.2 Análisis Nacional para tipos de combustibles.

El D.S. N°66(\*) establece los requisitos a las Gasolinas que se expendan en la Región Metropolitana a partir del 16 de Abril del 2010.

#### PETROLEO COMBUSTIBLE N° 5 y N° 6.

La Norma Chilena NCh61of99 establece los requisitos a cumplir por el Petróleo Combustible N° 5 y N° 6 a expendir en todas las regiones distintas a la Región Metropolitana. El D.S. N° 66(\*) establece las especificaciones adicionales a la Norma Chilena para el expendio en la Región Metropolitana.

Tabla 3.6.2: Requisitos para combustibles usados en Chile según Nch 61of99.

Requisitos	Unidad	P. Combustible N°5		P. Combustible N°6		Método de Ensayo
		Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	
Densidad a 15°C	Kg/m <sup>3</sup>	999,4		999,4		ASTM D1298, D4052
Punto de Inflamación	°C(°F)		55(131)		60(140)	ASTM D93, D3828
Punto de Escurrimiento	°C(°F)	13(55)		32(90)		ASTM D97
Agua por destilación y Sedimento por Extracción	%V/V	1,0		2,0(i)		ASTM D95 y D473
Sedimento por Extracción	%M/M			0,5		ASTM D473
Cenizas	%M/M	0,1(ii)		Informar(ii)		ASTM D482
Residuo Carbonoso	%M/M	Informar		Informar		ASTM D524, D4530
Viscosidad Cinemática a 100°C	cSt	14,9	9	50	15	ASTM D445
<b>Azufre</b>	<b>%M/M</b>	<b>4,0(iii)</b>		<b>5,0(iii)</b>		<b>ASTM D2622, D4294</b>
Vanadio	PPM			500		ASTM D5863, IP288, ISO14597
Asfaltenos	%M/M	(iv)		(iv)		ASTM D3279

Fuente: Norma Chilena NCh 61 Of. 1999. Petróleo combustible (Fuel oil) – Requisitos.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Nota:

- (i) El exceso sobre 1% de agua y sedimento debe deducirse de la cantidad total entregada por el proveedor.
  - (ii) De acuerdo D.S.N°66 máximo 0,05% M/M en la Región Metropolitana.
  - (iii) De acuerdo D.S.N°58 máximo 1,0% M/M en la Región Metropolitana.
  - (iv) Requisito de Informar para Región Metropolitana según D.S.N°66.
- (\*) En todo lo que no sea contrario a lo dispuesto en la Tabla anterior, se estará a lo establecido en la Norma Chilena NCH 61 Petróleo Combustible (fuel oil)-Requisitos.

Cabe señalar, que actualmente el combustible N° 5 y N° 6 en Chile tiene 4 y 5% p/p de azufre, sin embargo en la Región Metropolitana (RM), este valor no debe superar el 1% p/p. Existe un documento, donde se propone reducir el contenido de azufre a 3% p/p para el resto del país. Dicho documento estuvo en consulta pública hasta el 5 de agosto de 2011. Este documento da a conocer las nuevas especificaciones de calidad de los combustibles a reglamentarse por el Ministerio de Energía en cumplimiento a los estipulado en el D.S. N° 77, de 2004, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.

### *3.6.3 Factores de Emisión por tamaño, rubro y combustible.*

La revisión realizada con respecto a los factores de emisión a partir de la quema de diversos combustibles indica que, se emiten un gran número de contaminantes, entre los cuales destacan: óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y algunos metales presente en el combustible. El material particulado proveniente desde la combustión incompleta también puede tener compuestos azufrados. Dependiendo de las condiciones de operación durante la combustión, los contaminantes antes mencionados, podrían ser complementados con Compuestos Orgánicos Volátiles (COV), Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP) y ocasionalmente por cloruros, a la forma de ácido clorhídrico (HCl). Por lo tanto, reduciendo el contenido de azufre en los combustibles, se logra disminuir las emisiones de SO<sub>2</sub>.

Cabe señalar que la recopilación del presente capítulo, sólo considera factores de emisión de actividades industriales existentes en Chile. Por otro lado, sólo fueron considerados los combustibles utilizados en las diversas industrias y procesos a nivel nacional y particularmente para las empresas consideradas como posibles entidades a ser reguladas.

A continuación se muestra una tabla con emisiones típicas de SO<sub>2</sub> desde los distintos tipos de combustibles y considerando diferentes límites de azufre.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.6.3: Factores de emisión típicos para diversos tipos de combustibles.

Tipo de combustible	Contenido S % p/p seco	SO <sub>2</sub> mg/m <sup>3</sup> a 3% O <sub>2</sub> , gas seco
Nº 5 <sup>54</sup>	1,42	2076
Nº 6 (bajo contenido de azufre)	0,49	593
Nº 6 (Alto contenido de azufre)	1,66	1937
Nº 6 <sup>55</sup>	1,95-1,97	3063-3141
Nº 6 <sup>56</sup>	1,36	2039

El análisis indicó que una parte significativa (30-50%) de las emisiones de partículas de la quema de combustible pesado sería de menos de 2,5 micras de diámetro y contienen la mayor parte del azufre químicamente enlazados con los metales pesados presentes en las cenizas del combustible.

Al analizar el factor de emisión frente al contenido de azufre en los combustibles, específicamente donde se compara el combustible Nº 6 con alto y bajo contenido de azufre, se obtiene que al realizar una disminución del 70% (desde 1,66 & p/p a 0,49% p/p), se reducen las emisiones de HAP en 77%<sup>57</sup>.

Los HAP emitidos por la combustión de combustible pesado incluyen principalmente fenantreno, fluoreno, benzo (g, h, i) perileno, y acenaftileno, con cantidades menores de acenafteno, antraceno, benzo (a) antraceno, criseno, dibenzo (a, h) antraceno, fluoranteno, indeno (1,2,3 - c, d) pireno y pireno.

Cabe señalar, que actualmente el combustible Nº 5 y Nº 6 en Chile tiene 4 y 5% p/p de azufre, sin embargo en la Región Metropolitana (RM), este valor no debe superar el 1% p/p. En Chile se tiene que las nuevas especificaciones de los combustibles, donde se propone reducir el contenido de azufre a 3% p/p para el resto del país. Haciendo una regresión lineal, las emisiones de SO<sub>2</sub> para la RM serían de aproximadamente 450 ppmv. Para el resto del país, si se extrapola, las emisiones actuales serían de 2400 y 3000 ppmv para el actual combustible Nº 5 y Nº 6. Las nuevas especificaciones de los combustibles, en el caso de aprobarse, se reduciría el contenido de azufre a 3%p/p, estaríamos frente a una emisión de aproximadamente 1500 ppmv.

<sup>54</sup> C. A. Miller, J. V. Ryan and T. Lombardo. "Characterization of Air Toxics from an Oil-fired Firetube Boiler." JA&WMA, vol. 46, pp. 742 – 748, August 1996

<sup>55</sup> F. D. Friedrich, V. V. Razbin and F. L. Wigglesworth. NOx and SO2 Emissions with No. 6 and No. 4 Fuel Oils at Canadian Forces Base Halifax." Energy Research Laboratories Division Report ERL-92-27, CANMET, Energy, Mines and Resources Canada, March 1992.

<sup>56</sup> H. Whaley, J. Wong, G. Banks and W. Lee. "The Composition and Handling Properties of Several Heavy Bitumen Emulsions." ASME International Joint Power Conference, Minneapolis MN, 1995.

<sup>57</sup> Setting Canadian standards for sulphur in heavy and light fuel oils, environment Canadá, October 2002

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Cabe señalar que al revisar los factores de emisión de Estados Unidos, específicamente el AP42 de la USEPA, se pudo constatar que los documentos eran muy antiguos, por lo que el grupo de trabajo decidió utilizar los factores de emisión de Europa, por medio del CORINAIR, ya que es utilizado por la Unión Europea y contiene los factores de emisión actualizados, la última actualización de todos los factores fue el año 2009<sup>58</sup>. Para la USEPA los factores de emisión datan desde el año 1995, donde se actualizan algunos factores<sup>59</sup>. En el AP-42 los archivos más actualizados corresponden a la quema de algunos combustibles: combustión de madera del año 2003, combustión de GLP del año 2008 y combustión Fuel oil del año 2010. En la tabla 3.6.4 se puede apreciar que en algunas ocasiones CORINAIR utiliza algunos factores del AP-42 de la USEPA.

Además, sólo se consideraron los factores de emisión para los combustibles más utilizados. Para el caso específico de la biomasa existen factores de emisión que consideran también los residuos y esto no se aborda en este estudio, ya que se considera dentro de la norma de incineración y coincineración de residuos.

A continuación se muestra un resumen de los factores de emisión encontrados, separados por categoría, tipo de combustible utilizado y por actividad económica<sup>60</sup>.

Para grandes instalaciones de combustión los factores de emisión son los siguientes:

Tabla 3.6.4: Factores de emisión utilizando metodología simple.

Combustible	Tecnología	Factor de emisión, g/GJ	Notas
		PTS	
Carbón	Pulverizado	30	AP42
	Lecho fluidizado	7,4	
	Precipitador electrostático	6,1	
	Multiciclón	330	
Combustible pesado (1% S)	Sin control	25	
	Con desulfurización	1,5	
Combustible pesado (3% S)	Sin control	64	
	Con desulfurización	3,8	
Coque de petróleo	Multiciclón	100	En refinerías de petróleo

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

<sup>58</sup> <http://www.eea.europa.eu/publications/emep-eea-emission-inventory-guidebook-2009>

<sup>59</sup> <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch01/index.html>

<sup>60</sup> <http://www.eea.europa.eu/publications/EMEPCORINAIR5>

Tabla 3.6.5: Factores de emisión para NO<sub>x</sub> en g/GJ en plantas de combustión.

Combustible		Capacidad térmica de la caldera MW					
		≥50 y < 300			<50		
		Tipo de caldera					
		DBB	WBB	FBC/CFBC	DBB	WBB	FBC/CFBC
Carbón				70-150	180-230		70
Coque	Horno						
Coque	Petróleo	300			300		300

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

Tabla 3.6.6: Factores de emisión para COV en g/GJ en plantas de combustión

Combustible		Capacidad térmica de la caldera MW	
		≥50	<50
Carbón		3-30	600
Coque	Horno		12

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

Tabla 3.6.7: Factores de emisión para CO en g/GJ en plantas de combustión > 50MW.

Combustible		Tipo de Combustión					
		Combustión Residencial		Combustión Comercial		Combustión Industrial	
		DBB/ WBB	GF <sup>61</sup>	Boiler	GF	DBB/WBB	GF
Carbón		14	121	195		9,7-16	81-160

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

<sup>61</sup> El combustible se carga lentamente a una parrilla móvil

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

A continuación se presentan los factores de emisión para diversos contaminantes, considerando calderas <= a 50 MW

Tabla 3.6.8: Factores de emisión utilizando metodología simple para instalaciones <= 50MW.

Combustible	Factor de emisión, g/GJ
	PTS
Carbón	80
Combustible pesado	50

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

Tabla 3.6.9: Factores de emisión para NO<sub>x</sub> en g/GJ.

Combustible	Combustión Industrial		Combustión No Industrial		
	Sin especificación	GF	Sin especificación	Consumidores pequeños	Combustión Residencial
Carbón	7,5 - 668		12 - 100	50 - 150	50 - 232

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

Tabla 3.6.10: Factores de emisión para COV en g/GJ.

Combustible	Combustión Industrial		Combustión No Industrial		
	Sin especificación	GF	Sin especificación	Consumidores pequeños	Combustión Residencial
Carbón	0,5 - 700		12 - 600		50 - 225

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

Tabla 3.6.11: Factores de emisión para CO en g/GJ.

Combustible	Combustión Industrial		Combustión No Industrial		
	Sin especificación	GF	Sin especificación	Consumidores pequeños	Combustión Residencial
Carbón	2 - 6000	100- 196	185 - 7000	500 - 1000	160 - 4800

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

Tabla 3.6.12: Factores de emisión para Metales Pesados en g/TJ.

Combustible	Metales Pesados	Combustión Industrial		Combustión No Industrial	
		Sin especificación		Consumidores pequeños	Combustión Residencial
Carbón	Mercurio	1,7 - 4,4			0,1 - 0,3
	Cadmio	0,1 - 0,4			0,04 - 0,15
	Plomo	3,9 - 6			0,24 - 2,5
	Cobre	2 - 3,1			1,2
	Zinc	10,5 - 10,6			0,14 - 1
	Arsénico	3,2 - 4,2			1,2
	Cromo	2,3 - 3,1			0,9
	Selenio	0,5			0,15
	Níquel	3,9 - 4,4			1,8
Petróleo pesado	Mercurio	0,15 - 0,2			
	Cadmio	0,1 - 1			

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Combustible	Metales Pesados	Combustión Industrial		Combustión No Industrial	
		Sin especificación		Consumidores pequeños	Combustión Residencial
	Plomo	0,6 – 1,3			
	Cobre	0,05 – 1			
	Zinc	0,02 – 0,2			
	Arsénico	0,14 – 1			
	Cromo	0,2 - 2,5			
	Selenio	0,003 – 1			
	Vanadio				
	Níquel	17 - 35			

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

En las siguientes tablas, se muestran los factores de emisión para diferentes procesos que utilizan de una otra forma la combustión y puede ser sin o con contacto de los productos con los gases de combustión.

Tabla 3.6.13: Factores de emisión en g/GJ para Alto Hornos en la producción de acero (Proceso sin contacto)

Combustible	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	COV	CO
Gas Natural	0,5 – 8	15 -- 50	2,5 -- 5	10 - 200
Gas del horno de coque	12 -- 25	15 -- 146	2,5 – 6,2	10 -- 70
Gas del mismo Alto Horno	0,93 --56	13 -- 145	5 – 6,2	10 -- 69

Todos los procesos mostrados en las siguientes tablas, se consideran los productos en contacto con los gases de combustión.

Tabla 3.6.14: Factores de emisión en Alto Horno durante la mezcla del mineral y el coque para producir arrabio (Proceso de sinterización).

Contaminante	Factor de emisión	Unidades
PTS	2	Kg/ton arrabio
Arsénico	0,05	g/ton arrabio
Cadmio	0,08	g/ton arrabio
Cromo	0,5	g/ton arrabio
Cobre	0,7	g/ton arrabio
Mercurio	0,05	g/ton arrabio
Níquel	0,24	g/ton arrabio
Plomo	4	g/ton arrabio
Selenio	0,02	g/ton arrabio
Zinc	0,9	g/ton arrabio
Dioxinas y Furanos	15	µg TEQ/ton arrabio
Hexaclorobenceno	32	µg/ton arrabio
Bifenilos policlorados	200	µg/ton arrabio
HAP	200	mg/ton arrabio

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.6.15: Factores de emisión de metales pesados para hornos de recalentamiento en la producción de acero (planchones y palanquillas).

Contaminante	Factor de emisión	Unidades
MP <sub>10</sub>	650	g/Ton acero
Arsénico	1,44	mg/ton acero
Cadmio	0,48	mg/ton acero
Cromo	24	mg/ton acero
Cobre	24	mg/ton acero
Mercurio	0,5	mg/ton acero
Plomo	38	mg/ton acero
Zinc	84	mg/ton acero
Dioxinas y furanos	0,2	µg TEQ/ton acero
Hexaclorobenceno	11	µg/ ton acero
HAP	24000	mg/ton acero

Tabla 3.6.16: Factores de emisión para hornos de recalentamiento en la producción de acero (g/GJ)

Combustible	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	COV	CO
Gas natural	0,3 - 58	58 - 187	1 - 4	5,5 - 25
Gas de alto horno	18 - 831	25 - 831	0,25 - 2,5	10 - 69
Gas del horno de coque	23 - 715	84 - 207	2,5	12 - 17
Gases alto horno y horno coque	0,53	151		14

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

Cabe señalar que CORINAIR explicita que las emisiones desde el horno de coque de la industria del acero, es muy difícil de medir y se considera una fuente de contaminación secundaria y de naturaleza fugitiva o difusa. Por la razón expuesta, no existen factores de emisión para esta etapa del proceso.

Las siguientes tablas muestran los factores de emisión para la producción de vidrio plano.

Tabla 3.6.17: Factores de emisión (kg/Mg vidrio fundido) para la producción de vidrio.

Proceso	NO <sub>x</sub>	SO <sub>x</sub>	MP
Producción de Vidrio plano	4,6	5,3	0,4

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

Tabla 3.6.18: Factores de emisión de metales pesados (g/Mg vidrio) en la producción de vidrio en general.

Contaminante	Rango	Valor más usado
Arsénico	0,1 - 0,25	0,10
Cadmio	0,05 - 0,25	0,15
Cromo	0,5 - 5	2,5
Cobre	0,4 - 1,1	0,5
Plomo <sup>62</sup>	2 - 24	10
Mercurio	0,04 - 0,07	0,05

<sup>62</sup> La cantidad de plomo es determinada principalmente por la cantidad de vidrio reciclado

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Contaminante	Rango	Valor más usado
Níquel	1,2 - 2,6	2
Selenio	2,5 - 24	20
Zinc	5 - 24	10
Diclorometano	0 - 11	5
Flúor	5 - 70	30
Polvo	3 - 800	400

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

Tabla 3.6.19: Factores de emisión para el material particulado en la producción de vidrio

Proceso	Tecnología y abatimiento	Factor de emisión, kg/Mg vidrio producido
		PTS
Producción de vidrio plano	Planta antigua, sin control	2
Producción de vidrio plano	Uso de gas o combustible y bajo control de emisiones	0,5
Producción de vidrio plano	Proceso eléctrico con precipitador electrostático	0,03

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

A continuación se presenta una tabla con los factores de emisión para diversos contaminantes, considerando el combustible utilizado en el proceso de producción de vidrio plano.

Tabla 3.6.20: Emisiones en la producción de vidrio plano (g/GJ)

Combustible	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	COV	CO
Carbón	500-650	300	15	100
Aceites usados	930 - 1470	98 - 1800	3 - 4	10 - 320

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

Las siguientes tablas están relacionadas con los factores de emisión para la producción de cemento:

Tabla 3.6.21: Factores de emisión para la producción de cemento.

Contaminante	Factor de emisión	Unidades
TPS	600	g/ton cemento
NOx promedio	2100	g/ton Clinker
NOx con MTD	700	g/ton Clinker
SOx para materias primas con bajo contenido de S	20	g/ton Clinker
SOx para materias primas con bajo contenido de S	2400	g/ton Clinker
SOx con MTD	600	g/ton Clinker
COV	110	g/ton Clinker

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.6.22: Factores de emisión para metales y COV específicos en la producción de cemento.

Contaminante	Factor de emisión	Unidades
Arsénico	0,2	g/ton cemento
Cadmio	0,01	g/ton cemento
Cromo	1	g/ton cemento
Cobre	0,4	g/ton cemento
Mercurio	0,1	g/ton cemento
Níquel	0,1	g/ton cemento
Plomo	0,2	g/ton cemento
Selenio	0,002	g/ton cemento
Zinc	2	g/ton cemento
Dioxinas y furanos	0,2	µg TEQ/ton cemento
Hexaclorobenceno	11	µg/ton cemento
HAP	3	mg/ton cemento
Bifenilos policlorados	1	µg/ton cemento

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

Tabla 3.6.23: Factores de emisión para la producción de cemento, relativos a combustibles usados (g/GJ).

Combustible	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	COV	CO
Carbón de petróleo	85 - 1200	0,4 - 575	1,5 - 15	10 - 100
Aceites usados	16 - 1079	0,4 - 575	3 - 10	8 - 79

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

Tabla 3.6.24: Factores de emisión en hornos de cal (aditivo para la producción de cemento (g/GJ).

Combustible	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	COV	CO
Carbón de petróleo	275 - 680	249	1,5 - 15	22 79
Aceites usados	1260 - 1323	150- 249	3	79

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

La siguiente tabla muestra los factores de emisión para la producción de concreto asfáltico:

Tabla 3.6.25: Factores de emisión de material particulado en la producción de concreto asfáltico (kg/ton material producido).

Actividad	PTS
Planta de secado discontinua	16
Planta de secado en tambor de mezcla	14

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

A continuación se muestran los factores de emisión para la industria de cerámica.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Tabla 3.6.26: Factores de emisión en la producción de cerámica kg/ton producto.

Combustible	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	COV	CO
Carbón	220 - 650	40 - 160	1,5 - 15	100
Petróleo	85 - 1410	70 - 100	1,5 - 2,5	10 - 12
Gas	0,04 - 2	20 - 100	1 - 2	13

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

La siguiente tabla muestra los factores de emisión para la producción de ladrillos y azulejos:

Tabla 3.6.27: Factores de emisión en la producción de ladrillos y azulejos(g/GJ)<sup>63</sup>

Combustible	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	COV	CO
Carbón	159 - 2900	30 - 569	1,5 - 21	10 - 120
Madera	130	130 - 200	48 - 50	160

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

La tabla anterior considera combustión en empresas consolidadas, pero hay que tener en cuenta que a nivel nacional, los hornos donde se producen ladrillos, muchas veces son artesanales y no se tiene control.

Por último se presentan los factores de emisión de las plantas de celulosa, pero solamente los relacionados con procesos de combustión:

Tabla 3.6.28: Factores de emisión en la producción celulosa (g/GJ).

Combustible	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	COV	CO
Petróleo	701 - 992	150	5 - 15	70
Biomasa	0,8 - 20	100 - 117	3 - 50	30

Fuente: EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

---

<sup>63</sup> Sólo para el proceso donde existe combustión.

### **3.7 Estudio de reducción de emisiones y sus costos, a partir de: mejoras en el combustible, mejoras tecnológicas, mejoras operacionales, medidas de eficiencia energética, otras.**

#### *3.7.1. Mejoras en el combustible*

El término fuel-oil se usa para clasificar una mezcla de productos obtenidos principalmente como residuos de destilación, procesos de conversión, etc. Para cumplir las diferentes especificaciones de los fuel-oil comerciales, es necesario diluir estos residuos con hidrocarburos más ligeros, tales como el queroseno, gasóleo, etc.

Los fuel-oil se pueden considerar como complejas mezclas de compuestos de carbono e hidrógeno, los cuales no pueden clasificarse rígidamente por fórmulas químicas o propiedades físicas definidas. Debido a la gran variedad de fuel-oil, la clasificación o división más aceptada es en función de su viscosidad y contenido en azufre.

De acuerdo a la información recopilada y analizada respecto de la calidad de los combustibles para procesos industriales (ver capítulo 3.5), se puede apreciar que la tendencia mundial es reducir el contenido de azufre en el petróleo combustible (Fuel oil # 5 y # 6) a valores cercanos al 1% en masa. Los países miembros de la Unión Europea han adoptado este límite a partir del año 2003<sup>64</sup>.

Por otro lado, en la Directiva 2001/80/CE, se habla de que las emisiones de dióxido de azufre no deben exceder los 1,700 mg/Nm<sup>3</sup>, con un contenido de oxígeno en los gases de combustión del 3 % en volumen, en seco.

Lo anterior se justificaría, ya que las referencias consultadas coinciden en plantear que se emiten aprox. 1700 mg/Nm<sup>3</sup> de SO<sub>2</sub> por 1 % de Azufre en el combustible referenciada al 3% de oxígeno seco (Resolución SE 108/2001- Argentina, Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) BAT for Large Combustión Plants, July 2006).

Cabe señalar, que actualmente el combustible N° 5 y N° 6 en Chile tiene 4 y 5% p/p de azufre, sin embargo en la Región Metropolitana (RM), este valor no debe superar el 1% p/p. Existe un documento relacionado con la calidad del combustible, que estuvo en consulta pública hasta el 5 de agosto del año 2011, donde se propone reducir el contenido

---

<sup>64</sup> Directiva 1999/32/CE, artículo 3, punto 1.

Señala: "Los Estados miembros tomarán todas las medidas necesarias para impedir, a partir del 1 de enero de 2003, la utilización en su territorio del fuelóleo pesado cuyo contenido en azufre supere el 1,0% en masa"

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

de azufre a 3% p/p para el resto del país. Este documento da a conocer las nuevas especificaciones de calidad de los combustibles a reglamentarse por el Ministerio de Energía en cumplimiento a lo estipulado en el D.S. N° 77, de 2004, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.

Considerando los factores de emisión del capítulo 3.6 se tiene que las emisiones de SO<sub>2</sub> en la RM se encontrarían entre 1200 y 1700 mg/m<sup>3</sup>. Para el resto del país, si se extrapola, las emisiones actuales serían de 6300 y 7850 mg/m<sup>3</sup> para el actual combustible N° 5 y N° 6. Las nuevas especificaciones de los combustibles, en el caso de aprobarse, se reduciría el contenido de azufre a 3% p/p, estaríamos frente a una emisión de aproximadamente 4000 mg/m<sup>3</sup>.

Existen dos maneras de reducir el contenido de azufre en el combustible pesado, la primera es realizar una inversión para la modificación del proceso y lograr una desulfuración del fuel oil, la segunda alternativa, es mezclar el fuel oil con productos con menor contenido de azufre, considerando utilizar petróleo crudo dulce (bajo contenido de azufre).

Para el caso de realizar una inversión, se encuentran un número reducido de referencias, ya que la segunda opción es más económica.

Una de las alternativas de inversión analizadas es la siguiente:

De acuerdo al documento Highs and lows<sup>65</sup>, para poder reducir el contenido de azufre desde 3,5% en el petróleo combustible, hasta 0,5% de azufre (similar a la disminución que requeriría Chile para seguir la tendencia mundial), existe la tecnología para ser implementada en diversos tamaños de refinerías. Sin embargo, esta inversión se hace viable sólo si se puede elevar el precio de venta en aproximadamente 70 US\$/tonelada. En el año 2011 el precio del petróleo combustible fue en promedio cercano a los 350 pesos/litro. La densidad del petróleo combustible es de 0,945 ton/m<sup>3</sup>. Por ende, en caso de hacerse la inversión por parte de ENAP Refinerías y para que sea rentable económicamente, el precio debiera incrementarse en 33,5 \$/litro. Existe otra referencia<sup>66</sup> que explica que el precio de venta del combustible aumentaría entre 120 y 170 US\$/tonelada, lo que se traduciría en un incremento entre 58 y 82 \$/litro. Además se añade que disminuir el contenido de azufre en el combustible pesado # 5 y # 6 presenta cierta dificultad, ya que las tecnologías no son sencillas.

---

<sup>65</sup> Explores process option designed to address the International Maritime Organization's fuel oil sulfur limits, Hydrocarbon Engineering, febrero 2011

<sup>66</sup> Proposed Rule to Reduce the Sulfur Content of Commercial Fuel Oil Summary of Comments AQTAC June 23, 2011

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Por otro lado, existen costos de remoción de dióxido de azufre, los que ascenderían a 1111 US\$/ton SO<sub>2</sub> removido<sup>67</sup>.

Los antecedentes recopilados a nivel nacional indican que para lograr cumplir con el límite de contenido de azufre del combustible en la RM no se realizó inversión específica en las refinerías, sino que se segregó el fuel oil que tenía menos de 1% de azufre cuando existían (de acuerdo a la calidad del crudo), derivando las corrientes más azufradas hacia la producción de Fuel Oil 6 para las regiones, que permitían 5% de azufre debido a la inexistencia de zonas contaminadas. Cuando ENAP ha tenido que cubrir contratos de ventas de combustible pesado # 6 de 1% de azufre, ha llegado en algunas oportunidades a incorporar Gas Oil No Convertido de las plantas de hidrocracking, con costos del orden de 16 US\$/barril, para venderlo 10 US\$/barril, asumiendo la pérdida económica implícita.

### *3.7.2 Mejoras tecnológicas y eficiencia energética en calderas.*

En términos generales las medidas aplicables para reducir las emisiones atmosféricas van desde el cambio de combustible y mejoras en la combustión hasta la instalación de algún equipo de control de emisiones<sup>68</sup>.

El cambio de combustible es una opción válida siempre y cuando se cuente con la viabilidad técnico-económica para pasar de combustibles con alto contenido de azufre y cenizas, como el carbón a uno más limpio, como por ejemplo gas natural.

Entre las medidas asociadas a mejoras en la combustión se cuentan:

- Operación a media carga,
- Modificaciones en los quemadores,
- Modificación de aire y combustible (recirculación de humos, premezcla de aire y combustible, uso de aditivos, secado de combustible),
- Modificaciones en el hogar de la caldera.

Cada una de estas medidas está ligada al tipo de combustible quemado y las condiciones particulares de cada instalación.

---

<sup>67</sup> Report on the World Bank Sponsored Project "Acid Rain and Emission Reductions in Asia" December 1995

<sup>68</sup> IPCC, "Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants", 2006.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Las mejores tecnologías disponibles para el control de las emisiones en calderas se listan en función del contaminante a abatir.

### 3.7.2.1 Material Particulado

Las principales tecnologías para el control de las emisiones de Material Particulado son:

- Ciclones,
- Precipitadores electrostáticos, y
- Filtros de manga.

#### Ciclones.

El principio de funcionamiento consiste en inducir una elevada velocidad angular al gas a depurar, generando una fuerza centrífuga en la partícula a decantar de 100 a 1.000 veces superior a la fuerza gravitacional. La partícula sedimenta en sentido radial, saliendo de esta manera del flujo turbulento del gas en el que estaba suspendido, el cual es forzado a salir del ciclón en sentido vertical ascendente a través del tubo sonda concéntrico.

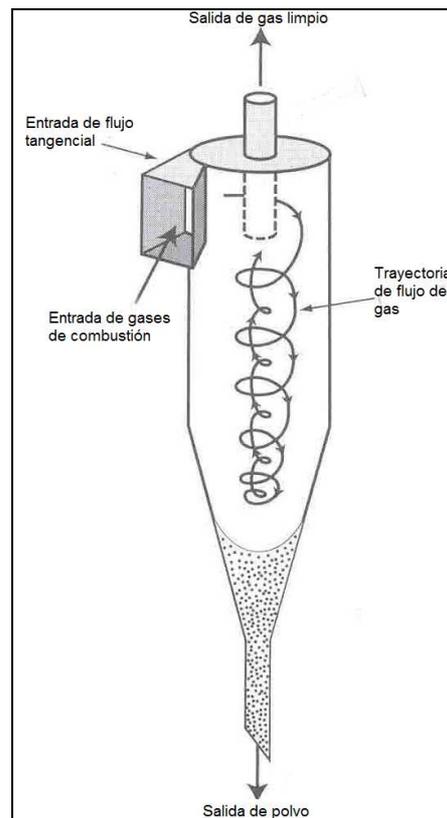


Figura 3.7.1: Diagrama de flujo esquemático de un ciclón clásico. Fuente: (Cooper & Alley, 2011).

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### Precipitador electrostático.

Los precipitadores electrostáticos pueden alcanzar eficiencias de separación de un 90 %, pero su elevadísimo costo hace que estos equipos sean utilizados solamente en aplicaciones de gran tamaño, como son las plantas termoeléctricas y las calderas de las plantas de celulosa<sup>69</sup>.

### Filtro de mangas.

La eficiencia de separación de los filtros de mangas depende de una serie de factores tales como: granulometría, resistencia eléctrica y cohesión de las partículas<sup>5</sup>.

Los filtros de mangas son los equipos utilizados con mayor frecuencia en calderas, presentes en la mayoría de las industrias de la región metropolitana, ya que, son la alternativa más conveniente desde el punto de vista de las inversiones, costos de operación y eficiencia. La elevada eficiencia (superior al 99 %) permite reducir las emisiones a menos de 10 mg/Nm<sup>3</sup>.

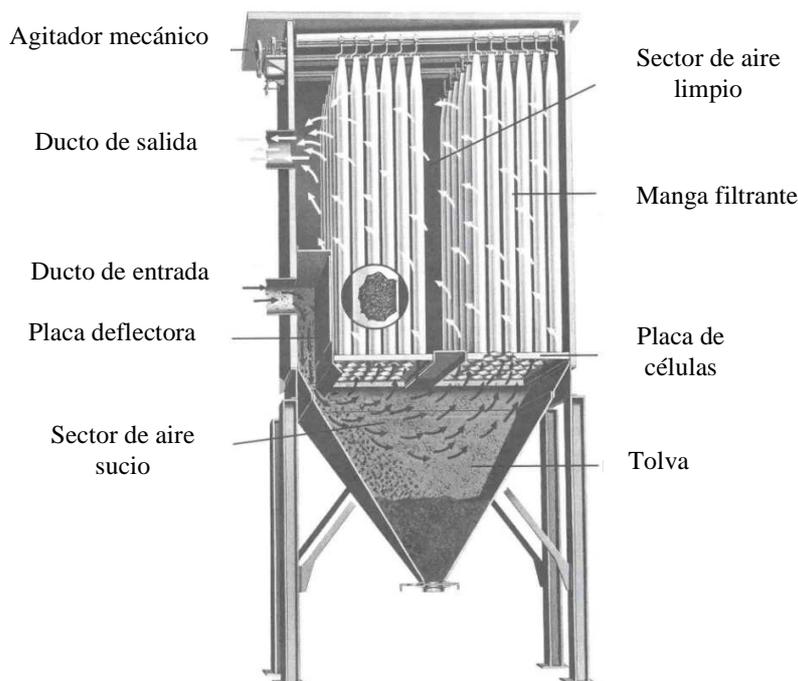


Figura 3.7.2: Corte transversal de un filtro de mangas.

Fuente: (Cooper & Alley, 2011).

---

<sup>69</sup> Thermal Engineering, "Sistemas de Control de emisiones de MP y SO<sub>2</sub> para calderas", 2007.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### Lavador de gases (Scrubber).

Los lavadores de gases son utilizados para reducir las emisiones de material particulado y también de  $\text{SO}_2$ . Cabe destacar que tienen el inconveniente, en caso de ser utilizados para controlar las emisiones de material particulado, generan una gran cantidad de riles, que deben ser tratados<sup>70</sup>.

Los scrubbers consisten en una torre empaquetada por la cual se hace circular los productos de la combustión, generados por una caldera u horno, en contraflujo con agua a la cual se han dosificado químicos ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) capaces de absorber el azufre. La dosificación del químico, que reaccionará con el  $\text{SO}_2$ , se controla mediante el pH de la solución (agua recirculada en contraflujo con los productos de la combustión).

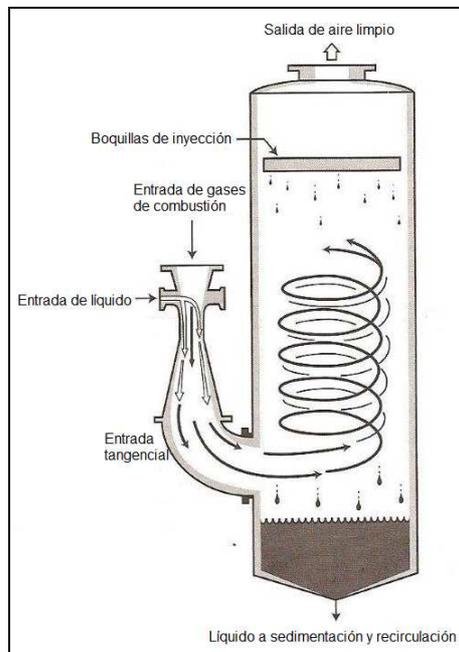


Figura 3.7.3: Scrubber tipo venturi con una configuración de separación ciclónica.

Fuente: (Cooper & Alley, 2011).

---

<sup>70</sup> Thermal Engineering, "Sistemas de Control de emisiones para operación con petróleo en la RM", 2006.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Los principales tipos de equipos de control de emisiones de MP se describen en la siguiente tabla.

Tabla 3.7.1: Tecnologías para disminuir emisiones de MP a la atmósfera.

Tecnología	Eficiencia de remoción según tamaño de partículas %				Parámetros de operación		Observaciones
	<1 µm	2 µm	5 µm	>10 µm	Parámetro	Valor	
Precipitador Electrostático	>96,5	>98,3	>99,95	>99,95	Temperatura de Operación	80 – 220 °C (ESP frío) 300 – 450 °C (ESP caliente)	<ul style="list-style-type: none"> <li>•El ESP tiene una gran eficiencia, aún para partículas pequeñas</li> <li>•es capaz de manejar grandes caudales con baja pérdida de carga</li> <li>• bajos costos de operación, excepto para elevadas tasas de remoción</li> <li>• capaz de operar a cualquier condición de presión positiva</li> <li>• no es flexible a cambios en las condiciones de operación</li> <li>•es posible que no funcione atrapando partículas de elevada resistividad eléctrica</li> </ul>
					Consumo de energía como % de la capacidad eléctrica	0.1 – 1.8 %	
					Pérdida de carga	1.5 – 3 (102 Pa)	
					Residuo	cenizas	
					Caudal de humos	>200000 m <sup>3</sup> /h	
					Aplicabilidad	Combustibles sólidos y líquidos	
					Participación de mercado	90 %	
					Temperatura de operación	150 °C (polyester)  260 °C (fibra de vidrio)	<ul style="list-style-type: none"> <li>•participación de mercado del 10 %</li> <li>•velocidad de filtración de entre 0,01 a 0,04 m/s en función de la aplicación, el tipo de filtro y la tela</li> </ul>
					Consumo de energía como % de la capacidad instalada	0.2 – 3 %	

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tecnología	Eficiencia de remoción según tamaño de partículas %				Parámetros de operación		Observaciones
	<1 µm	2 µm	5 µm	>10 µm	Parámetro	Valor	
Filtro de mangas	>99.6	>99.6	>99.9	>99.95	Pérdida de carga	5 – 20 (102 Pa)	•valores típicos en plantas termoeléctricas son 0,45 – 0,6 m/min para aire reverso, 0,75 – 0,9 m/min para agitadores y 0,9 – 1,2 m/min aplicaciones de chorros pulsantes •la vida útil de las mangas cae cuando el contenido de azufre del carbón y la velocidad de filtración crecen •alrededor del 1% de las mangas falla • la pérdida de carga aumenta si aumenta el tamaño de partícula cae para un determinado caudal de humos
					Residuo	cenizas	
					Caudal de humos	<1.100.000 m <sup>3</sup> /h	
					Aplicabilidad	Combustibles sólidos y líquidos	
Participación de mercado	10 %						

Fuente: IPPC, "Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants", 2006.

Cabe señalar que lo descrito en la Tabla 3.7.1 es aplicable a calderas en general, en tanto su tamaño permita la operación eficiente y económica de los equipos de control mencionados.

### 3.7.2.2 Óxidos de Azufre

La formación de óxidos de azufre es resultado de la composición elemental del combustible, que para el carbón varía desde 0,3 a 1,2% en peso<sup>71</sup> y en petróleos pesados desde 0,3 a 3%, en tanto que en combustibles gaseosos el contenido de azufre es despreciable.

Entre las medidas primarias para reducir las emisiones de óxidos de azufre se cuentan<sup>72</sup>:

- Uso de combustible con bajo contenido de azufre,
- Uso de adsorbentes en sistemas de combustión de lecho fluidizado.

<sup>71</sup> CORINAIR, Emissions Inventory Guidebook, 2006.

<sup>72</sup> IPPC, "Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants", 2006.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

El cambio de combustible es una de las alternativas para reducir las emisiones de óxidos de Azufre siempre y cuando exista la disponibilidad de combustibles con bajo contenido de azufre y exista la posibilidad de modificar los equipos. El uso de adsorbentes es una medida integrada que limita la temperatura del hogar a 850°C. Debido al efecto corrosivo del cloro la eficiencia del uso de adsorbentes está limitada a un 75%. Esta medida es principalmente utilizada en instalaciones que queman carbón.

En cuanto a medidas secundarias, la principal tecnología utilizada para remover óxidos de azufre consiste en el uso de lavadores de gases para la desulfurización de humos, que consiste en la reacción de del SO<sub>2</sub> con algún agente alcalino puesto en contacto con los humos en forma sólida o bien en forma de solución líquida. A partir de lo anterior se distinguen las principales medidas secundarias para reducir las emisiones de óxidos de azufre:

- Lavadores de gases húmedos,
- Lavadores de gases secos,
- Inyección de sorbentes,
- Procesos regenerativos.

Las Tablas 3.7.2, 3.7.3 y 3.7.4 describen las técnicas de lavado húmedo (caliza y agua de mar como sorbente) y de lavado seco (pulverización de cal).

Tabla 3.7.2: Descripción de sistemas de desulfurización húmeda de humos con cal.

Técnica	Eficiencia de reducción de SO <sub>2</sub>	Parámetros de desempeño		Observaciones
		Parámetro	Valor	
Lavador húmedo cal/caliza	92-98%	temperatura de operación	45-60°C	<ul style="list-style-type: none"><li>• la reducción de SO<sub>2</sub> para algunas instalaciones existentes comienza en 85%.</li><li>• de la capacidad total instalada de sistemas de desulfurización de humos, el 80% son lavadores húmedos, de los que el 72% usa caliza, 16% usa cal y el 12% usa otros reactivos.</li><li>• la selección de la caliza (alto contenido de Carbonato de Calcio, bajo contenido de Al, Cl y F) afecta significativamente la tasa de remoción de SO<sub>2</sub>.</li><li>• la distancia entre la instalación y la fuente de caliza y la reactividad de la caliza son factores importantes</li><li>• en algunas oportunidades se utilizan deflectores para mantener el pH de la solución de lavado</li><li>• las pérdidas de energía producto de recalentar los humos es alta</li></ul>
		sorbente	caliza	
		consumo eléctrico (% de capacidad eléctrica)	1-3%	
		Caída de presión	20-30 (x100 Pa)	
		Ca/S relación molar	1.02-1.1	
		Confiabilidad	95-99% (del tiempo de operación)	
		Residuo/Subproducto	yeso	
		pureza del yeso	90-95%	
		Tiempo de residencia	10 segundos	

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Técnica	Eficiencia de reducción de SO2	Parámetros de desempeño		Observaciones
		Parámetro	Valor	
		vida útil del revestimiento de caucho	> 10 años	comparada con sistemas secos de desulfurización y sistemas de remoción combinada de SO2/NOx, los que en general no requieren de recalentar los humos. ● muchas plantas usan desulfurización húmeda junto con torres de enfriamiento o descarga húmeda, lo que elimina la necesidad de recalentamiento, generando ahorros de energía y niveles bajos de emisión ● los lavadores húmedos presentan como desventaja la generación de residuos líquidos ● se tiene un alto consumo de agua ● caída en la eficiencia global de la planta debido a un alto consumo energético ● el yeso es un subproducto con valor comercial
		Tasa de remoción de SO3	92-98%	
		Tasa de remoción de HCl	90-99%	
		Tasa de remoción de HF	90-99% en el absorbedor	
		Partículas	>50% dependiendo del tamaño de partícula	

Fuente: IPPC, "Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants", 2006.

Tabla 3.7.3: Descripción de sistemas de desulfurización húmeda de humos con cal.

Técnica	Eficiencia de reducción de SO2	Parámetros de desempeño		Observaciones
		Parámetro	Valor	
Lavador húmedo (agua de mar)	85-98%	Temperatura de operación	145°C (ejemplo de humos a la entrada) 30-40°C (temperatura de salida del agua de mar)	● debe haber disponibilidad de agua de mar. ● de la capacidad total instalada de sistemas de desulfurización de humos, el 80% son lavadores húmedos, de los que el 72% usa caliza, 16% usa cal y el 12% usa otros reactivos. ● la selección de la caliza (alto contenido de Carbonato de Calcio, bajo contenido de Al, Cl y F) afecta significativamente la tasa de remoción de SO2. ● la distancia entre la instalación y la fuente de caliza y la reactividad de la caliza son factores importantes ● en algunas oportunidades se utilizan deflectores para mantener el pH de la solución de lavado ● las pérdidas de energía producto de recalentar los humos es alta comparada con sistemas secos de desulfurización y sistemas de remoción combinada de SO2/NOx, los que en general no requieren de recalentar los humos. ● muchas plantas usan desulfurización húmeda junto con torres de enfriamiento o descarga húmeda, lo que elimina la necesidad de recalentamiento, generando ahorros de energía y niveles bajos de emisión ● los lavadores húmedos presentan como desventaja la generación de residuos líquidos ● se tiene un alto consumo de agua ● caída en la eficiencia global de la planta debido a un
		Sorbente	agua de mar/aire	
		Tiempo de residencia del agua de mar en el aireador	15 min (ejemplo, el tiempo de residencia depende del tipo de proceso)	
		Caudal máximo de humos por el absorbedor	sin limitación	
		Confiabilidad	98-99%	
		Residuo/Subproducto	no hay	
		Consumo eléctrico (% de la capacidad instalada)	0,8%-1,6%	
		Tasa de remoción de HCl	90-99%	
		Tasa de remoción de HF	95-99% en el absorbedor	

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Técnica	Eficiencia de reducción de SO <sub>2</sub>	Parámetros de desempeño		Observaciones
		Parámetro	Valor	
		Consumo de agua	15.000 m <sup>3</sup> /h (en función de la concentración de bicarbonato en el agua)	alto consumo energético ● el yeso es un subproducto con valor comercial
		Agua residual	no hay (excepto iones de sulfato disueltos en el agua)	
		Caída de presión	10-20 (x100 Pa)	

Fuente: IPPC, "Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants", 2006.

Tabla 3.7.4: Descripción de sistemas de desulfurización seca de pulverización.

Técnica	Eficiencia de reducción de SO <sub>2</sub>	Parámetros de desempeño		Observaciones
		Parámetro	Valor	
Lavador seco pulverización	85-92%	Temperatura de operación	120-200°C (humos a la entrada) 65-80°C (humos a la salida)	<ul style="list-style-type: none"> <li>● notar que el SO<sub>3</sub> es mejor removido en lavadores de pulverización que en lavadores húmedos.</li> <li>● el uso de torres de apagado incrementa la reactividad de de la cal apagada.</li> <li>● dado que los lavadores ecos pueden remover más SO<sub>3</sub> que los húmedos es esperable que el H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> no sea un problema menor en comparación con los lavadores húmedos.</li> <li>● dado que los equipos de control de NO<sub>x</sub> y partículas aportan menos del 0,1% del consumo eléctrico, el consumo global está por debajo del 1,0%, lo que representa una gran ventaja respecto de los lavadores húmedos, los que requieren de 1,0 a 1,5% del consumo eléctrico.</li> <li>● Costos de 4 a 5 veces mayores del sorbente de cal usada en lavadores secos respecto de la caliza usada en lavadores húmedo representa la principal desventaja del sistema.</li> <li>● investigaciones muestran que alrededor del 35-85% del mercurio presente en los humos aguas arriba del lavador es removido.</li> <li>● el lavado en seco es utilizado principalmente quemando carbón. Sin embargo es aplicable en la quema de otros combustibles sólidos, como petróleo, lignito o turba</li> <li>● cuando el contenido de azufre en el combustible excede 3% la eficiencia del sistema cae ligeramente</li> <li>● la eficiencia del sistema depende mucho del sistema de abatimiento usado para el</li> </ul>
		Sorbente	cal/óxido de calcio	
		Tiempo de residencia	2-10 segundos	
		relación molar Ca/S	1,3-2,0	
		Caudal máximo de humos por absorbedor	700.000 m <sup>3</sup> /h	
		Tasa de remoción de SO <sub>3</sub> y HCl	95%	
		Tasa de recirculación de sorbente	0-15%	
		Contenido sólido del líquido inyectado	10-35%	
		Confiabilidad	95-99%	
		Residuo/Subproducto	mezcla de ceniza volátil, aditivo sin reaccionar y CaSO <sub>3</sub>	
Consumo eléctrico (% de la capacidad eléctrica)	0,5-1,0%			

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Técnica	Eficiencia de reducción de SO <sub>2</sub>	Parámetros de desempeño		Observaciones
		Parámetro	Valor	
		Consumo de agua	20-40 litros/m <sup>3</sup> de humos (depende de la temperatura de los humos)	material particulado ●CaSO <sub>4</sub> es un residuo generado
		Agua residual	no hay	
		Caída de presión del pulverizador sin dispositivo desempolvante	30 (x100 Pa)	

Fuente: IPPC, "Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants", 2006.

Cabe destacar que los lavadores húmedos representan cerca del 90% de las instalaciones de desulfuración de humos en la Unión Europea, en tanto que los lavadores secos representan el 8% de las instalaciones.<sup>73</sup>

### 3.7.2.3 Óxidos de Nitrógeno

Las técnicas para reducir emisiones de óxidos de Nitrógeno se diferencian entre medidas primarias (en la formación de NO<sub>x</sub>) y medidas secundarias (abatimiento del NO<sub>x</sub> ya generado).

La Tabla 3.7.5 se describen las principales características de las tecnologías de control y prevención de emisiones al aire de NO<sub>x</sub> desde fuentes fijas.

Tabla3.7.5: Sistemas de control de emisiones de NO<sub>x</sub>.

Opciones de control	Reducción porcentual por tipo de combustible		
	Carbón	Petróleo	Gas
Quemador bajo en NO <sub>x</sub>	30 – 40%	30 – 40%	30 – 50%
Recirculación de gases de combustión	No aplica	20 – 50%	20 – 50%
Inyección de agua/vapor	No aplica	10 – 50%	No aplica
Combustión por etapas	20 – 50%	20 – 50%	20 – 50%

Fuente: Modificado de Guía de medio ambiente, salud y seguridad del Banco Mundial.

<sup>73</sup> IPPC, "Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants", 2006.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### Quemadores bajo NO<sub>x</sub>

Los quemadores bajos NO<sub>x</sub> representan el cambio de diseño de equipos más común para reducir la formación de NO<sub>x</sub>. Los quemadores bajo NO<sub>x</sub> no solo son efectivos en instalaciones nuevas, sino también pueden ser fácilmente aplicados a instalaciones antiguas o proyectos de modernización. Básicamente, los quemadores bajo NO<sub>x</sub> inhiben la formación de NO<sub>x</sub> por un control de la mezcla de aire y combustible. Estos quemadores tienen una boquilla para la mezcla de aire/combustible y otros dos puertos para el aire, dando así a los operadores la capacidad de ajustar la relación aire/combustible a sub-estequiométrica en la primera parte y para proporcionar exceso de oxígeno en otras zonas. Se crea una llama más grande y ramificada, y las temperaturas de la llama se reducen, lo que resulta en la menor formación de NO<sub>x</sub>.

A continuación se presentan dos figuras donde se indican las reducciones de las emisiones de NO<sub>x</sub> utilizando un quemador bajo NO<sub>x</sub> en una caldera Cleaver-Brooks modelo CBLE-700-150ST quemando gas natural y petróleo diesel.

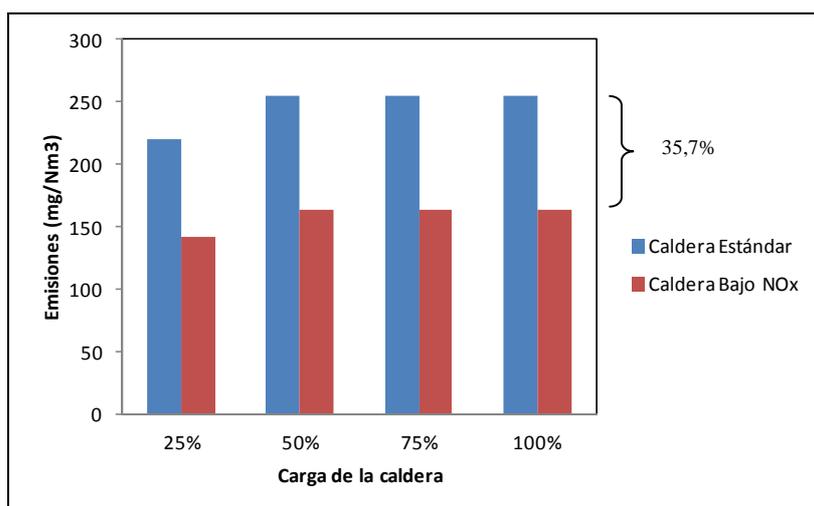


Gráfico 3.7.1: Emisiones de NO<sub>x</sub> quemando petróleo diesel.

Fuente: elaboración propia, con datos de Cleaver-Brooks.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

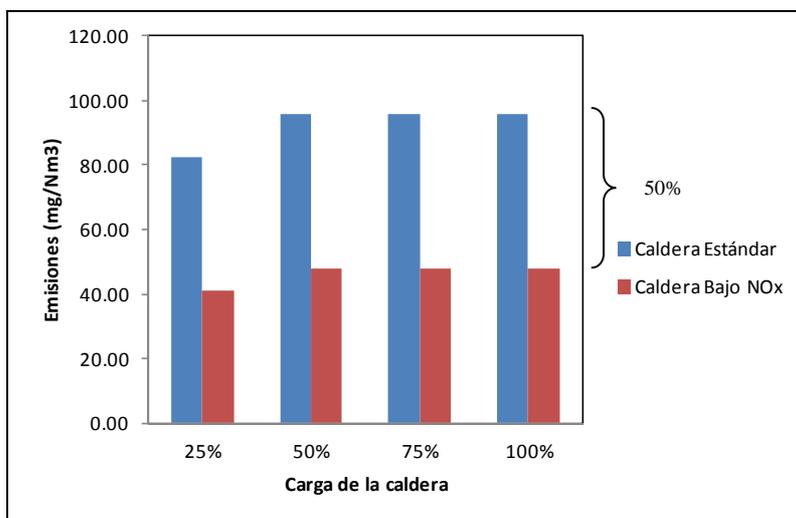


Gráfico 3.7.2: Emisiones de NO<sub>x</sub> quemando gas natural.  
Fuente: elaboración propia, con datos de Cleaver-Brooks.

### Recirculación de gases de combustión.

La recirculación de los productos de la combustión consiste en re-inyectar una fracción (inferior al 15 %) de estos gases en la zona previa a la formación de la llama<sup>74</sup>. Existen dos mecanismos para lograr esta recirculación:

- ✓ Recirculación interna, que se produce en el mismo cabezal del quemador.
- ✓ Recirculación externa, que se logra re-inyectando una fracción de los productos de la combustión descargados por la chimenea.

La recirculación de gases trae consigo una disminución en la eficiencia de las calderas de 0,3 a 0,5%, el que resulta inferior al provocado por sistemas de inyección de agua o vapor (2 a 4%).

La gran desventaja de esta técnica es el mayor costo de operación asociado al consumo de energía eléctrica requerida para recircular los productos de la combustión, mediante un ventilador externo, o bien la inducción a través del ventilador del quemador.

<sup>74</sup> Thermal Engineering, "Sistemas de Control de emisiones para operación con petróleo en la RM", 2006.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### Combustión por etapas

La combustión por etapas se basa en que el mejor ambiente para minimizar la formación del  $\text{NO}_x$  del combustible, es aquel que posee una zona primaria rica en combustible (muy poco  $\text{O}_2$ ) donde exista una elevada temperatura y el tiempo de residencia en ella sea suficiente (0,5 segundos) para minimizar el número de átomos de nitrógeno liberados para formar  $\text{NO}_x$  con el oxígeno. De esta manera se consigue transformar el nitrógeno del combustible en nitrógeno molecular.

Posteriormente, una vez que las reacciones para formar  $\text{NO}_x$  han alcanzado un mínimo, suavemente se debe aportar el aire requerido para completar la combustión aguas abajo en el hogar, sin incrementar importantemente el  $\text{NO}_x$  térmico.

### Inyección de agua o vapor.

La inyección de agua o vapor puede ser un medio eficaz para reducir la temperatura de la llama, lo que reduce el  $\text{NO}_x$  térmico. La inyección de agua ha demostrado ser muy eficaz para las turbinas a gas, con reducciones de  $\text{NO}_x$  de aproximadamente 80% al agregar una tasa de 2% de agua con respecto al aire de combustión (Crawford, *et al.*, 1977). La reducción de la eficiencia provocada por la aplicación de sistemas de inyección de agua o vapor se encuentra entre un 2 y 4%.

### Medidas secundarias.

Las medidas secundarias son:

- Reducción catalítica selectiva (SCR) y
- Reducción catalítica no selectiva (SNCR)

Tabla 3.7.6: Medidas secundarias para reducir las emisiones de  $\text{NO}_x$ .

Técnica	Eficiencia de reducción de $\text{NO}_x$	Parámetros de desempeño		Observaciones
		Parámetro	Valor	
Reducción Catalítica Selectiva (SCR)	80-95%	Temperatura de operación	350-450°C (alto polvo) 170-300°C (cota inferior) 280-510°C (turbina a gas) 200-510°C (motor diesel)	●lás pérdidas de amoníaco se incrementan con el aumento de la relación $\text{NH}_3/\text{NO}_x$ , lo que puede causar problemas como demasiado contenido de amoníaco en las cenizas volátiles. Este problema es atacable usando un mayor volumen de catalizador y/o mejorando la mezcla de $\text{NH}_3$ y $\text{NO}_x$ en los humos. ●Reacción incompleta del $\text{NH}_3$ con $\text{NO}_x$ puede resultar en la formación de sulfatos de amonio, que se deposita en los equipos aguas abajo como el catalizador y el precalentador
		Agente reductor	Amoníaco, urea	

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Técnica	Eficiencia de reducción de NOx	Parámetros de desempeño		Observaciones
		Parámetro	Valor	
		Relación NH3/NOx	0,8-1,0	<p>de aire incrementando el contenido de NH3 en el agua residual del sistema de desulfurización de humos y en el agua de limpieza del precalentador de aire y un incremento en el contenido de NH3 en las cenizas. Estas reacciones incompletas sólo suceden en el caso de una falla catastrófica de todo el sistema SCR</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● la vida útil del catalizador es de 6 a 10 años para la quema de carbón, 8 a 12 años para la quema de petróleo y más de 10 años para la quema de gas</li> <li>● vida útil del catalizador de 40.000 a 80.000 horas de operación son alcanzables con lavados periódicos.</li> </ul>
		Pérdidas de NH3	< 5 mg/Nm3	
		Disponibilidad	>98%	
		Tasa de conversión SO2/SO3 con catalizador	1,0-1,5% (límite inferior)	
		Consumo eléctrico (% de la capacidad eléctrica)	0,5% para todas las aplicaciones)	
		Caída de presión en el catalizador	4-10 (x100 Pa)	
Reducción Catalítica No Selectiva (SNCR)	30-50%	Temperatura de operación	850-1050°C	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Aunque algunos fabricantes reportan eficiencias de remoción de Nox de hasta 80%, lo común es que el proceso SNCR tenga eficiencias de entre 30 y 50% como promedio que cubre diferentes condiciones operativas. Mayores niveles de remoción son posibles en casos particulares donde se dan condiciones favorables, así como eficiencias menores cuando las condiciones son desfavorables, especialmente en instalaciones existentes.</li> <li>● SNCR no es utilizable para turbinas a gas, debido al tiempo de residencia y temperatura requeridos</li> <li>● Reacción incompleta del NH3 con NOx puede resultar en la formación de sulfatos de amonio, que se deposita en los equipos aguas abajo como el catalizador y el precalentador de aire incrementando el contenido de NH3 en el agua residual del sistema de desulfurización de humos y en el agua de limpieza del precalentador de aire y un incremento en el contenido de NH3 en las cenizas</li> <li>● SNCR no es utilizable en turbinas a gas o</li> </ul>
		Agente reductor	Amoniaco, urea	
		Relación NH3/NOx	1,5-2,5	
		Pérdidas de NH3	< 10 mg/Nm3	
		Disponibilidad	>97%	

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Técnica	Eficiencia de reducción de NOx	Parámetros de desempeño		Observaciones
		Parámetro	Valor	
		Consumo eléctrico (% de la capacidad eléctrica)	0,1-0,3%	motores
		Tiempo de residencia en rango de temperatura	0,2-0,5 segundos	

Fuente: IPPC, "Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants", 2006.

### 3.7.2.4 Medidas de eficiencia energética

#### Instalación de aislamiento térmico en tuberías calientes<sup>75</sup>.

Un buen aislamiento térmico puede reducir las pérdidas de energía entre un 70% a un 90%, así como disminuir los problemas de golpe de ariete, mantener la presión requerida por los equipos de la planta y reducir el riesgo laboral debido a tuberías calientes expuestas al personal. Por lo anterior, se recomienda llevar a cabo un programa de inspección para evaluar si el aislamiento térmico tiene que ser sustituido parcial o totalmente en la línea de vapor. Esta práctica debe de estar enmarcada en el programa de mantenimiento rutinario.

Por regla general, se debe colocar aislamiento térmico en todas aquellas tuberías cuyas temperaturas se encuentren por arriba de los 60°C, tanto en las de vapor como en las que transporten producto proveniente de alguna operación. Esto sobre todo para reducir los riesgos laborales.

Es importante señalar que después de que las líneas de vapor han sido aisladas térmicamente, los cambios en el flujo de calor pueden influenciar el comportamiento de otras partes del sistema de vapor, haciéndolas más eficientes, toda vez que reciben vapor de mejor calidad.

<sup>75</sup> USAID, "Guía de Buenas Prácticas en Eficiencia Energética para Sistemas de Vapor", 2011.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.7.7: Pérdidas de calor por cada metro de tubería de vapor sin aislamiento térmico.

Diámetro de la línea de distribución [pulgada]	Presión de vapor [psig]			
	15	150	300	600
1	4,6	9,4	12,3	16,2
2	7,7	15,7	20,7	27,6
4	13,6	27,9	36,7	49,2
8	24,6	50,5	66,6	89,4
12	34,6	72,2	95,5	128,6

\*Tubería de acero (horizontal), 24°C de temperatura ambiente, sin velocidad de viento y una operación de 8.760 horas. Fuente: Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) México.

Por ejemplo, si una empresa tiene una tubería de una pulgada de diámetro y a una presión de vapor de 15 psig descubierta por 10 metros, las pérdidas serán de 46 MBtu por año, o alrededor 354 galones de diesel por año, respectivamente<sup>76</sup>.

Existen varios tipos de aislamientos térmicos para tuberías industriales, en el Gráfico siguiente gráfico se muestran los aislamientos térmicos y sus rangos de aplicación.

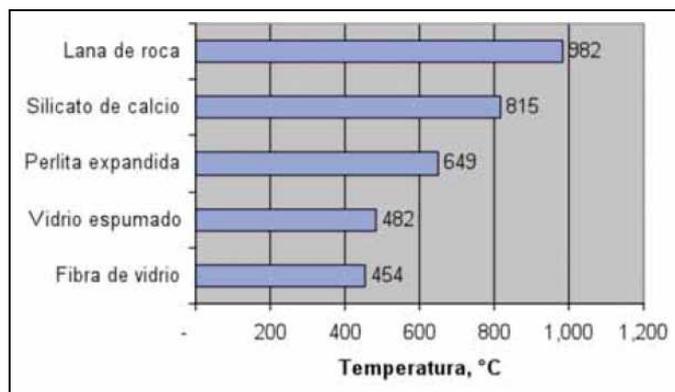


Gráfico 3.7.3: Rango de aplicación de los aislantes térmicos. Fuente: Fuente: CySTE, basada en la Norma Oficial Mexicana NOM-009-ENER-1995, Eficiencia energética en aislamientos térmicos industriales.

Los costos de aislamiento térmico de equipos y cañerías ven recompensada la inversión debido las pérdidas de energía térmica evitadas, para estimar los costos se deben tener en cuenta las siguientes variables:

- Temperatura de la superficie.
- Temperatura ambiente.

<sup>76</sup> Se considera PCI del Petróleo Diesel de 18.000 Btu/lb, con una densidad de 7,220 lb/Gal.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- Metros cuadrados de superficie.
- Material de la superficie.
- Si se encuentra a la intemperie tomar en cuenta condiciones meteorológicas.

Para el caso particular de un estanque de agua caliente típico utilizado en la industria alimentaria, los costos aproximados son los siguientes:

Tabla 3.7.8: Costos de aislamiento térmico para un estanque de agua caliente. Fuente: Manual de eficiencia energética en la industria de alimentos elaborados, AChEE y Chilealimentos A.G., 2012.

Ahorro energético anual	\$1.000.000
Estimación inversión	\$2.500.000
Periodo de retorno	30 meses

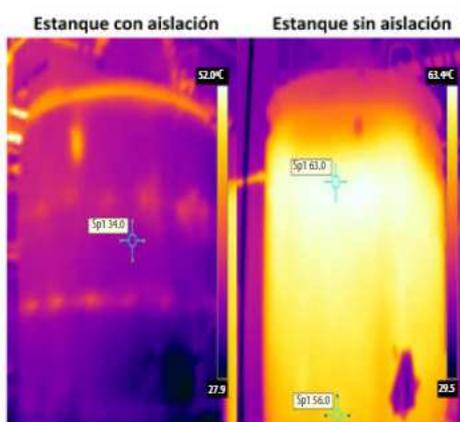


Figura 3.7.4: Temperaturas exteriores de un estanque con aislación térmica y sin aislación térmica. Fuente: Manual de eficiencia energética en la industria de alimentos elaborados, AChEE y Chilealimentos A.G., 2012.

Cabe destacar que la instalación de aislamiento térmico también puede ser aplicada a tanques calientes y a válvulas y bridas de la red de distribución de vapor, logrando también reducciones del consumo de combustible y por consiguiente de las emisiones generadas.

### Reducir u optimizar el exceso de aire para la combustión.

El mantener en la caldera un exceso de aire elevado en la combustión, trae como consecuencia un desperdicio de energía, ya que como hay una cantidad adicional de gases atmosféricos que no reaccionan en la combustión, estos absorben calor, reduciendo la eficiencia térmica del equipo generador de vapor. La medida aplicable es una mejora operativa y de mantenimiento, por ello es importante reducir el exceso de aire a los

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

niveles mínimos factibles, ya que con esto se aprovecha de mejor manera la energía contenida el combustible.

Se recomienda instalar un sistema de control de combustión y, así optimizar la mezcla combustible/aire. Una disminución del 10% en el exceso de aire de los gases de salida significa una reducción del consumo de combustible de 1,26% aprox., mejorando en 1% la eficiencia de la caldera.

Cabe destacar que la reducción del exceso de aire es una de las técnicas operativas más efectivas que puede aplicarse sin tener que realizar altas inversiones. En la siguiente tabla se indican los excesos de aire recomendados según el tipo de combustible.

Tabla 3.7.9: Excesos de aire recomendados.

Combustible	Exceso de aire (%)
Gas natural	5 – 10
Propano	5 – 10
Gas coque	5 – 10
Fuel Oil N° 6	10 – 15

Fuente: USAID, “Guía de Buenas Prácticas en Eficiencia Energética para Sistemas de Vapor”, 2011.

Los costos asociados y el periodo de retorno de inversión para la implementación de un sistema de control integral de control de caldera para una caldera con capacidad de generar 10 (ton vapor/hora) se indican en la siguiente tabla.

Tabla 3.7.10: Costos de un sistema integral de control de caldera.

Ahorro energético anual	\$13.500.000
Estimación inversión	\$28.000.000
Periodo de retorno	25 meses

Fuente: Manual de eficiencia energética en la industria de alimentos elaborados, AChEE y Chilealimentos A.G., 2012.

Nota: Se han tomado para el cálculo una recuperación de 540.000 (Mcal).

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

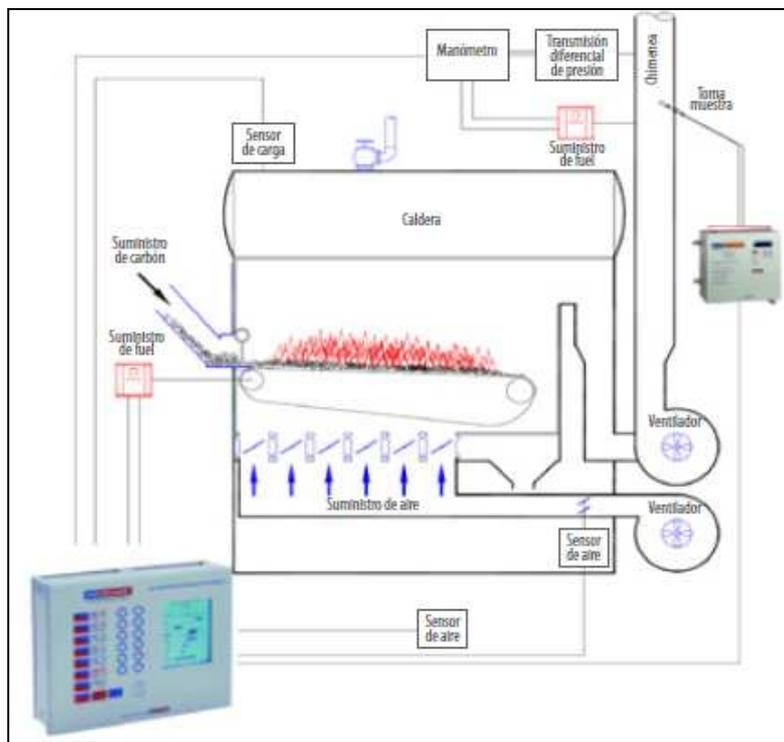


Figura 3.7.5: Esquema de funcionamiento de un sistema integral de control de caldera.

Las acciones que se deben llevar a cabo en la planta para la implementación de esta medida se describen en la siguiente tabla.

Tabla 3.7.11: Actividades para la reducción del exceso de aire.

Actividad	Desarrollo	Sitio
Revisión de controles de la caldera y sistema eléctrico	Es necesario revisar los controles y el sistema eléctrico de la caldera para asegurar que ésta va a operar de manera adecuada y segura.	Caldera
Revisión del sistema de inyección de combustible	Se requiere revisar las boquillas del sistema de inyección del combustible, ya que deberán limpiarse y sobre todo, verificar que se encuentren dentro del diámetro recomendado por el fabricante. Un mayor diámetro implica un mayor consumo de combustible y menor calidad en la pulverización del combustible. Con base en la experiencia observada en las empresas, se pudo constatar que los pulverizadores prácticamente no son sustituidos, sin embargo el manual de mantenimiento de las calderas recomienda que se deben cambiar al menos una vez al año. Si los pulverizadores son manufacturados en talleres mecánicos locales, se ha comprobado que tienen una vida útil que corresponde al 50% de uno original.	Conjunto quemador de la caldera y/o sistema de inyección del combustible.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

<b>Actividad</b>	<b>Desarrollo</b>	<b>Sitio</b>
Revisión de las condiciones de inyección del combustible	Otro aspecto a revisar es asegurar que las condiciones del combustible sean las óptimas, tanto en temperatura, como en presión de inyección. Una temperatura baja en el bunker o una falta de presión de inyección son causales de la reducción de la eficiencia en la combustión.	Sistema de acondicionamiento de combustible y sistema de inyección del combustible.
Disponibilidad y operatividad de los equipos de medición	Para llevar a cabo esta práctica, es indispensable contar con equipo de medición que permita cuantificar los gases de combustión (analizador de gases), para que con ello se determine la cantidad de exceso de aire con la que se está operando y se puedan realizar los ajustes pertinentes de la caldera mes a mes, o inclusive puede ser quincenal o semanal, esto varía de acuerdo al control que la empresa necesite tener. El analizador de gases cuenta con aditamentos <sup>77</sup> que son indispensables para la medición de los gases, y que, en general, de acuerdo a la marca, al uso y al cuidado, pueden tener una duración de al menos un año, por lo que es necesario revisar, con frecuencia, las condiciones en las que se encuentran. Además, cada vez que son sustituidos, el analizador de gases deberá ser calibrado, por lo que tanto los aditamentos, como la calibración, representan costos que la empresa debe tomar en cuenta. El costo por calibración está en un rango de los 250 a los 350 US\$, mientras que una celda presenta un costo de alrededor de los 200 US\$.	Analizador de gases
Realizar el análisis de gases	Habiendo cumplido con las actividades anteriores, se procede a efectuar los análisis de los gases de combustión en la salida de la chimenea, donde deberá haber un punto de muestreo, o sea, un barreno donde pueda introducir la sonda del analizador de gases, lo más cercano al cuerpo de la caldera, para evitar medir los gases con alguna entrada adicional de aire. Las mediciones se deberán efectuar en las tres condiciones de flama (fuego bajo, medio y alto), para determinar en cada una de estas condiciones el exceso de aire con el que estuviera trabajando la caldera.	Chimenea de la caldera y conjunto quemador.

---

<sup>77</sup> Entre dichos aditamentos se encuentran las celdas, con las cuales se realizan las mediciones. También se requiere de filtros y sondas.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Actividad	Desarrollo	Sitio
Realizar el ajuste	Una vez efectuada cada una de las mediciones en las tres condiciones antes citadas y determinado el exceso de aire, en cada una de ellas se deberá realizar el ajuste necesario de la alimentación del aire de tal manera que el exceso de aire no sobre pase lo establecido para cada combustible. En los manuales de la caldera viene especificada la forma de hacer dichos ajustes, por lo que se recomienda ver las especificaciones del fabricante. Se recomienda que la caldera se ajuste de preferencia al nivel de flama que registra mayor tiempo de operación.	Chimenea de la caldera y conjunto quemador.

### Reducir la presión del generador de vapor.

Una práctica común, que se presenta en la industria, es que a menudo el área de producción solicite al operador de la caldera que incremente la presión, con el propósito de cubrir los requerimientos de los equipos del proceso. El fenómeno que se presenta por este tipo de operación es que a medida que la presión del vapor en la caldera se incrementa, también aumentan las pérdidas de energía, derivando en un mayor consumo de combustible.

Para alcanzar el punto óptimo en la operación de la caldera, la empresa debe identificar las necesidades reales de vapor que requieren los equipos del proceso, ya que sostener una operación no eficiente trae como consecuencias incrementar la presión del generador de vapor, haciendo que los costos en la generación del vapor se eleven.

Por otra parte, es recomendable verificar si realmente se necesita más presión en el vapor o bien, pues puede suceder que exista uno o más de los siguientes problemas:

- Demasiadas fugas de vapor, tanto en la línea de vapor, como en los equipos de proceso;
- Inundaciones en la línea de vapor y en los equipos de proceso; este problema hace que se requiera de más vapor, con el objetivo de empujar prácticamente al condensado y forzarlo a que desaloje el área que debería estar ocupando el vapor, eso se origina por:
  - - o Las líneas de vapor no cuentan con drenaje de condensado o tienen pocos puntos de estos drenajes;
    - o Mal funcionamiento de las trampas para condensados en la línea de vapor; en ocasiones, las trampas llegan a fallar debido a que tienen suciedad, o que no son las adecuadas para la aplicación, ya sea que estén sobredimensionadas o subdimensionadas;
    - o Mal funcionamiento de las trampas para condensados en los equipos de proceso; misma situación que la anterior.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

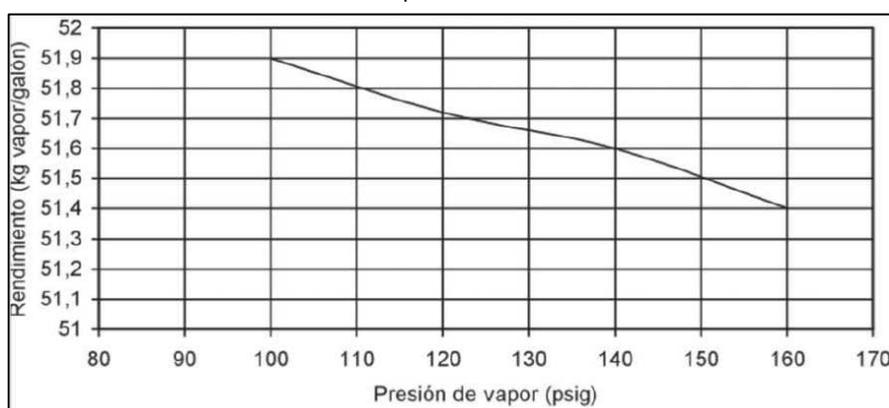
---

Por ello, es importante realizar pruebas para determinar los requerimientos reales de vapor, para identificar la presión adecuada con la que operan los equipos, sin que ello afecte en algún momento, las operaciones, el proceso o el mismo desempeño de los equipos.

Para la aplicación de esta técnica, una vez verificados los puntos anteriores, se recomienda ajustar la presión de generación y reducirla a la presión de operación óptima, cuidando en todo momento el desempeño y la repercusión en las operaciones, al mismo tiempo de asegurar el buen desempeño del generador de vapor.

Con base en la experiencia en este tipo de proyectos en el gráfico siguiente se aprecia el comportamiento del rendimiento que la caldera presenta cuando varía la presión en la generación de vapor y el rendimiento (eficiencia) de la caldera.

Gráfico 3.7.4: Presión de operación en función del rendimiento.



Fuente: Uso Racional de la Energía "Manual para Consultores y Expertos, CDG-PAE/MEM, Perú, 1999 Cap. 2.

### Instalación equipos para aprovechar la energía térmica desperdiciada normalmente en las calderas.

Debido a la combustión producida para generar calor en las calderas, los gases de combustión son emitidos a temperaturas cercanas a los 200 °C, por lo que poseen energía térmica que puede ser aprovechada en el proceso. Adicionalmente el proceso de evaporación genera condensados (vapos), los cuales poseen energía que no es aprovechada. Por último, en el proceso de purgas de las calderas, generalmente estas son desechadas con un potencial de energía el cual es recuperable.

Para aprovechar el calor contenido en los gases de combustión existe una técnica de eficiencia energética que consiste en incorporar un economizador en la chimenea de las calderas, con el fin de calentar el agua de ingreso a la caldera. Los costos asociados y el periodo de retorno para una caldera capaz de generar 10 TVH (ton vapor/hora) aproximadamente se muestra a continuación:

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.7.12: Costos de un economizador en la chimenea de una caldera

<b>Ahorro energético anual</b>	\$8.000.000
<b>Estimación inversión</b>	\$15.000.000
<b>Periodo de retorno</b>	23 meses

Nota: Se estima una recuperación de 450.000 [Mcal/año].

Fuente: Manual de eficiencia energética en la industria de alimentos elaborados, AChEE y Chilealimentos A.G., 2012.

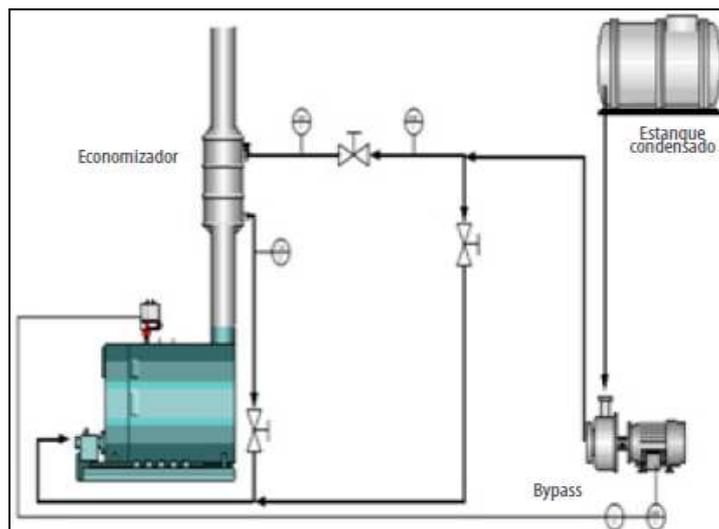


Figura 3.7.6: Esquema de funcionamiento de un economizador en la chimenea de la caldera.

Fuente: Manual de eficiencia energética en la industria de alimentos elaborados, AChEE y Chilealimentos A.G., 2012.

Por último, para recuperar la energía térmica contenida en las purgas de las calderas, se recomienda instalar un sistema de purga continua junto con un recuperador de calor, de este modo transferir el calor desde la purga hacia el agua de relleno de la caldera. Los costos asociados y el periodo de retorno de inversión asociado a una caldera con la capacidad de generar 10 TVH (ton vapor/hora) se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 3.7.13: Costos de un sistema de purga continua junto con un recuperador de calor

<b>Ahorro energético anual</b>	\$22.500.000
<b>Estimación inversión</b>	\$38.000.000
<b>Periodo de retorno</b>	21 meses

Nota: Se han tomado para el cálculo una recuperación de 900.000 (Mcal).

Fuente: Manual de eficiencia energética en la industria de alimentos elaborados, AChEE y Chilealimentos A.G., 2012.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

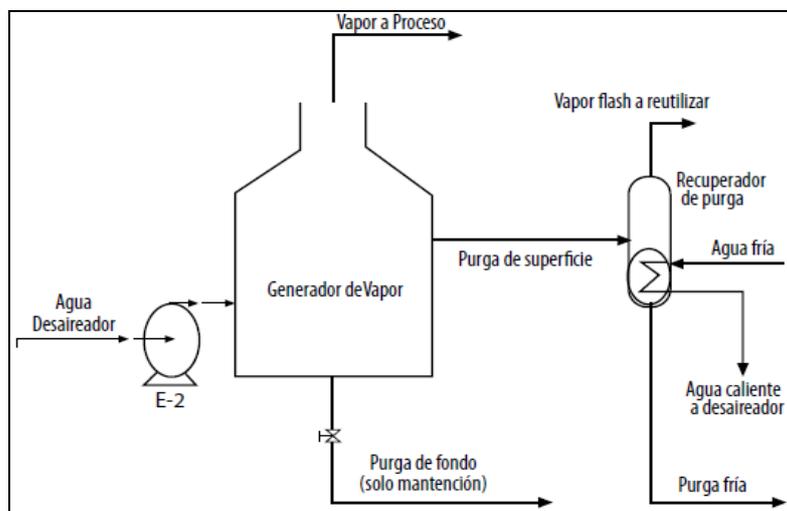


Figura 3.7.7: Esquema de funcionamiento de un sistema de purga continua junto con un recuperador de calor.

Fuente: Manual de eficiencia energética en la industria de alimentos elaborados, AChEE y Chilealimentos A.G., 2012.

### Sistema solar térmico para agua caliente.

En muchos casos el agua caliente utilizada en las plantas industriales proviene de las calderas, ya sea para uso sanitario o calefacción, lo que conlleva a desaprovechar el contenido energético del agua caliente en el proceso productivo. Como solución se recomienda la instalación de un sistema de paneles solares para pre-calentar agua para las calderas y/o uso sanitario. El sistema reducirá la carga sobre el sistema de calderas, resultando en un ahorro de combustible. Los costos asociados y el periodo de retorno de inversión se indican en la siguiente tabla.

Tabla3.7.14: Costos de un sistema solar térmico para agua caliente.

<b>Ahorro energético anual</b>	\$25.000.000
<b>Estimación inversión</b>	\$90.000.000
<b>Periodo de retorno</b>	44 meses

Nota: Se consideran 50 m<sup>2</sup> de paneles y 1.000.000 (Mcal/año)

Fuente: Manual de eficiencia energética en la industria de alimentos elaborados, AChEE y Chilealimentos A.G., 2012.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

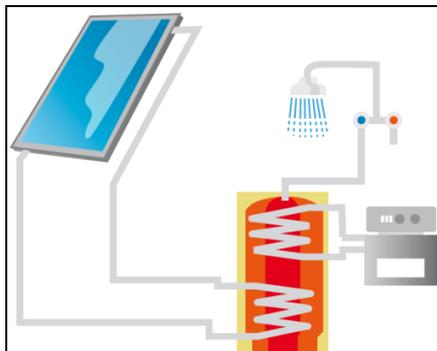


Figura 3.7.8: Esquema de funcionamiento de un sistema solar térmico para agua caliente. Fuente: Manual de eficiencia energética en la industria de alimentos elaborados, AChEE y Chilealimentos A.G., 2012.

### 3.7.3 Mejoras tecnológicas en otros procesos de combustión

A continuación se presentan las mejores tecnologías disponibles (MTD) para el abatimiento de gases de combustión aplicadas a los distintos rubros industriales indicados en la sección 3.1.

#### 3.7.3.1 Material Particulado

Las MTD para el abatimiento de material particulado se describen a continuación.

##### **Filtro de mangas.**

El funcionamiento de los filtros de mangas fue descrito anteriormente en la sección 3.7.2.

##### **Precipitador electrostático (ESP).**

El precipitador electrostático consta de una serie de electrodos de descarga de alta tensión y sus correspondientes electrodos colectores. Las partículas se cargan y posteriormente se separan del flujo de gases por efecto del campo eléctrico. Estos precipitadores son muy eficaces para recoger polvo de 0,1 a 10  $\mu\text{m}$ , y su eficiencia total puede ser del 97% al 99 %. El rendimiento real varía en función de las características de los gases de escape y del diseño del propio precipitador. En principio, este sistema puede aplicarse en todas las instalaciones nuevas y antiguas. Es probable que los costos de inversión sean más elevados en las plantas antiguas, en especial si hay limitaciones de espacio.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

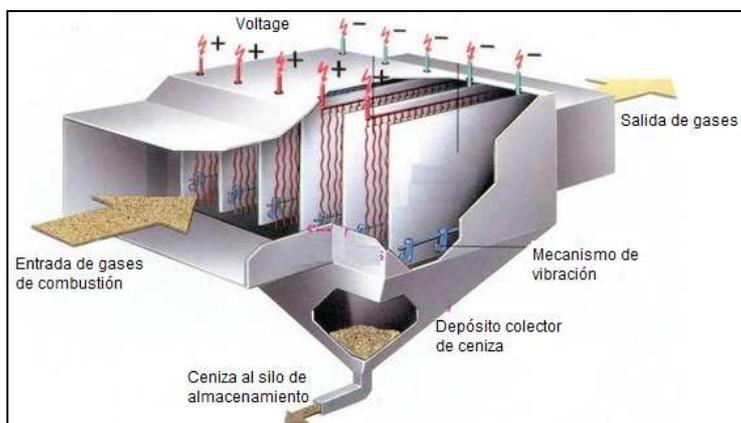


Figura 3.7.9: Vista transversal de un precipitador electrostático.

Fuente: Modificado de <http://www.endress.com/eh/home.nsf/#page/~power-energy-processes-coal-fired-power-plants-electrostatic-precipitator>.

## Ciclones o mult ciclones

El funcionamiento de ciclones fue descrito anteriormente en la sección 3.7.2.

A continuación se presenta una tabla con las eficiencias y los costos asociados a cada tecnología de abatimiento, indicando además su aplicabilidad para cada proceso productivo.

Tabla 3.7.15: Tecnologías de abatimiento de Material Particulado según sector productivo.

Proceso productivo	Tecnología	Lugar de aplicación	% de remoción	Costo (US\$)
Producción de acero <sup>78</sup>	Filtro de mangas	Batería de coque	> 99%	30.000.000
	Filtro de mangas	Alto horno	> 99%	5.700.000
	ESP	Horno de planchones	> 98%	4.000.000
	ESP	Calderas	> 98%	900.000*
	ESP	Horno de palanquillas	> 98%	700.000
Producción de vidrio <sup>79</sup>	ESP	Horno	95% – 99%	5.000.000
Producción de cemento <sup>80</sup>	ESP	Horno**	> 99,9%	5.700.00 – 7.500.00
	Filtro de mangas	Horno**	> 99,9%	5.000.000 – 10.000
Producción de	ESP	Caldera de corteza***	> 95%	3.800.00 – 5.000.000

<sup>78</sup> Información obtenida de “Evaluación de Medidas para Reducir la Contaminación Atmosférica en Complejos Industriales y Grandes Fuentes del Gran Concepción” elaborado por UDT y Proterm S.A., 2011.

<sup>79</sup> Información obtenida de “Evaluación de Medidas para Reducir la Contaminación Atmosférica en Complejos Industriales y Grandes Fuentes del Gran Concepción” elaborado por UDT y Proterm S.A., 2011.

<sup>80</sup> Información obtenida de Reference document on Best Available Techniques in the Cement, Lime and Magnesium Oxide Manufacturing Industries, 2010.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Proceso productivo	Tecnología	Lugar de aplicación	% de remoción	Costo (US\$)
celulosa <sup>81</sup>	ESP	Horno de cal***	> 95%	6.300.000 – 7.500.000
Refinación de petróleo	Filtro de mangas	Hornos y calderas	> 99,6%	5.000.000 – 10.000
	ESP	Hornos y calderas	> 96,5%	6.300.000 – 7.500.000

Fuente: elaboración propia en base a los documentos referenciados.

\*: costo estimado correspondiente a la implementación de un ESP por caldera.

\*\* : horno con una capacidad de producción de 3.000 ton clinker/día.

\*\*\*: inversión para una planta de pulpa kraft de 1500 ADt/d (toneladas de pasta seca por día).

### 3.7.3.2 Óxidos de Azufre

Las MTD para el abatimiento de óxidos de azufre se describen a continuación:

#### Lavador de gases.

El funcionamiento los lavadores de gases fue descrito anteriormente en la sección 3.7.2.

Adicionalmente cabe destacar que existen variaciones de esta tecnología, contando con sistemas de depuración por vía seca y semiseca que se basan en los mismos principios de funcionamiento. El material reactivo (el absorbente) se introduce y se dispersa en el flujo de gases de escape. Este material reacciona con las especies de SO<sub>x</sub> para formar un sólido, que debe eliminarse del flujo de gases de escape por medio de un precipitador electrostático o filtros de mangas. En el proceso seco, el absorbente es un polvo desprovisto de humedad (habitualmente Ca(OH)<sub>2</sub>, NaHCO<sub>3</sub>, o Na<sub>2</sub>(CO)<sub>3</sub>). En el proceso semiseco, el absorbente (habitualmente Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, CaO o Ca(OH)<sub>2</sub>) es una suspensión o solución y el flujo de gases se enfría por evaporación del agua. Las reducciones que se logran con estas técnicas dependen de varios factores, como la temperatura de los gases de escape, el tipo y cantidad de absorbente que se añade (o más concretamente, la relación molar entre el reactivo y los contaminantes) y su dispersión<sup>82</sup>.

#### Cogeneración.

Esta técnica (generación combinada de calor y electricidad) contribuye a reducir las pérdidas de energía de la generación de electricidad y de la producción de vapor. Las

---

<sup>81</sup> Información obtenida de Prevención y control integrados de la contaminación, Documento de referencia de mejores técnicas disponibles en la industria de la pasta y el papel, 2006.

<sup>82</sup> IPPC, "Draft Reference Document on Best Available Techniques in the Glass Manufacturing Industry", 2004.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

plantas de cogeneración elevan la eficacia de conversión del consumo de combustible desde alrededor de un tercio en las plantas eléctricas convencionales hasta alrededor del 80% (o más).

Actualmente en el mercado existen distintos esquemas de centrales de cogeneración. La elección de qué tecnología se usa, depende únicamente de las centrales eléctricas existentes (en operación) y de las condiciones locales.

Las plantas de cogeneración convierten un 80-93% de la entrada de energía en un 40-70% de electricidad y un 45-20% de calor, según las necesidades específicas de las fábricas y el sistema aplicado. La generación de electricidad convencional convierte algo menos del 40% de la entrada de energía en electricidad. El resto del aporte de energía se pierde.

Actualmente esta técnica es bien conocida y desarrollada, es una técnica integrada al proceso, que puede ser aplicada a fábricas nuevas y existentes, siempre y cuando el diseño de la fábrica lo permita.

### Cambio de combustible.

El cambio de combustible es una alternativa no tecnológica para la reducción de las emisiones, consiste básicamente en reemplazar los combustibles con mayor contenido de azufre y partículas, por otros que presenten menores concentraciones de los mismos<sup>83</sup>. Esta tecnología es aplicable a todos los procesos productivos. Cabe destacar que el costo de aplicación de esta tecnología se ve influenciado por el combustible a utilizar y el cambio de quemadores, por lo tanto, debido a la gran diversidad de equipos no se puede indicar un costo específico asociado a esta tecnología.

A continuación se presenta una tabla con las eficiencias y los costos asociados a cada tecnología de abatimiento, indicando además su aplicabilidad para cada proceso productivo.

Tabla 3.7.16: Tecnologías de abatimiento para SOx en diferentes rubros productivos.

Proceso productivo	Tecnología	Lugar de aplicación	% de remoción	Costo (USD)
Producción de vidrio <sup>84</sup>	Lavador seco	Horno	< 50% - 90%	3.100.000 – 4.400.000*
	Lavador semiseco	Horno	90% - 95%	
Producción de cemento <sup>85</sup>	Lavador húmedo	Horno	> 90%	8.500.000 – 33.800.000

<sup>83</sup> Banco Mundial, "Guía sobre Medioambiente, Salud y Seguridad", 2007.

<sup>84</sup> IPPC, "Draft Reference Document on Best Available Techniques in the Glass Manufacturing Industry", 2004.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Proceso productivo	Tecnología	Lugar de aplicación	% de remoción	Costo (USD)
	Lavador seco	Horno	60% - 80%	290.000 – 440.000
Producción de celulosa <sup>86</sup>	Lavador húmedo	Caldera de recuperación	60% - 70%	9.000.000** - 13.000.000***
	Cogeneración	Caldera de corteza	100%	1.300****

Fuente: elaboración propia en base a los documentos referenciados.

\*: Costo estimado para un flujo de 50.000 Nm<sup>3</sup>/h con un ESP.

\*\* : Para una planta de pulpa kraft blanqueada con una capacidad de producción de 250.000 ton/año.

\*\*\*: Para una planta de pulpa kraft blanqueada con una capacidad de producción de 500.000 ton/año.

\*\*\*\*: Costo por kilowatt, inversión para transformar unidades existentes de turbina de vapor de contrapresión en plantas de cogeneración de ciclo combinado.

### 3.7.3.3 Óxidos de Nitrógeno

Las MTD para el abatimiento de óxidos de nitrógeno se describen a continuación:

#### Quemador bajo NO<sub>x</sub>.

El funcionamiento de quemadores bajo NO<sub>x</sub> fue descrito anteriormente en la sección 3.7.2.

#### Combustión por etapas.

El funcionamiento de la combustión por etapas fue descrito anteriormente en la sección 3.7.2.

#### Inyección de agua.

El funcionamiento de la inyección de agua fue descrito anteriormente en la sección 3.7.2.

#### Reducción catalítica selectiva (SCR).

El funcionamiento de la reducción catalítica selectiva fue descrito anteriormente en la sección 3.7.2.

#### Reducción catalítica no selectiva (SNCR).

El funcionamiento de la reducción catalítica no selectiva fue descrito anteriormente en la sección 3.7.2.

---

<sup>85</sup> IPPC, "Reference document on Best Available Techniques in the Cement, Lime and Magnesium Oxide Manufacturing Industries", 2010.

<sup>86</sup> IPPC, "Documento de referencia de mejores técnicas disponibles en la industria de la pasta y el papel", 2006.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### Oxicombustión.

La oxicombustión implica la sustitución del aire de combustión por oxígeno. Al eliminar la mayor parte del nitrógeno de la atmósfera de combustión se reduce el volumen de los gases de escape en dos terceras partes. Por lo tanto, es posible ahorrar energía porque no es necesario calentar el nitrógeno atmosférico a la temperatura de la llama. También se evita en gran medida la formación de NO<sub>x</sub> térmicos, porque el único nitrógeno presente en la atmósfera de combustión es el nitrógeno residual que queda en el oxígeno o en el combustible, el nitrógeno derivado de la disgregación de los nitratos y el que contenga el aire parásito que pueda haber<sup>87</sup>.

### Distribución de aire por encima del hogar (OFA) en calderas de recuperación.

Las modificaciones del sistema de alimentación de aire han mostrado tener éxito con respecto a la reducción de las emisiones de NO<sub>x</sub>. Se puede conseguir una reducción de la formación de NO<sub>x</sub> en una caldera de recuperación kraft realizando una modificación en el sistema de alimentación de aire, por ejemplo introduciendo una cuarta entrada de aire en la parte superior de la caldera. La aplicación de esta técnica logra disminuciones de las emisiones de NO<sub>x</sub> que dependen del tipo de caldera y del diseño y el método de uso de la OFA. Las reducciones de emisiones de NO<sub>x</sub> alcanzadas en plantas europeas rondan entre un 10 – 25%<sup>88</sup>.

### Cogeneración de calor y electricidad.

Esta técnica fue descrita en la sección 3.7.3.2.

A continuación se presenta una tabla con las eficiencias y los costos asociados a cada tecnología de abatimiento, indicando además su aplicabilidad para cada proceso productivo.

Tabla 3.7.17: Tecnologías de abatimiento para NO<sub>x</sub> en diferentes rubros productivos.

Proceso productivo	Tecnología	Lugar de aplicación	% de remoción	Costo (USD)
Producción de vidrio <sup>89</sup>	Oxicombustión	Horno	40% - 60%	No disponible
	SCR	Horno	75% - 95%	3.200.000 – 6.600.000
	SNCR	Horno	30% - 70%	250.000 – 1.700.000
Producción de	Inyección de agua	Horno	< 35%	Hasta 270.000

---

<sup>87</sup> IPPC, "Draft Reference Document on Best Available Techniques in the Glass Manufacturing Industry", 2004

<sup>88</sup> IPPC, "Documento de referencia de mejores técnicas disponibles en la industria de la pasta y el papel", 2006.

<sup>89</sup> IPPC, "Draft Reference Document on Best Available Techniques in the Glass Manufacturing Industry", 2004.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Proceso productivo	Tecnología	Lugar de aplicación	% de remoción	Costo (USD)
cemento <sup>90</sup>	Quemador bajo NO <sub>x</sub>	Horno	< 35%	Hasta 600.000
	Combustión por etapas	Precalcinador / Precaentador	10% - 50%	130.000 – 2.600.000 1.300.000 - 5.300.000
	SNCR	Precaentador y precalcinerador	30% - 90%	660.000 – 1.600.000
	SCR	Hornos	43% - 95%	2.900.000 – 6.000.000
Producción de celulosa <sup>91</sup>	Quemador bajo NO <sub>x</sub>	Calderas auxiliares	52% - 72%	630.000 – 1.000.000
	SNCR	Calderas de corteza	30% - 50%	870.000* 1.900.000**
	OFA	Caldera de recuperación	10% - 25%	2.100.000* – 2.900.000**
	Cogeneración	Caldera de corteza	38%	1.300***
Refinación de petróleo	Quemador bajo NO <sub>x</sub>	Calderas y hornos	52% - 72%	630.000 – 1.000.000
	SCR	Calderas y hornos	75% - 95%	3.200.000 – 6.600.000
	SNCR	Calderas y hornos	30% - 90%	660.000 – 1.600.000
	Inyección de agua	Turbinas a gas	No disponible	No disponible

Fuente: elaboración propia en base a los documentos referenciados.

\*: Para una planta de pulpa kraft blanqueada con una capacidad de producción de 250.000 ton/año.

\*\* : Para una planta de pulpa kraft blanqueada con una capacidad de producción de 500.000 ton/año.

\*\*\*: Costo por kilowatt, inversión para transformar unidades existentes de turbina de vapor de contrapresión en plantas de cogeneración de ciclo combinado.

<sup>90</sup> IPPC, "Reference document on Best Available Techniques in the Cement, Lime and Magnesium Oxide Manufacturing Industries", 2010.

<sup>91</sup> IPPC, "Documento de referencia de mejores técnicas disponibles en la industria de la pasta y el papel", 2006.

### **3.8 Discusión y recomendaciones para el diseño de la regulación**

#### *3.8.1. Consideraciones y supuestos metodológicos.*

Dado que es preciso conocer las emisiones de MP, NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> asociadas a las calderas que actualmente operan en el país en función del tamaño de cada fuente, se han asumido ciertos supuestos, los que se explican a continuación.

Los niveles de emisión se obtuvieron a partir de los registros de calderas y generadores de vapor inscritos en los diferentes Servicios de Salud a lo largo del país. En particular se cuenta con los registros de las Regiones de Arica, Tarapacá, Antofagasta, Valparaíso, O'Higgins, Maule, Bio Bio, Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén. Del resto de las regiones no se recibió información útil para este estudio, o simplemente no hubo información.

Cabe señalar que según lo dispuesto en el DS 48/1984: *“Reglamento de Calderas y Generadores de Vapor”* en su Artículo 4°: todo propietario de una caldera, previo a su instalación, deberá registrarla en el Servicio de Salud respectivo, para lo cual acompañará la siguiente información:

- a) Nombre del propietario
- b) Dirección de la instalación del equipo
- c) Nombre del fabricante
- d) Número de fabricación
- e) Año de construcción
- f) Superficie de calefacción
- g) Presión máxima de trabajo
- h) Producción de vapor
- i) Tipo de combustible empleado
- j) Copia de certificado de pruebas de seguridad efectuadas al término de la fabricación de la caldera
- k) Copia del manual de operación del equipo
- l) Sistema de tratamiento de agua de alimentación
- m) Planos, en planta y corte, de los equipos y sala de caldera, indicando la ubicación del depósito de combustible, y del estanque de alimentación de agua y de purga.

En el supuesto de que cada uno de los registros contenga al menos la superficie de calefacción, presión máxima de trabajo, producción de vapor y el tipo de combustible empleado es posible obtener la Capacidad Térmica del equipo. Cabe destacar que las

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Regiones de las cuales se puede calcular capacidad térmica son las siguientes: Tarapacá, Antofagasta, Valparaíso, O'Higgins, Maule, Bio Bio y Los Lagos.

Se define Capacidad Térmica (CT) de una caldera como la energía aportada al equipo a través de la quema de un caudal de combustible. La Capacidad Térmica se mide en MWt (MegaWatt térmico) y es posible conocer su valor directamente a partir del consumo de combustible y su correspondiente Poder Calorífico Inferior (PCI).

De no conocer el caudal de combustible es posible calcular la Capacidad Térmica a partir del balance térmico de la caldera:

$$CT = m_c * PCI = \frac{m_v * \Delta h}{\eta} \text{ MW}_t$$

Donde:

$m_c$ : Flujo másico de combustible en kg/s,

$PCI$ : Poder Calorífico Inferior del combustible en MJ/Kg,

$m_v$ : Producción de vapor en Kg/s,

$\Delta h$ : Diferencia de entalpía entre el vapor saturado a la presión de operación y el agua de alimentación de la caldera en MJ/Kg,

$\eta$ : Eficiencia térmica de la caldera, adimensional.

Para obtener la Capacidad Térmica a partir de la producción de vapor y la presión de operación se supone que el agua de alimentación se encuentra a 25°C ( $h=83,6$  KJ/Kg) y que la eficiencia térmica de las calderas es de un 60% (razón entre el calor absorbido por el agua y el calor aportado por el combustible).

En el caso de que un registro sólo entregue el valor de la superficie de calefacción, la Capacidad Térmica del equipo se estima a partir de los datos de equipos de similar superficie de calefacción. Lo anterior es válido sólo para calderas pirotubulares.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Los tipos de combustible y sus poderes caloríficos son los siguientes:

Tabla 3.8.1: Poderes Caloríficos Utilizados

Combustible	PCI KJ/Kg	Observación
Leña	13.376**	leña seca al aire
Petróleo	45.562*	Petróleo Diesel
Carbón	29.260*	
Gas	39.045*	Gas Natural
Biomasa Forestal <sup>92</sup>	15.000**	12,1 % Humedad base húmeda

Fuentes: (\*) CNE, Balance Nacional de Energía, 2010.

(\*\*) CONAF/GTZ, "Alternativas de productos madereros del bosque nativo chileno", 2006.

Luego de contar con las capacidades térmicas de los equipos se procedió a clasificarlos según el tipo de combustible utilizado y sus correspondientes capacidades térmicas. Los rangos de capacidades térmicas son los siguientes:

- Hasta 1 MWt
- 1 a 5 MWt
- 5 a 10 MWt
- 10 a 15 MWt
- 15 a 20 MWt
- 20 a 70 MWt

Los rangos elegidos surgen de la necesidad de determinar la cantidad de calderas de baja Capacidad Térmica (< 1MWt), establecer rangos parejos de 5 MWt y luego determinar la cantidad de unidades de mayor tamaño en un rango más amplio (20 a 70 MWt).

Para cada rango de capacidad térmica se obtuvo un promedio, a partir del cual se calculó el nivel de actividad en toneladas de combustible quemado por año.

Dado que el objetivo del análisis es contar con información del nivel de emisiones de MP, NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> en función de la capacidad térmica, se procedió a asignar factores de emisión para cada contaminante en función del combustible quemado. Los factores de emisión usados son los siguientes:

---

<sup>92</sup> Se define biomasa forestal como los residuos obtenidos de labores silvícolas realizadas en los bosques de explotación maderera o para otros usos. Este tipo de combustible no está definido como tal en los balances nacionales de energía, por lo que no es posible conocer su poder calorífico a partir de tal referencia.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.8.2: Factores de Emisión Considerados

	Factor de Emisión g/Kg Combustible		
	PM	NO <sub>x</sub>	SO <sub>x</sub>
LEÑA	3,20	0,75	0,040
PETRÓLEO	1,81	6,76	23,640
CARBÓN	8,00	3,75	55,100
GAS	0,17	2,26	0,280
BIOMASA	3,20	0,75	0,037

Fuente: USEPA-AP42.

Finalmente a partir de los diferentes niveles de actividad según capacidad térmica, tipo de combustible y los correspondientes factores de emisión se calcularon las emisiones de para cada región y se procedió a totalizar los resultados a nivel país.

De los registros de calderas fue posible obtener capacidades térmicas y combustible usado en 7 de las 11 regiones con datos disponibles. A continuación se resume la información:

Tabla 3.8.3: Número de Equipos Considerados en el Análisis por Tipo de Combustible.

Región	Leña	Petróleo	Carbón	Gas	Biomasa	Otro	N° Equipos con combustible asociado	N° Equipos con Capacidad Térmica asociada
Tarapacá	0	91	1	6	0	0	98	91
Antofagasta	0	74	7	13	0	0	94	71
Valparaíso	9	40	0	37	0	0	9	84
O'Higgins	28	115	13	64	5	3	228	227
Maule	61	158	17	93	50	6	385	330
Bio Bio	25	115	35	53	79	28	335	230
Los Lagos	351	361	26	143	11	0	892	735
<b>TOTAL</b>	<b>474</b>	<b>954</b>	<b>99</b>	<b>409</b>	<b>145</b>	<b>37</b>	<b>2118</b>	<b>1768</b>

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud.

Los registros de las regiones de Arica, Aysén y los Ríos sólo entregan información relativa al combustible utilizado, por lo que sólo fue posible clasificarlos según ese criterio.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

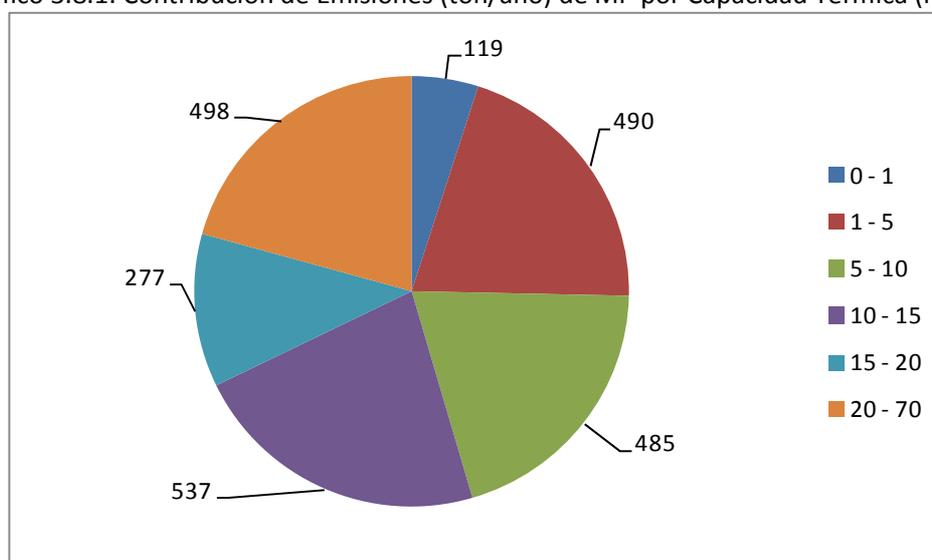
A partir de lo expuesto anteriormente se calcularon las emisiones de MP, NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> para cada una de las regiones consideradas, resultados que se entregan en el Anexo 9. El resumen de los resultados a nivel nacional son los siguientes:

Tabla 3.8.4: Contribución de Emisiones (ton/año) de MP por Capacidad Térmica (MWt)

CAP TÉRMICA	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	TOTAL	CONTRIBUCIÓN (%)
LEÑA	76	167	110	61	24	135	573	23,8%
PETRÓLEO	25	80	97	90	66	77	435	18,1%
CARBÓN	5	78	97	315	74	67	636	26,4%
GAS	1	2	1	1	3	3	11	0,4%
BIOMASA	12	164	180	70	110	215	751	31,2%
<b>TOTAL</b>	<b>119</b>	<b>490</b>	<b>485</b>	<b>537</b>	<b>277</b>	<b>498</b>	<b>2406</b>	
<b>PORCENTAJE</b>	<b>5,0%</b>	<b>20,4%</b>	<b>20,1%</b>	<b>22,3%</b>	<b>11,5%</b>	<b>20,7%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud.

Gráfico 3.8.1: Contribución de Emisiones (ton/año) de MP por Capacidad Térmica (MWt).



Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud.

## INFORME FINAL

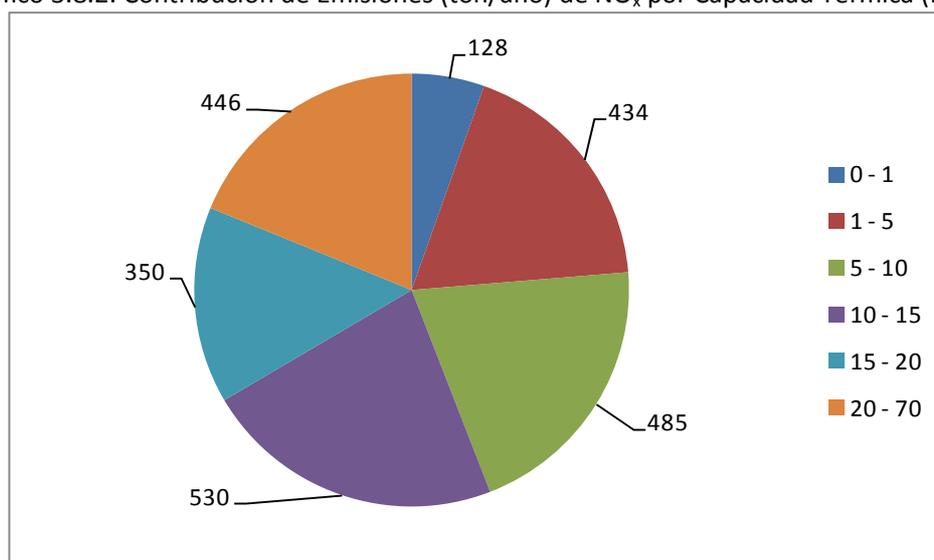
Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.8.5: Contribución de Emisiones (ton/año) de NO<sub>x</sub> por Capacidad Térmica (MWt).

CAP TÉRMICA	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	TOTAL	CONTRIBUCIÓN (%)
LEÑA	18	39	26	14	6	32	<b>134</b>	<b>5,7%</b>
PETRÓLEO	93	300	363	336	248	288	<b>1627</b>	<b>68,6%</b>
CARBÓN	2	36	45	148	35	31	<b>298</b>	<b>12,6%</b>
GAS	12	20	9	16	35	44	<b>137</b>	<b>5,8%</b>
BIOMASA	3	38	42	16	26	50	<b>176</b>	<b>7,4%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>128</b>	<b>434</b>	<b>485</b>	<b>530</b>	<b>350</b>	<b>446</b>	<b>2373</b>	
<b>PORCENTAJE</b>	<b>5,4%</b>	<b>18,3%</b>	<b>20,4%</b>	<b>22,4%</b>	<b>14,7%</b>	<b>18,8%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud.

Gráfico 3.8.2: Contribución de Emisiones (ton/año) de NO<sub>x</sub> por Capacidad Térmica (MWt)



Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud.

**INFORME FINAL**

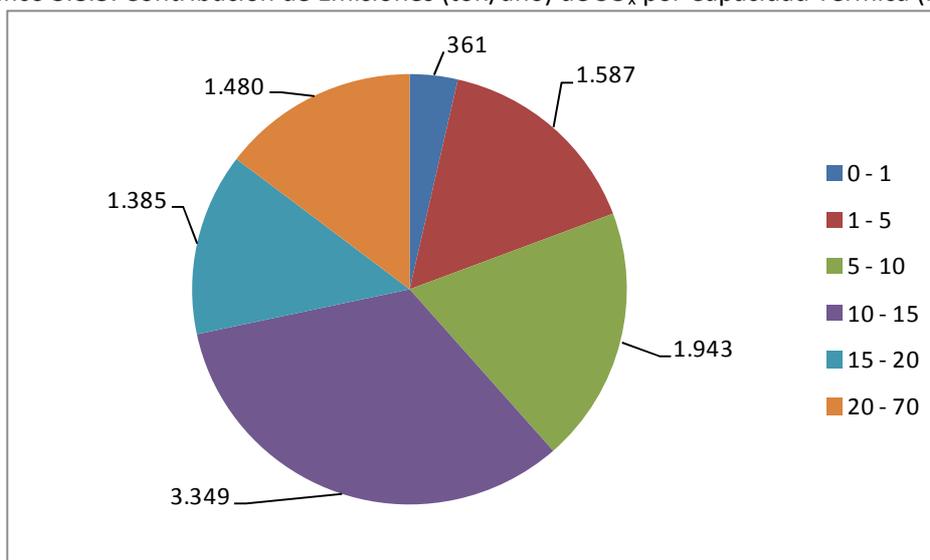
Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla 3.8.6: Contribución de Emisiones (ton/año) de SO<sub>x</sub> por Capacidad Térmica (MWt)

CAP TÉRMICA	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	TOTAL	CONTRIBUCIÓN (%)
LEÑA	1	2	1	1	0	2	7	0,1%
PETRÓLEO	324	1048	1270	1174	868	1008	5691	56,3%
CARBÓN	35	532	668	2171	511	463	4380	43,3%
GAS	2	2	1	2	4	5	17	0,2%
BIOMASA	0	2	2	1	1	2	9	0,1%
TOTAL	361	1587	1943	3349	1385	1480	10104	
PORCENTAJE	3,6%	15,7%	19,2%	33,1%	13,7%	14,6%	100%	100%

Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud.

Gráfico 3.8.3: Contribución de Emisiones (ton/año) de SO<sub>x</sub> por Capacidad Térmica (MWt)



Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud.

### *3.8.2. Definición de criterios y propuestas para el diseño de una futura norma de emisión para calderas y equipos de combustión.*

De acuerdo a los antecedentes analizados para la elaboración del presente estudio, se identificaron elementos claves o criterios generales, orientadores para la elaboración de una o más normas de emisión. Estos criterios persiguen orientar las propuestas acotándolas y acercándolas a la realidad en el uso de calderas en Chile.

Previamente cabe considerar que técnicamente el instrumento regulatorio destinado a mantener bajo ciertos límites las emisiones de fuentes de contaminación son las “normas de emisión”. Aunque parezca obvio, no deja de ser relevante. Las normas de emisión se definen en la Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente (BGMA), art. 2º letra o), y se relaciona íntimamente con las normas de calidad ambiental primarias y secundarias (misma ley y artículo, letras “n” y “ñ”).

El artículo 40 de la misma ley establece las bases legales de procedimiento para dictar estas normas, señalando que el procedimiento de dictación de ellas deberá sujetarse a las etapas señaladas en el art. 32, inciso 3º y en el respectivo reglamento (...) “considerando las condiciones y características ambientales propias de la zona en que se aplicarán, pudiendo utilizar las mejores técnicas disponibles, como criterio para determinar los valores o parámetros exigibles en la norma, cuando corresponda.

El procedimiento para ello, considera diversas etapas, todas las cuales constituyen pasos necesarios que permiten establecer un límite máximo de emisiones bajo un criterio de realidad y aplicabilidad.

Este estudio no tiene por objeto aquello. Sin embargo aporta los criterios más específicos, consideraciones a ser tenidas en cuenta, que facilitarán definir la mejor respuesta para limitar las emisiones de calderas.

Los criterios que el equipo consultor estima relevantes en este ámbito, son:

- Definición del tipo de fuentes a regular
- Contaminantes a considerar
- Definición de tamaño de fuentes
- Tipos de combustibles
- Gradualidad de la futura norma
- Norma Neutra o Norma diferenciada

### **3.8.2.1 Definición del tipo de fuentes a regular.**

Las fuentes a regular se diferencian en términos primarios entre calderas y procesos que involucran combustión, tal como los hornos.

Se entiende como calderas, los dispositivos de combustión que se utilizan para producir vapor o calentar el agua. Existen dos grandes tipos de calderas, las pirotubulares que son la gran mayoría de los equipos existentes a nivel nacional, las que se caracterizan por que los gases producto de la combustión (humos) circulan por dentro de tubos que se encuentran rodeados de agua, en tanto que en las calderas acuotubulares, el agua circula por dentro de tubos rodeados por los humos. Estas últimas calderas trabajan a mayor presión de operación y se trata de las de mayor tamaño, generalmente sobre 20 MWt. Lo anterior debido a que como el agua circula a través de tubos de diámetro pequeño es posible operar a presiones mayores que en calderas pirotubulares, implicando una mayor diferencia de entalpía entre el vapor generado y el agua de alimentación, lo que finalmente lleva a que la caldera tenga una mayor capacidad térmica.

De acuerdo a lo analizado en los capítulos 3.3 y 3.4, se entiende por procesos de combustión, aquellos que utilizan equipos que queman combustible para efectos de cumplir su función. Entre estos se encuentran los hornos de coque, estufas del alto horno de siderúrgica, hornos de recalentamiento (hornos de planchones y palanquillas), hornos de cal (cemento, celulosas y cerámicas), hornos Clinker y hornos de vidrio.

De acuerdo a la experiencia del equipo consultor y a lo que se observa a nivel internacional, se puede proponer una norma de emisión para calderas a nivel nacional, ya que se trata de equipos similares en cuanto a funcionamiento y al proceso de combustión interno. Sin embargo, para el caso de otros procesos de combustión, como los hornos nombrados en el párrafo anterior, se trata de procesos totalmente diferentes entre sí, ya que se queman combustibles generalmente con materias primas para generar productos, por lo que se recomienda considerar límites de emisión diferenciados para cada uno de los sectores donde se utilizan estos equipos. Lo anterior queda de manifiesto a partir de lo mostrado en la sección 3.7.3, donde se describen las tecnologías de abatimiento para diferentes sectores productivos, constatándose que los contaminantes emitidos, niveles de emisión y tecnologías de abatimiento son distintos para cada proceso en particular. Además los diferentes procesos de combustión utilizan variados combustibles, como es el caso de las baterías de hornos de coque y altos hornos en la industria siderúrgica. Por último en el capítulo 3.1 se pueden observar normas específicas para hornos pertenecientes a diferentes procesos productivos.

### **3.8.2.2 Contaminantes a considerar.**

De acuerdo a la experiencia del equipo consultor y a lo que se observa a nivel internacional, se propone que la norma de emisión establezca límites máximos a lo menos respecto de material particulado, óxidos de nitrógeno y óxidos de azufre. Los contaminantes señalados son sugeridos por el equipo consultor debido a sus efectos adversos en la salud humana, por la existencia de normas de calidad primaria de estos contaminantes en Chile – lo que facilitará su definición - y porque a nivel internacional se observa que la mayoría de los países han dictado regulaciones expresas en relación a ellos mediante normas de emisión. Se sugiere no considerar el monóxido de carbono, ya que al revisar los inventarios de emisiones la contribución de los procesos de combustión a este contaminante alcanza valores entre el 2 y el 4%.

El Monóxido de carbono (CO) se produce debido a una combustión incompleta por falta de aire, una mala mezcla entre aire y combustible o una cámara de combustión de tamaño insuficiente. La presencia de CO en la combustión disminuye la eficiencia en las instalaciones energéticas. A menudo al mal ajuste del quemador o una sala de calderas sin la ventilación necesaria provocan una elevada emisión de CO.

Al hacer una revisión de la normativa internacional, sólo se exigen límites para el monóxido de carbono en calderas menores a 10 MWt.

La Unión Europea, a través del CORINAIR explica que el monóxido de carbono (CO) aparece siempre como un producto intermedio del proceso de combustión. Sin embargo, la relevancia de CO liberados por las plantas de combustión no es muy alta en comparación con el CO<sub>2</sub>.

Tal como se dijo en el capítulo 3.1 del presente informe, sólo el 21 de marzo de 2011, en los EE.UU. por medio de la Agencia de Protección Ambiental (USEPA) finalizó la nueva Norma Federal de calderas, que tiene por motivo reducir las emisiones de contaminantes atmosféricos peligrosos (HAPs) en calderas industriales, comerciales e institucionales existentes y nuevas, enfatizando los equipos secundarios, (no principales o fuentes de área). La Norma se titula “Normas Nacionales de Emisión de contaminantes atmosféricos peligrosos para fuentes de calderas industriales, comerciales e Institucionales” [40 CFR Parte 63, Norma Nacional de Contaminantes Atmosféricos Peligrosos (NESHAP), Subparte j]93. Al mismo tiempo USEPA finalizó una norma similar para las fuentes principales y en los mismos términos que para las fuentes secundaria, pero diferenciando los límites de emisión y los contaminantes normados, [40 CFR Parte 63, Norma Nacional de

---

<sup>93</sup> Industrial, Commercial, and Institutional Boilers and Process Heaters for Major Sources and Commercial and Industrial Solid Waste Incineration Units: Final rules; Delay of effective dates, USEPA, 2011

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Contaminantes Atmosféricos Peligrosos (NESHAP), Subparte DDDDDD94. Algunos de los contaminantes normados como peligrosos en estas regulaciones son dioxinas, monóxido de carbono, benceno, arsénico, ácido cianhídrico, berilio, cromo, mercurio, plomo, cloruro de vinilo, el asbesto, y los bifenilos policlorados (PCB).

### 3.8.2.3 Tamaños de fuentes a regular.

Se analizaron los datos de la encuesta realizada por el INE (ENIA, 2008), donde se tienen datos de 46 rubros diferentes y el universo de empresas encuestadas fue de **4.670** industrias que utilizan combustible.

Por otro lado, se procesó la información obtenida desde las SEREMI de Salud a través del **D.S. 48/1984**, donde se logró identificar un universo de **4.134** calderas, de las cuales se extrajeron datos sólo respecto de 1.789, ya que respecto de las fuentes restantes (57%) la información era insuficiente, aun cuando a 2.168 fuentes se les pudo identificar el consumo de combustible, pero no la capacidad térmica. Cabe destacar que para este análisis no se recibió información de las siguientes regiones: Coquimbo, Metropolitana y Magallanes. Las regiones desde donde se pudo obtener información relevante para este estudio (Capacidad Térmica) fueron: Tarapacá, Antofagasta, Valparaíso, O'Higgins, Maule, Bio Bio y Los Lagos.

Para completar la información de las fuentes, se revisó la información del **RETC** desde los años 2005 al 2009. La opinión del equipo consultor, es que la información del año 2008 se encontraba más completa. Para esta fuente de información, se lograron identificar **9.429** calderas.

El tamaño de fuentes a regular resulta un factor o criterio relevante dado el volumen de contribución de emisiones de contaminantes. La distribución de emisiones se encuentra en el Anexo 9 y para agrupar las fuentes según Capacidad Térmica se determinaron los siguientes rangos:

- Menores a 1 MWt
- Entre 1 y 5 MWt
- Entre 5 y 10 MWt
- Entre 10 y 15 MWt
- Entre 15 y 20 MWt
- Mayor a 20MWt

---

<sup>94</sup> Title 40: protection of environment, [part 63—national emission standards for hazardous air pollutants for source categories](#) electronic Code of Federal Regulations, USEPA, 2011

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Cabe mencionar que los rangos definidos son una herramienta de análisis y no sugieren donde se hará el corte para definir los equipos susceptibles de ser normados.

Al realizar el análisis de las emisiones de las fuentes en cada uno de los rangos de capacidad térmica, se observó lo siguiente:

Tabla 3.8.7: Resumen de contribución de emisión de contaminantes desde calderas, dependiendo de la capacidad térmica, considerando termoeléctricas

Rango de capacidad térmica MWt	# Fuentes	% Fuentes	% emisión MP <sub>10</sub>	% emisión NO <sub>x</sub>	% emisión SO <sub>2</sub>
<1	1034	57,8	4,3	4,0	2,8
1-5	406	22,7	17,5	13,6	12,2
5-10	140	7,8	17,3	15,2	14,9
10-15	94	5,3	19,2	16,6	25,7
15-20	54	3,0	9,9	10,9	10,6
>20	61	3,4	31,7	39,7	33,9
Total	1789	100	100	100	100

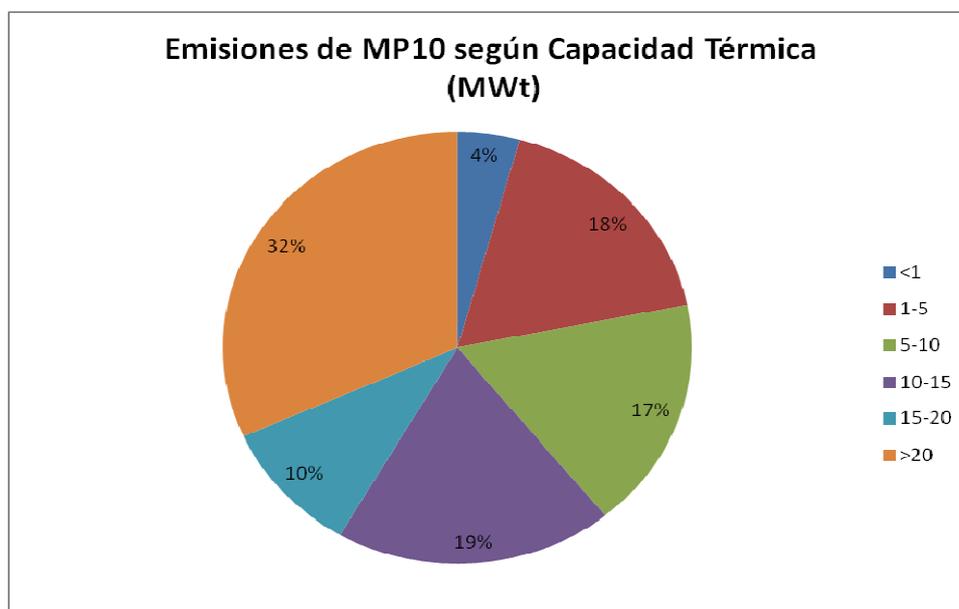
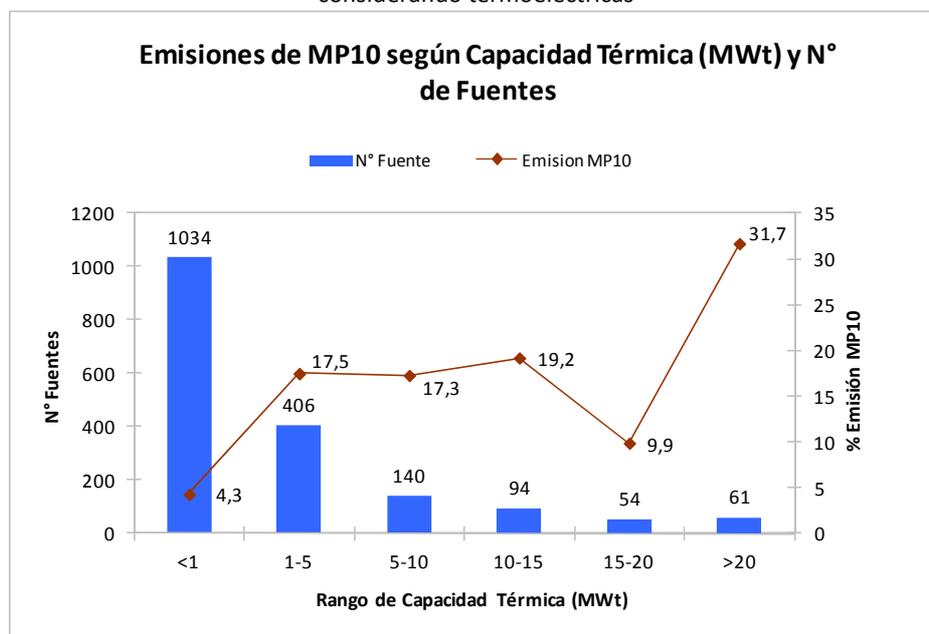
Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud

De la tabla anterior se desprende que aproximadamente el 19,5% de las fuentes emiten el 78,1% del MP<sub>10</sub>, el 82,4% de NO<sub>x</sub> y el 85% de SO<sub>x</sub>. El análisis anterior considera las termoeléctricas declaradas en el registro de calderas del MINSAL.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Gráfico 3.8.4: Contribución de Emisiones de MP<sub>10</sub> desde calderas, dependiendo de la capacidad térmica, considerando termoeléctricas

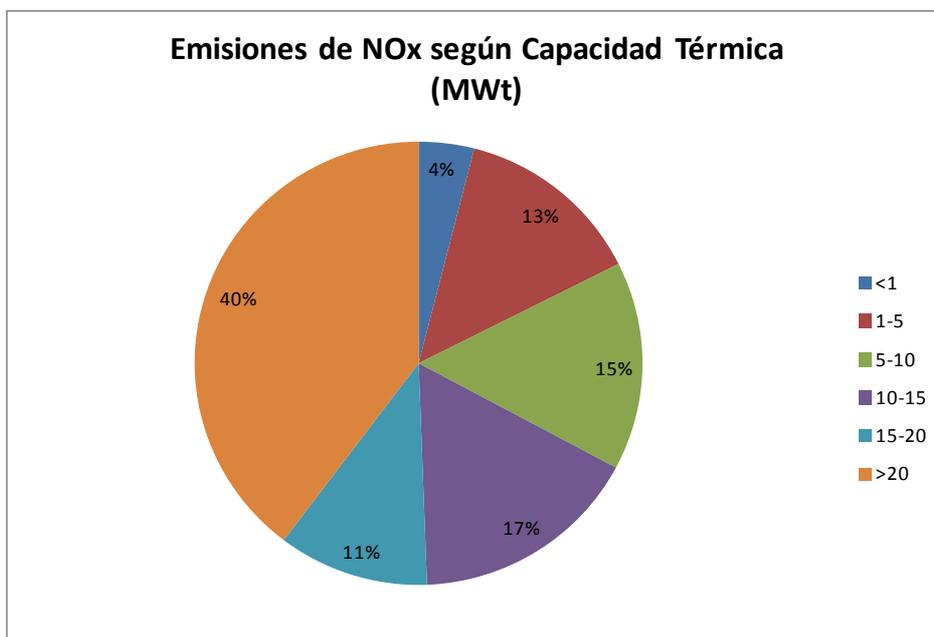
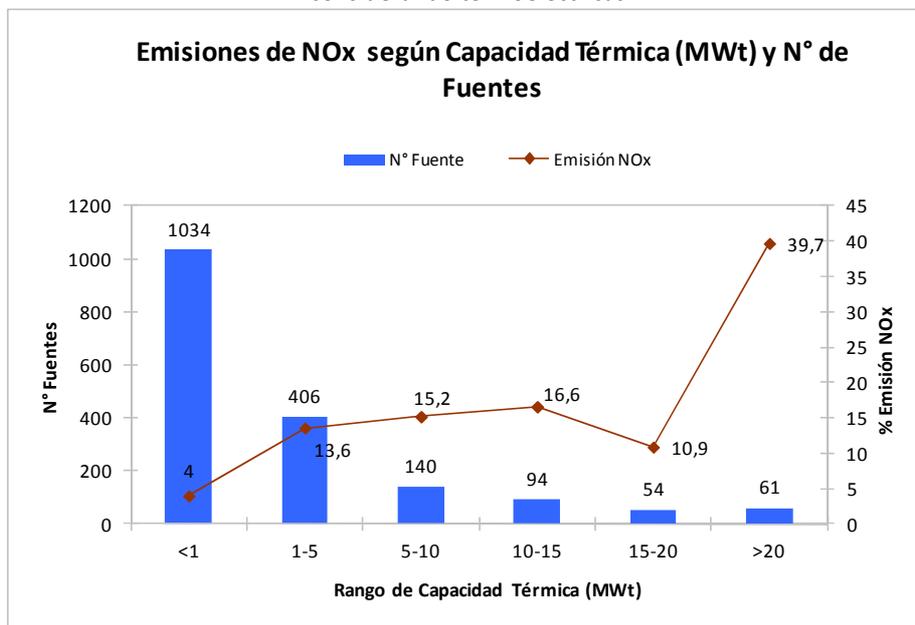


Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Gráfico 3.8.5: Contribución de Emisiones de NOx desde calderas, dependiendo de la capacidad térmica, considerando termoelectricas

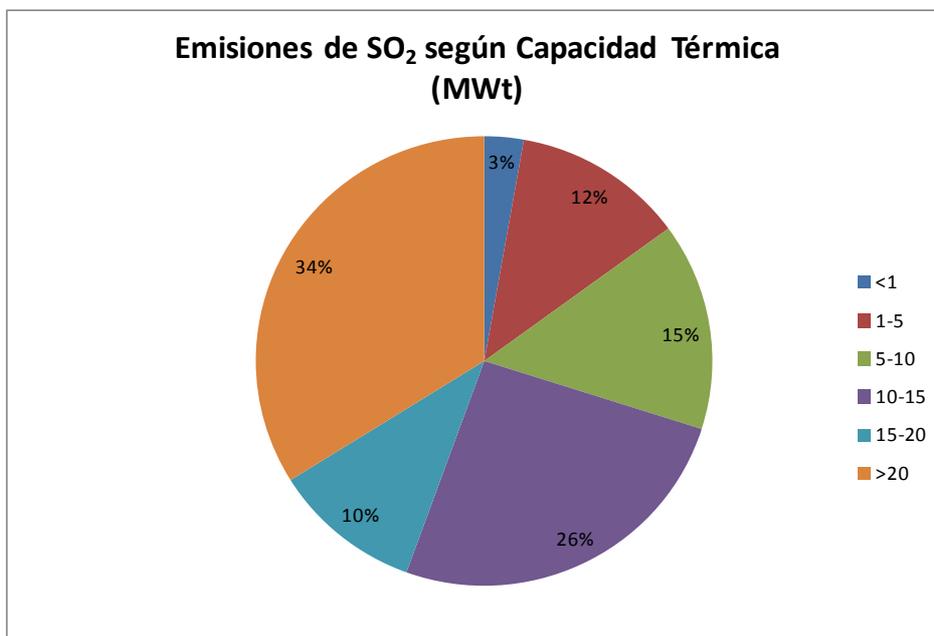
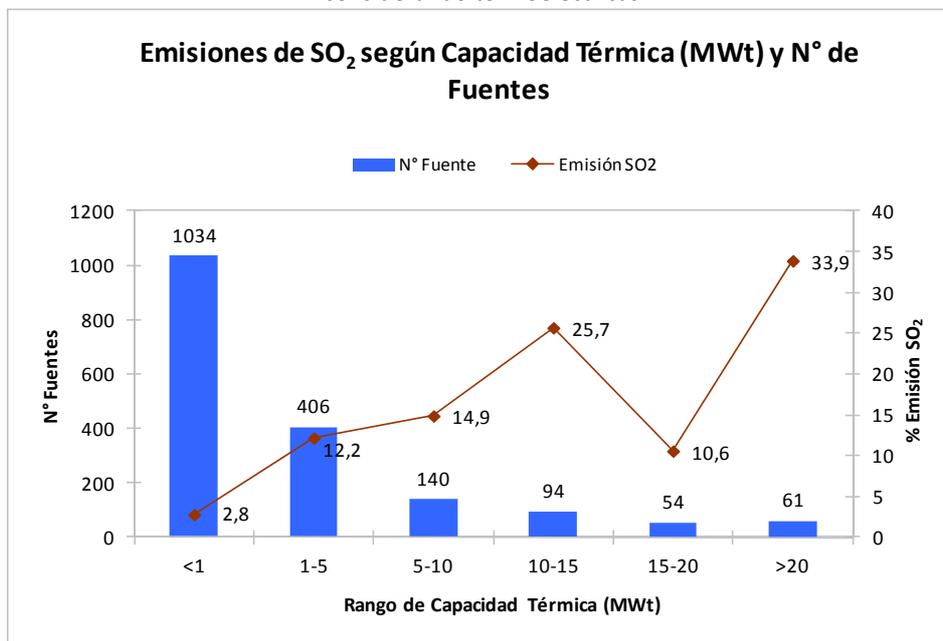


Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Gráfico 3.8.6: Contribución de Emisiones de SO<sub>2</sub> desde calderas, dependiendo de la capacidad térmica, considerando termoeléctricas



Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Además, se procesó la información obtenida desde las SEREMI de Salud a través del D.S. 48/1984, SIN CONSIDERAR LAS TERMOELÉCTRICAS inscritas, en este caso, se lograron identificar un universo de 1.768, es decir, existían en el registro 21 fuentes que correspondían al rubro de generación eléctrica.

Al realizar el análisis de las emisiones de las fuentes en cada uno de los rangos de capacidad térmica, se observó lo siguiente:

Tabla 3.8.8: Resumen de contribución de emisión de contaminantes desde calderas, dependiendo de la capacidad térmica, sin considerar termoeléctricas

Rango de capacidad térmica MWt	# Fuentes	% Fuentes	% emisión MP <sub>10</sub>	% emisión NO <sub>x</sub>	% emisión SO <sub>2</sub>
<1	1034	58,5	5,0	5,4	3,6
1-5	406	23,0	20,4	18,3	15,7
5-10	140	7,9	20,1	20,4	19,2
10-15	94	5,3	22,3	22,4	33,1
15-20	54	3,1	11,5	14,7	13,7
>20	40	2,3	20,7	18,8	14,6
Total	1768	100	100	100	100

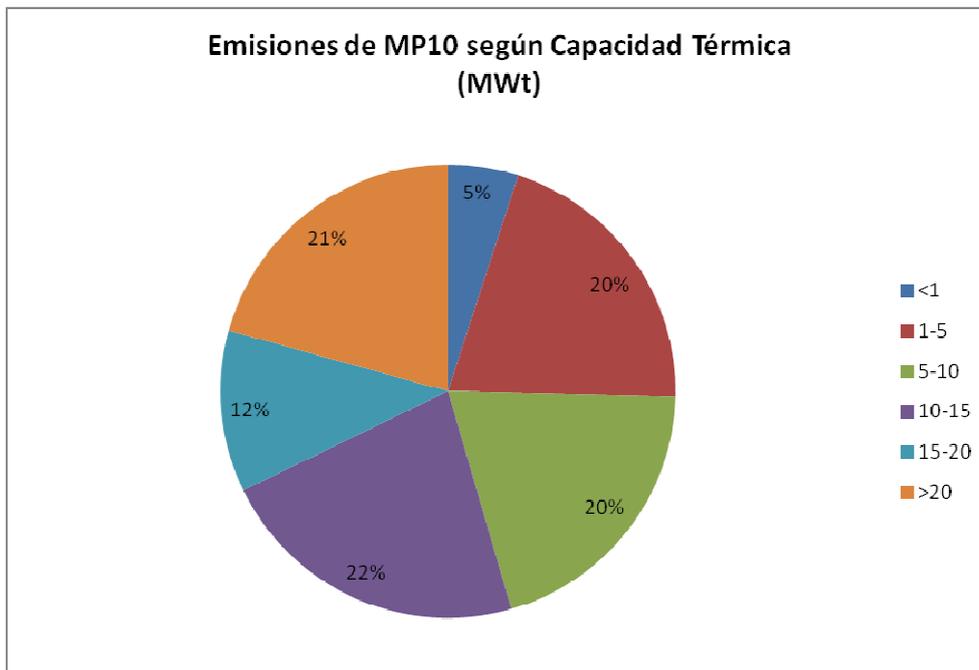
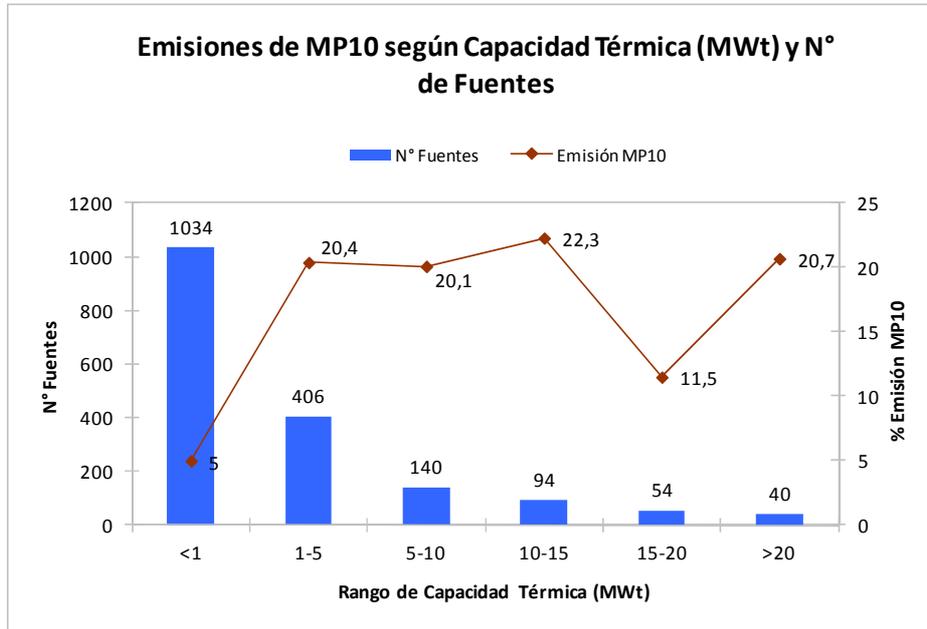
Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud.

De la tabla anterior se desprende que aproximadamente el 18,5% de las fuentes emiten el 74,6% del MP<sub>10</sub>, el 76,3% de NO<sub>x</sub> y el 80,7% de SO<sub>x</sub>. El análisis anterior NO considera las termoeléctricas declaradas en el registro de calderas del MINSAL.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Gráfico 3.8.7: Contribución de Emisiones de MP<sub>10</sub> desde calderas, dependiendo de la capacidad térmica, sin considerar termoeléctricas

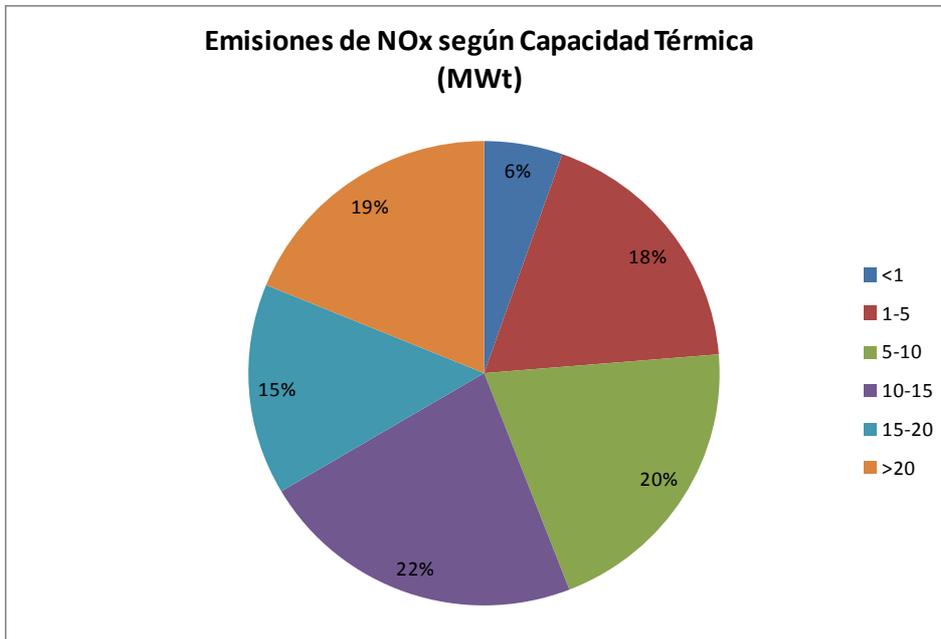
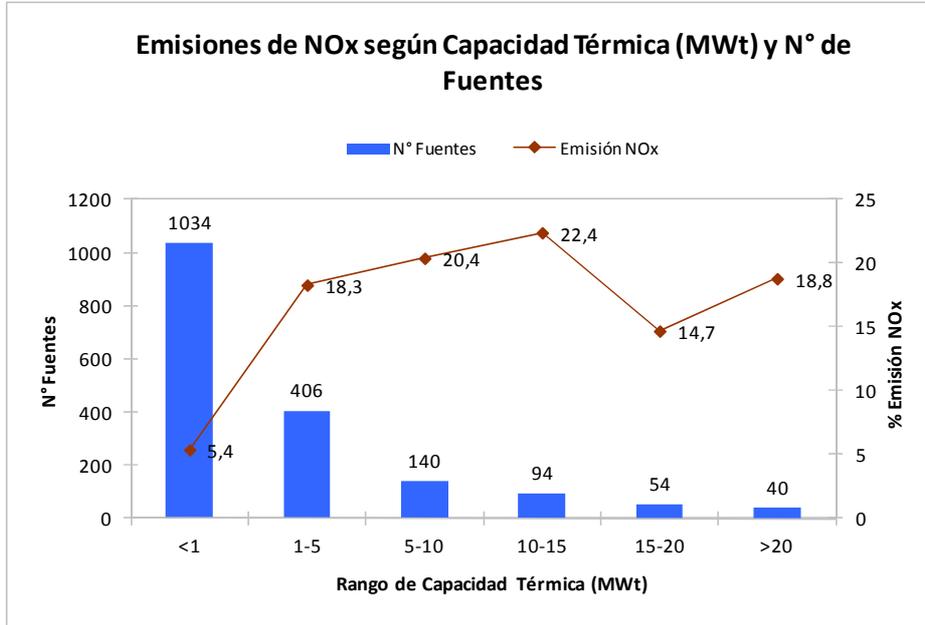


Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Gráfico 3.8.8: Contribución de Emisiones de NOx desde calderas, dependiendo de la capacidad térmica, sin considerar termoeléctricas

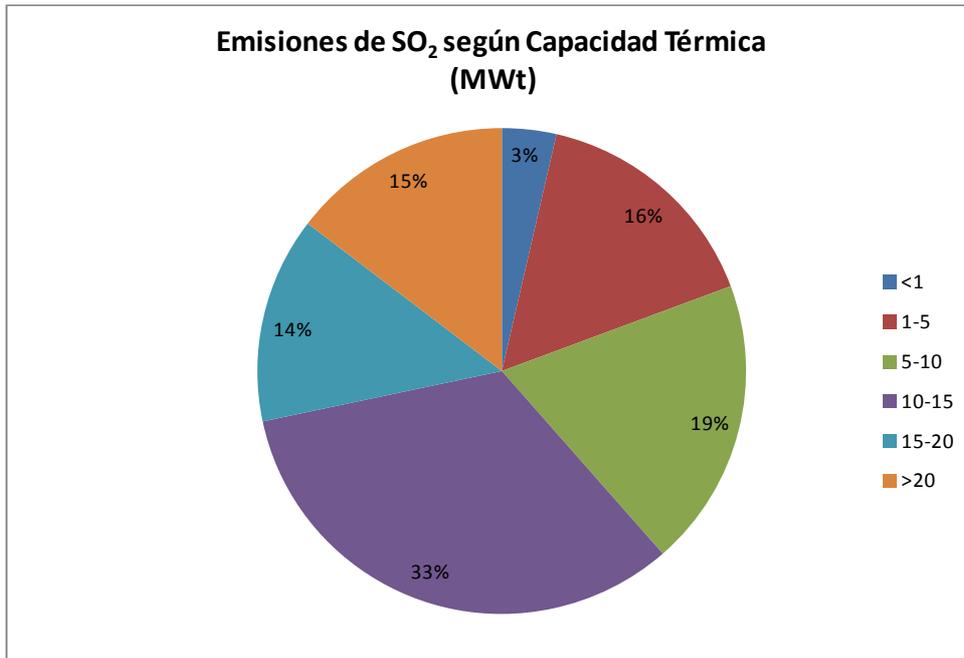
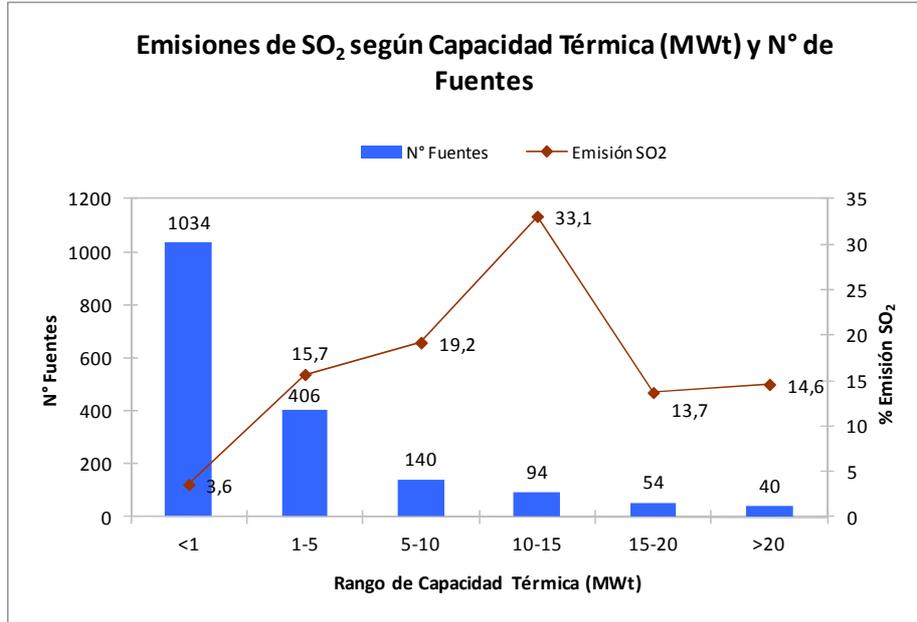


Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Gráfico 3.8.9: Contribución de Emisiones de SO<sub>2</sub> desde calderas, dependiendo de la capacidad térmica, sin considerar termoeléctricas



Fuente: Elaboración propia a partir del análisis de los registros de calderas y generadores de vapor de las SEREMIs de Salud.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

A partir de los resultados de los datos analizados se propone recomendar que las calderas de combustión a ser reguladas mediante una norma de emisión – según el criterio de la capacidad térmica - sean aquellas de capacidad térmica igual o superior a 5 MWt. En otras palabras, fijar una norma de emisión para las calderas que superen este límite de capacidad térmica.

Lo anterior permitiría aplicar una política de calidad ambiental más eficiente, toda vez que ella priorizaría el uso de recursos humanos y monetarios en la fiscalización de un número reducido de fuentes (328 de 1768, es decir el 10,5%) – que en su conjunto son las que más contaminan -, logrando un efecto considerable en las reducciones de emisiones de los tres contaminantes recomendados.

Por otro lado, aun cuando las calderas menores a 5 MWt no contribuyan considerablemente en las emisiones, no pueden quedar fuera de las políticas ambientales del Estado, aun cuando el equipo consultor estima que para éstas es más eficaz el uso de otros instrumentos de gestión ambiental. En este sentido, podría considerarse como medida más eficiente que todo proyecto que ingrese al SEIA y que incluya evaluar calderas menores o iguales a 5MWt y mayores a 1MWt (artículo 3 letra h.2.2, equipo > 1000 kVA), a éstas se les incentive al uso de combustibles líquidos o gaseosos.

En todo caso de aplicarse algún tipo de restricción para la quema de combustibles sólidos en calderas de 1 a 5 MWt de capacidad térmica existe el riesgo de obligar a las PYMES a utilizar combustibles más caros, lo que conlleva pérdidas de competitividad que deben tenerse en cuenta a la hora de establecer tales restricciones. Sin embargo, está opción resulta viable si el estado subsidiara el uso de combustibles más limpios y el cambio tecnológico asociado.

La circunstancia de excluir a las calderas de menos de 5 MWt de una regulación de emisión tiene un fuerte soporte en la sincronía entre políticas públicas y permitiría un mayor alineamiento con políticas económicas y sociales. En efecto, estas fuentes son utilizadas en procesos productivos asociados a pequeñas y medianas empresas principalmente (PYMES), por lo que el Estado, aplicaría un criterio de favorecer las más eficientes condiciones ambientales para su operación, pero al menor costo social posible, es decir, evitando generarles costos de inversión desmedidos de acuerdo a sus posibilidades. En otras palabras, la adopción de opciones reguladoras que favorezcan una reconversión gradual a las empresas que utilizan calderas pequeñas, en atención a su menor contribución a las emisiones de los contaminantes referidos y a las políticas económicas vigentes para su fortalecimiento.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Lo anterior, aunque parece autosustentante, no es una fórmula ajena a la experiencia comparada, considerando un análisis realizado por Uruguay y que se repite en Chile. La propuesta uruguaya, para calderas, menciona que se establecerán estándares dependiendo de la potencia térmica nominal de la caldera. Para ello, los cortes de potencia se determinaron en base a intercambio de información entre DINAMA (“Dirección Nacional del Medio Ambiente”), que es una de las Direcciones sectoriales al interior del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente y los fabricantes de calderas de Uruguay. Se indica que el fundamento para determinar los cortes por potencia está basado en la factibilidad económica de instalar un equipo de mitigación para la caldera en función de su tamaño. Del análisis realizado por los fabricantes uruguayos (los que también tienen presencia en Chile) se determinó que las calderas con potencia térmica mayor a 40MW pueden contar con un equipo de mitigación de emisiones como un precipitador electrostático o un filtro de mangas y para calderas con potencia térmica entre 12 y 40MW con un ciclón o multiciclones. Sin embargo, para calderas menores a 12MW debido a que su tamaño compromete la viabilidad de instalar un equipo de mitigación, se admiten estándares menos estrictos ya que las cargas emitidas serán relativamente menores. Además se cuenta con referencia de la empresa nacional Thermal Engineering, quienes coinciden en que el uso de precipitadores electrostáticos es técnico – económicamente viable para calderas utilizadas para generación de energía eléctrica y calderas de poder y recuperadoras en la industria de celulosa y papel, las que superan los 50 MWt de capacidad térmica.

Lo anteriormente expuesto además favorece la gradualidad ya que una empresa categorizada como PYME que incremente su producción y deba en algún momento modernizar la tecnología a utilizar en este ámbito, podría ser objeto de exigencias técnicas que faciliten una rebaja sustancial de contaminantes. Para ello el Estado cuenta con programas asociados a organismos tales como CORFO, que facilitan estas reconversiones. Ello favorecería que al momento de cruzar el umbral de 5MWt estén preparadas para que se les aplique la norma de emisión que se sugiere para estas otras fuentes.

### 3.8.2.4 Tipos de combustibles.

La recomendación de regular a través de una norma de emisión, no puede dejar de considerar como criterio para su fijación el tipo de combustible que utiliza una caldera, ya que los niveles de emisión/tipo de combustible, se encuentran relacionados en forma directa. Los distintos combustibles utilizados en el país (Carbón, leña, biomasa y los diferentes petróleos) producen distintos valores en sus emisiones. Aún así, el equipo consultor está consciente del hecho que la norma de emisión a dictarse no puede atender, para establecer el respectivo límite a cada contaminante, al tipo de combustible utilizado, ya que ello implicaría una política discriminatoria entre fuentes que por valor o disponibilidad utilizan preferentemente un determinado tipo de combustible para sus

calderas. Los combustibles gaseosos no se consideran, ya que los niveles de emisión en los procesos de combustión son muy reducidos. Este criterio, entonces, no debería, según el equipo consultor, ser utilizado para una norma con límites diferenciados, sino más bien un límite común a todos los combustibles.

### 3.8.2.5 Gradualidad de la entrada en vigencia de la futura norma.

En función de la capacidad técnico – económica de los operadores de calderas a nivel nacional y la experiencia recogida en el AGIES<sup>95</sup> para la norma de emisión para termoeléctricas se sugiere considerar un plazo de entrada en vigencia de 3 años para las calderas existentes, en tanto que las calderas nuevas deberían cumplir con la normativa apenas entren en operación.

A modo de ejemplo se incluye la Tabla 3.8.9, donde se indican los tiempos de instalación y conexión de sistemas de abatimiento.

Tabla 3.8.9: Tiempos de instalación y conexión de sistemas de abatimiento.

Tecnología de abatimiento	Tiempo de instalación	Tiempo de conexión
Desulfurización de humos	18 a 24 meses	10 a 15 días
Reducción catalítica Selectiva (SCR)	12 a 16 meses	10 a 15 días
Abatimiento de MP	12 a 16 meses	10 a 15 días

Fuente: KAS/GEOAIRE, “AGIES Norma de Emisión Termoeléctricas”, 2009.

### 3.8.2.6 Gradualidad de la futura norma.

El equipo consultor considera clave el criterio de la gradualidad, no solo para aplicar la norma de emisión que se defina, sino que para aplicar con coherencia una política regulatoria para calderas y hornos, respecto de políticas de desarrollo social y económico. De otra forma se considera de difícil aplicación una norma, por exigente que sea, si no se adopta según las capacidades reales de adaptación que tengan las fuentes existentes afectadas por la nueva regulación.

En efecto, la norma afectará a diferentes sectores económicos y productivos, los cuales tienen distintas capacidades de reacción económica y financiera frente a la imposición de un nuevo estándar de emisión. Por lo mismo es que en ciertos casos, puede exceptuarse de aplicar la norma a ciertas fuentes - emisiones inferiores a 5 MWt – aplicándoles medidas de menor costo (uso de combustibles menos contaminantes).

---

<sup>95</sup> Análisis General del Impacto Económico y Social.

### 3.8.2.7. Norma Neutra o Norma diferenciada.

Junto con el criterio de la gradualidad, el equipo consultor ha observado que es factible dictar una norma de emisión “DIFERENCIADA” por tipo de combustible, o bien una norma de emisión “NEUTRA”, que no haga distinciones entre los combustibles y establezca límites de emisión uniformes para todas las calderas atendido solamente el contaminante de que se trate. La experiencia comparada da muestra una tendencia a normas de emisión que distinguen entre combustible y tamaño de fuente. Esta diferenciación se explica por los distintos niveles de emisión para NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> y MP entre los distintos combustibles, sólidos, líquidos o gaseosos. Ambos casos se explican a continuación:

A: NORMA NEUTRA: Una norma “neutra” debiera considerar límites de emisión tan exigentes como aquellos equivalentes al valor alcanzable al quemar con la mejor tecnología disponible el combustible más contaminante. Ello obligaría al cumplimiento del estándar más exigente por combustibles más contaminantes para que la aplicación del principio de igualdad ante la ley, en su aplicación a este caso, tenga sentido lógico. Con todo, debe tenerse en cuenta que la revisión de estas opciones sería discutida ampliamente en la fase de anteproyecto de norma y en particular ser objeto de análisis en los estudios técnicos, económicos, de impacto social, etc. exigidos por el artículo 32 de la Ley 19.300<sup>96</sup>.

B: NORMA DIFERENCIADA: Este criterio se hace cargo de justificar la norma más estricta para cada tipo de contaminante, habida cuenta de que existe la tecnología adecuada para disminuir o abatir las emisiones y mantenerlas dentro de rango en condiciones económicas de inversión y operación accesibles a la gran mayoría de las fuentes a normar. Además, los “estándares de emisión diferenciados” según tipo de combustible, permiten apoyar la aplicación de políticas ambientales de más amplio espectro. Tal es el caso del carbón y la reducción de emisiones de azufre, altamente dañinas para la salud. Aplicando una norma de emisión exigente, se estaría actuando en concordancia con el desincentivo del uso del carbón para efectos de mitigar las emisiones de gases efecto invernadero (CO<sub>2</sub>), óxidos de azufre y material particulado, que en el caso de quemarse gas o petróleos livianos harían caer los niveles de emisión drásticamente -por ejemplo bajar de 800

---

<sup>96</sup> Art. 2, m bis) Mejores técnicas disponibles: la fase más eficaz y avanzada de desarrollo de las actividades y de sus modalidades de explotación, que demuestre la capacidad práctica de determinadas técnicas para evitar o reducir en general las emisiones y el impacto en el medio ambiente y la salud de las personas. Con tal objeto se deberán considerar una evaluación de impacto económico y social de su implementación, los costos y los beneficios, la utilización o producción de ellas en el país, y el acceso, en condiciones razonables, que el regulado pueda tener a las mismas”

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

mg/Nm<sup>3</sup> quemando carbón a 10 mg/Nm<sup>3</sup> usando gas natural, sin equipo de control de emisiones asociado-, lo que complementaría dos políticas ambientales que se apoyarían entre sí.

El beneficio que trae aparejado el criterio del estándar diferenciado es que permite orientar gradualmente las políticas ambientales al uso de combustibles menos contaminantes, por la vía de definir un estándar que incremente gradualmente las exigencias normativas a los combustibles más contaminantes.

Por otra parte, el criterio de la mejor tecnología disponible, conceptualizado en la Ley 19.300, puede favorecer el uso de combustibles menos contaminantes que tecnológicamente garantizan emisiones tan bajas como para cumplir con límites más exigentes a la hora de quemar combustibles más limpios y desincentiva el uso de combustibles más contaminantes (carbón y petróleo pesado), ya que utilizarlos implicaría invertir en tecnologías de abatimiento para poder cumplir con los límites establecidos para tales contaminantes.

### *3.8.3. Niveles de emisión en función de la Capacidad Térmica y combustible utilizado.*

A partir de lo descrito en las secciones 3.6.3 y 3.7.2 y lo recopilado de fabricantes y representantes de calderas a nivel nacional se exponen los niveles de emisión de MP, SOx y NOx en función del combustible quemado (Gas Natural, Petróleo Diesel, Petróleo N°6, Biomasa y Carbón) y tres niveles de Capacidad Térmica (5 a 10 MWt, 10 a 15 MWt y 15 a 20 MWt).

Respecto de la quema de Gas Natural, Petróleo Diesel y Petróleo N°6 se cuenta con datos aportados por ISA Equipos Térmicos ([www.isaequipostermicos.cl](http://www.isaequipostermicos.cl)), que consisten en hojas de datos producto de simulaciones para tres modelos de calderas Cleaver Brooks, piro-tubulares (800, 1.000 y 1.500 HP) quemando Gas Natural, Petróleo Diesel y Petróleo N°6, tanto con quemadores estándar, como de bajo NOx. La Capacidad Térmica de cada una de las calderas son las siguientes:

- 8,1 MWt (27.801.000 BTU/h)
- 12,3 MWt (41.844.000 BTU/h)
- 18,4 MWt (62.766.000 BTU/h)

Cabe destacar que ISA no cuenta con datos de calderas de mayor tamaño, ya que no son comercializadas a nivel nacional.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

A fin de contar con datos de emisión para la quema de carbón y biomasa se recurrió a factores de emisión típicos, recogidos principalmente de CORIANIR y EPA (AP-42) los que se resumen en la Tabla 3.8.10:

Tabla 3.8.10: Factores de emisión para carbón y biomasa

Combustible	Factor de Emisión g/GJ		
	MP	NOx	SOx
Carbón	80*	230*	1948
Biomasa	50**	240***	40

Fuentes: \* EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook. Año 2009.

\*\* : USEPA, AP-42, 1996.

\*\*\*: CORINAIR90 data of combustion plants as area source.

Cabe destacar que la utilización de factores de emisión no representa necesariamente la realidad de las emisiones generadas por la quema de dichos combustibles, debido a que estos factores de emisión han sido calculados para países con estándares y calidades de combustibles diferentes a los nacionales.

Para contar con la concentración de emisiones (mg/Nm<sup>3</sup>) de cada uno de los contaminantes se cuenta con valores típicos de caudal de humos en función de los rangos de capacidad térmica según se muestra en la Tabla 3.8.11:

Tabla 3.8.11: Caudal de humos en función de la capacidad térmica

Capacidad Térmica MWt	Caudal de humos Nm <sup>3</sup> /h*	
	Biomasa**	Carbón***
5-10	8.000-16.000	7.500-15.000
10-15	16.000-24.000	15.000-22.500
15-20	24.000-32.000	22.500-30.000

\*: 101 kPa, @25°C.

\*\* : 85% de eficiencia, vapor saturado a a10 Bar, Biomasa 50% humedad b.s., 80% exceso de aire.

\*\*\*: 85% de eficiencia, vapor saturado a a10 Bar, Carbón 12% humedad b.s., 40% exceso de aire.

Fuente: Proterm, Dato empírico obtenido de comunicación personal, subgerencia de mediciones.

Finalmente las emisiones de MP, NOx y SOx se obtienen a partir del factor de emisión, capacidad térmica y el caudal de humos y se muestran en la Tabla 3.8.12:

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Tabla 3.8.12: Emisiones para calderas a carbón y biomasa en función de la capacidad térmica.

Capacidad Térmica* GJ/h	Caudal de humos Nm <sup>3</sup> /h		Factor de Emisión mg/GJ						Emisión mg/Nm <sup>3</sup>					
			Biomasa			Carbón			Biomasa			Carbón		
			MP	NOx	SOx	MP	NOx	SOx	MP	NOx	SOx	MP	NOx	SOx
36	8.000-16.000	7.500-15.000	50.000	240.000	40.000	80.000	230.000	194.800	113	540	90	180	518	438
54	16.000-24.000	15.000-22.500							135	648	108	216	621	526
72	24.000-32.000	22.500-30.000							150	720	120	240	690	584

\*: Cota superior del rango de capacidades térmicas correspondiente.

Los niveles de emisión antes del abatimiento, eficiencia y costo de los equipos de control y niveles de emisión luego del abatimiento para los tres rangos de capacidad térmica analizados se muestran en las Tablas 3.8.13 (5-10 MWt), 3.8.14 (10-15 MWt) y 3.8.15 (15-20 MWt).

Tabla 3.8.13: Niveles de emisión para calderas de entre 5 y 10 MWT de Capacidad Térmica.

Combustible	Material Particulado					Óxidos de Nitrógeno					Óxidos de Azufre				
	Emisiones sin equipo de control (mg/Nm3)	Equipo de control asociado	% de remoción	Costo aproximado USD	Emisiones con equipo de control (mg/Nm3)	Emisiones sin equipo de control (mg/Nm3)	Equipo de control asociado	% de remoción	Costo aproximado USD	Emisiones con equipo de control (mg/Nm3)	Emisiones sin equipo de control (mg/Nm3)	Equipo de control asociado	% de remoción	Costo aproximado USD	Emisiones con equipo de control (mg/Nm3)
Petróleo pesado	249	Filtro de mangas*	99	67.000	2,5	886	Reducción catalítica selectiva*	75	48.000	222	805	Lavador de gases*	95	128.000	40
		Precipitador electrostático	96,5	900.000	9										
		Ciclón o multiclones	75	50.000	62										
Petróleo liviano	29	Filtro de mangas*	99	67.000	0,3	292	Reducción catalítica selectiva*	75	48.000	73	803	Lavador de gases*	95	128.000	40
		Precipitador electrostático	96,5	900.000	1										
		Ciclón o multiclones	75	50.000	7										
Gas	12	Filtro de mangas*	99	67.000	0,12	107	Reducción catalítica selectiva*	75	48.000	27	0,91	No requiere	-	-	-
		Precipitador electrostático	96,5	900.000	0,4										
		Ciclón o multiclones	75	50.000	3										
Biomasa	110	Filtro de mangas*	99	67.000	1,1	540	Reducción catalítica selectiva*	75	48.000	135	90	Lavador de gases*	95	128.000	5
		Precipitador electrostático	96,5	900.000	4										
		Ciclón o multiclones	75	50.000	28										
Carbón	180	Filtro de mangas*	99	67.000	2	518	Reducción catalítica selectiva*	75	48.000	130	438	Lavador de gases*	95	128.000	22
		Precipitador electrostático	96,5	900.000	6,3										
		Ciclón o multiclones	75	50.000	45										

Fuente. Elaboración propia. \*: Datos calculado en base a EPA Cost Control Manual (EPA 452/B – 02 – 01).

Tabla 3.8.14: Niveles de emisión para calderas de entre 10 y 15 MWt de Capacidad Térmica.

Combustible	Material Particulado					Óxidos de Nitrógeno					Óxidos de Azufre				
	Emisiones sin equipo de control (mg/Nm3)	Equipo de control asociado	% de remoción	Costo aproximado USD	Emisiones con equipo de control (mg/Nm3)	Emisiones sin equipo de control (mg/Nm3)	Equipo de control asociado	% de remoción	Costo aproximado USD	Emisiones con equipo de control (mg/Nm3)	Emisiones sin equipo de control (mg/Nm3)	Equipo de control asociado	% de remoción	Costo aproximado USD	Emisiones con equipo de control (mg/Nm3)
Petróleo pesado	318	Filtro de mangas*	99	117.000	3,2	1197	Reducción catalítica selectiva*	75	72.000	299	1031	Lavador de gases*	95	255.000	52
		Precipitador electrostático	96,5	1.000.000	11										
		Ciclón o multiclones	75	70.000	80										
Petróleo liviano	37	Filtro de mangas*	99	117.000	0,4	521	Reducción catalítica selectiva*	75	72.000	130	1029	Lavador de gases*	95	255.000	51
		Precipitador electrostático	96,5	1.000.000	1,3										
		Ciclón o multiclones	75	70.000	9,2										
Gas	15	Filtro de mangas*	99	117.000	0,2	234	Reducción catalítica selectiva*	75	72.000	59	3,4	Lavador de gases*	No requiere	No requiere	No requiere
		Precipitador electrostático	96,5	1.000.000	0,5										
		Ciclón o multiclones	75	70.000	3,8										
Biomasa	135	Filtro de mangas*	99	117.000	1,4	648	Reducción catalítica selectiva*	75	72.000	162	108	Lavador de gases*	95	255.000	5
		Precipitador electrostático	96,5	1.000.000	4,7										
		Ciclón o multiclones	75	70.000	34										
Carbón	216	Filtro de mangas*	99	117.000	2,2	621	Reducción catalítica selectiva*	75	72.000	155	526	Lavador de gases*	95	255.000	26
		Precipitador electrostático	96,5	1.000.000	7,6										
		Ciclón o multiclones	75	70.000	54										

Fuente. Elaboración propia.

\*: Datos calculado en base a EPA Cost Control Manual (EPA 452/B – 02 – 01).

Tabla 3.8.15: Niveles de emisión para calderas de entre 15 y 20 MWt de Capacidad Térmica.

Combustible	Material Particulado					Óxidos de Nitrógeno					Óxidos de Azufre				
	Emisiones sin equipo de control (mg/Nm3)	Equipo de control asociado	% de remoción	Costo aproximado USD	Emisiones con equipo de control (mg/Nm3)	Emisiones sin equipo de control (mg/Nm3)	Equipo de control asociado	% de remoción	Costo aproximado USD	Emisiones con equipo de control (mg/Nm3)	Emisiones sin equipo de control (mg/Nm3)	Equipo de control asociado	% de remoción	Costo aproximado USD	Emisiones con equipo de control (mg/Nm3)
Petróleo pesado	478	Filtro de mangas*	99	265.000	5	1796	Reducción catalítica selectiva*	75	120.000	449	1546	Lavador de gases*	95	639.000	77
		Precipitador electrostático	96,5	1.200.000	17										
		Ciclón o multiclones	75	100.000	119										
Petróleo liviano	55	Filtro de mangas*	99	265.000	0,5	781	Reducción catalítica selectiva*	75	120.000	195	1544	Lavador de gases*	95	639.000	77
		Precipitador electrostático	96,5	1.200.000	1,9										
		Ciclón o multiclones	75	100.000	14										
Gas	23	Filtro de mangas*	99	265.000	0,2	351	Reducción catalítica selectiva*	75	120.000	88	5,12	No requiere	-	-	-
		Precipitador electrostático	96,5	1.200.000	0,8										
		Ciclón o multiclones	75	100.000	6										
Biomasa	150	Filtro de mangas*	99	265.000	2	720	Reducción catalítica selectiva*	75	120.000	180	120	Lavador de gases*	95	639.000	6
		Precipitador electrostático	96,5	1.200.000	5										
		Ciclón o multiclones	75	100.000	38										
Carbón	240	Filtro de mangas*	99	265.000	2	690	Reducción catalítica selectiva*	75	120.000	173	584	Lavador de gases*	95	639.000	29
		Precipitador electrostático	96,5	1.200.000	8										
		Ciclón o multiclones	75	100.000	60										

Fuente. Elaboración propia.

\*: Datos calculado en base a EPA Cost Control Manual (EPA 452/B – 02 – 01).

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

A partir de lo expuesto en las tablas anteriores es posible definir dos escenarios normativos:

- Escenario 1: Normativa con enfoque neutro,
- Escenario 2: Normativa con enfoque diferenciado.

### ESCENARIO 1.

Si el enfoque es neutro, es decir el límite de emisión es uno sólo independientemente del combustible que se queme, los valores propuestos corresponden a los niveles de emisión que se logran quemando el combustible más sucio con la mejor tecnología disponible y se muestran en la Tabla 3.8.16:

Tabla 3.8.16: Límites de emisión propuestos con enfoque neutro.

Capacidad Térmica MWt	Límite de Emisión MP mg/Nm <sup>3</sup>	Límite de emisión NO <sub>x</sub> mg/Nm <sup>3</sup>	Límite de emisión SO <sub>x</sub> mg/Nm <sup>3</sup>
5-10	10	250	50
10-15	10	300	75
15-50	10	500	100

Fuente: Elaboración propia.

Cabe destacar que el combustible más sucio resultó ser el Petróleo N°6, por lo que los límites de emisión propuestos se determinaron en base a las emisiones alcanzables quemando tal combustible.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

**ESCENARIO 2.**

Si el enfoque considera el principio de diferenciación en base al uso de la mejor tecnología disponible los límites de emisión propuestos son los siguientes:

Tabla 3.8.17: Límites de emisión propuestos con enfoque diferenciado.

Combustible	Capacidad Térmica MWt	Límite de Emisión MP mg/Nm3	Límite de Emisión NOx mg/Nm3	Límite de Emisión SOx mg/Nm3
Gas	5-10	5	30	5
	10-15		60	
	15-50		100	
Petróleo Diesel	5-10	5	100	50
	10-15		150	60
	15-50		200	100
Petróleo N°6	5-10	5	250	50
	10-15		300	60
	15-50		500	100
Biomasa	5-10	5	150	10
	10-15		200	
	15-50		200	
Carbón	5-10	5	150	10
	10-15		200	30
	15-50		200	30

Fuente: Elaboración propia.

### 3.9 Tabla Resumen de Normativas

País o Unión de países	Norma	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Capacidad Térmica MWt	Combustible utilizado	Alimentación de combustible	Corrección de O <sub>2</sub> %	Contaminante normado	Límite de Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Periodicidad de Medición de Emisiones
Alemania	1BlmSchV		Comercial y Residencial	Calderas desde 4 kW de capacidad térmica quemando combustible sólido y de hasta 20 MW quemando combustibles líquidos y gaseosos	>0,004	Carbón, Briquetas de carbón, Coke, Lignito, Briquetas de lignito, Turba, pellets de turba, biomasa, pellets de madera no tratada			MP	20	
Alemania	1BlmSchV				>0,004	ídem			CO	400	
Alemania	1BlmSchV				0,004-0,1	Desechos agrícolas, aceites combustibles livianos, gas natural, gas licuado, biogás, gas de coque, gas de alto horno, gas de refinería			MP	100	
Alemania	1BlmSchV				0,004-0,1	ídem			CO	1000	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	0 - 10	Carbón mineral		7	MP	20 - 100	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	0 - 10	Carbón mineral		7	CO	150	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	0 - 10	Carbón mineral		7	NOx	400 - 500	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	0 - 10	Carbón mineral		7	SOx	1.000	

**INFORME FINAL**

## Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

País o Unión de países	Norma	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Capacidad Térmica MWt	Combustible utilizado	Alimentación de combustible	Corrección de O <sub>2</sub> %	Contaminante normado	Límite de Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Periodicidad de Medición de Emisiones
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	0 - 10	Madera no tratada		11	MP	20 - 100	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	0 - 10	Madera no tratada		11	CO	150	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	0 - 10	Madera no tratada		11	NOx	250	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	0 - 10	Madera no tratada		11	SOx	1.000	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	0 - 10	Madera no tratada		11	COV	10	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Paja u otros productos vegetales		11	MP	20 - 50	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Paja u otros productos vegetales		11	CO	250	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Paja u otros productos vegetales		11	NOx	400 - 500	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Petróleo		3	MP (cifra de hollín)	1	

**INFORME FINAL**

## Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

País o Unión de países	Norma	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Capacidad Térmica MWt	Combustible utilizado	Alimentación de combustible	Corrección de O <sub>2</sub> %	Contaminante normado	Límite de Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Periodicidad de Medición de Emisiones
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Petróleo		3	CO	80	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Petróleo		3	NOx	180 - 150	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Petróleo		3	SOx	850	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Metanol, etanol, aceite vegetal		3	MP (cifra de hollín)	1	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Metanol, etanol, aceite vegetal		3	CO	80	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Metanol, etanol, aceite vegetal		3	NOx	350	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Metanol, etanol, aceite vegetal		3	SOx	850	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Gas natural de red pública		3	MP	5	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Gas natural de red pública		3	CO	50	

**INFORME FINAL**

## Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

País o Unión de países	Norma	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Capacidad Térmica MWt	Combustible utilizado	Alimentación de combustible	Corrección de O <sub>2</sub> %	Contaminante normado	Límite de Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Periodicidad de Medición de Emisiones
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Gas natural de red pública		3	NOx	100 - 150	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Gas natural de red pública		3	SOx	10.000	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Gas licuado		3	MP	5	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Gas licuado		3	CO	50	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Gas licuado		3	NOx	100 - 150	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Gas licuado		3	SOx	10.000	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Gas de refinería de Petróleo		3	MP	5	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Gas de refinería de Petróleo		3	NOx	200	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Gas de refinería de Petróleo		3	SOx	50.000	

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

País o Unión de países	Norma	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Capacidad Térmica MWt	Combustible utilizado	Alimentación de combustible	Corrección de O <sub>2</sub> %	Contaminante normado	Límite de Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Periodicidad de Medición de Emisiones
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Biogás		3	MP	5	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Biogás		3	CO	80	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Biogás		3	NOx	200	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Biogás		3	SOx	350	
Alemania	TA Luft	1964	Todos	Calderas quemando todo tipo de combustible	1 – 50	Biogás		3	SOx	350	
Unión Europea	EN-303-5		Comercial y Residencial	Calderas de Calefacción para combustibles sólidos	< 0,05	Biocombustible	Manual	10	CO	5.000–25.000*	
Unión Europea	EN-303-5				< 0,05	Biocombustible	Manual	10	COT	150 – 2.000	
Unión Europea	EN-303-5				< 0,05	Biocombustible	Manual	10	MP	150 - 200	
Unión Europea	EN-303-5				< 0,05	Fósil	Manual	10	CO	5.000–25.000*	
Unión Europea	EN-303-5				< 0,05	Fósil	Manual	10	COT	150 – 2.000	
Unión Europea	EN-303-5				< 0,05	Fósil	Manual	10	MP	150 - 200	
Unión Europea	EN-303-5				< 0,05	Biocombustible	Automática	10	CO	3.000–15.000*	
Unión Europea	EN-303-5				< 0,05	Biocombustible	Automática	10	COT	100 – 1.750	
Unión Europea	EN-303-5				< 0,05	Biocombustible	Automática	10	MP	150 - 200	

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

País o Unión de países	Norma	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Capacidad Térmica MWt	Combustible utilizado	Alimentación de combustible	Corrección de O <sub>2</sub> %	Contaminante normado	Límite de Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Periodicidad de Medición de Emisiones		
Unión Europea	EN-303-5				< 0,05	Fósil	Automática	10	CO	3.000–15.000*			
Unión Europea	EN-303-5				< 0,05	Fósil	Automática	10	COT	100 – 1.750			
Unión Europea	EN-303-5				< 0,05	Fósil	Automática	10	MP	125 - 180			
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	< 0,05	Derivados de la madera		8	CO	6500	Monitoreo periódico		
Unión Europea	EN-303-5		Comercial y Residencial	Calderas de Calefacción para combustibles sólidos	0,05 – 0,15	Biocombustible	Manual	10	CO	2.500 – 12-500			
Unión Europea	EN-303-5	0,05 – 0,15			Biocombustible	Manual	10	COT	100 -1.500				
Unión Europea	EN-303-5	0,05 – 0,15			Biocombustible	Manual	10	MP	150 - 200				
Unión Europea	EN-303-5	0,05 – 0,15			Fósil	Manual	10	CO	2.500 – 12-500				
Unión Europea	EN-303-5	0,05 – 0,15			Fósil	Manual	10	COT	100 -1.500				
Unión Europea	EN-303-5	0,05 – 0,15			Fósil	Manual	10	MP	125 - 180				
Unión Europea	EN-303-5	0,05 – 0,15			Biocombustible	Automática	10	CO	2.500 – 12-500				
Unión Europea	EN-303-5	0,05 – 0,15			Biocombustible	Automática	10	COT	80 – 1.250				
Unión Europea	EN-303-5	0,05 – 0,15			Biocombustible	Automática	10	MP	150 - 200				
Unión Europea	EN-303-5	0,05 – 0,15			Fósil	Automática	10	CO	2.500 – 12-500				
Unión Europea	EN-303-5	0,05 – 0,15			Fósil	Automática	10	COT	80 – 1.250				
Unión Europea	EN-303-5	0,05 – 0,15			Fósil	Automática	10	MP	125 - 180				
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007			Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	0,05 – 0,15	Derivados de la madera		8	CO	3250	Monitoreo periódico
Unión Europea	EN-303-5				Comercial y Residencial	Calderas de Calefacción	0,15-0,3	Biocombustible	Manual	10	CO	1.200 – 12-500	

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

País o Unión de países	Norma	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Capacidad Térmica MWt	Combustible utilizado	Alimentación de combustible	Corrección de O <sub>2</sub> %	Contaminante normado	Límite de Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Periodicidad de Medición de Emisiones
Unión Europea	EN-303-5			para combustibles sólidos	0,15-0,3	Biocombustible	Manual	10	COT	100 -1.500	
Unión Europea	EN-303-5				0,15-0,3	Biocombustible	Manual	10	MP	150 - 200	
Unión Europea	EN-303-5				0,15-0,3	Fósil	Manual	10	CO	1.200 – 12-500	
Unión Europea	EN-303-5				0,15-0,3	Fósil	Manual	10	COT	100 -1.500	
Unión Europea	EN-303-5				0,15-0,3	Fósil	Manual	10	MP	125 - 180	
Unión Europea	EN-303-5				0,15-0,3	Biocombustible	Automática	10	CO	1.200 – 12-500	
Unión Europea	EN-303-5				0,15-0,3	Biocombustible	Automática	10	COT	80 – 1.250	
Unión Europea	EN-303-5				0,15-0,3	Biocombustible	Automática	10	MP	150 - 200	
Unión Europea	EN-303-5				0,15-0,3	Fósil	Automática	10	CO	1.200 – 12-500	
Unión Europea	EN-303-5				0,15-0,3	Fósil	Automática	10	COT	80 – 1.250	
Unión Europea	EN-303-5				0,15-0,3	Fósil	Automática	10	MP	125 - 180	
Alemania	1BlmSchV				Comercial y Residencial	Calderas desde 4 kW de capacidad térmica quemando combustible sólido y de hasta 20 MW quemando combustibles líquidos y gaseosos	0,03 – 0,5	Biomasa tratada, residuos de tableros sin conservantes			MP
Alemania	1BlmSchV		0,03 – 0,5	ídem					CO	400	

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

País o Unión de países	Norma	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Capacidad Térmica MWt	Combustible utilizado	Alimentación de combustible	Corrección de O <sub>2</sub> %	Contaminante normado	Límite de Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Periodicidad de Medición de Emisiones
Perú	Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009	21-02-2009	Industrial	calderas tipos paquete de tubos de humo (pirotubular) y de tubos de agua (acuotubular) sin equipo de recuperación de calor que utilizan combustibles sólidos, gaseosos y líquidos derivados del petróleo	0,22 para Comb. líquido 0,6 para Comb. sólido	Gas		3% para líquidos y gas y 6% para comb, sólidos	SO <sub>2</sub>	300	
Perú	Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009				0,22 para Comb. líquido 0,6 para Comb. sólido	Gas		3% para líquidos y gas y 6% para comb, sólidos	NO <sub>x</sub>	320	
Perú	Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009				0,22 para Comb. líquido 0,6 para Comb. sólido	Gas		3% para líquidos y gas y 6% para comb, sólidos	CO	100	
Perú	Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009				0,22 para Comb. líquido 0,6 para Comb. sólido	Líquido		3% para líquidos y gas y 6% para comb, sólidos	PTS	150	
Perú	Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009				0,22 para Comb. líquido 0,6 para Comb. sólido	Líquido		3% para líquidos y gas y 6% para comb, sólidos	SO <sub>2</sub>	1500	
Perú	Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009				0,22 para Comb. líquido 0,6 para Comb. sólido	Líquido		3% para líquidos y gas y 6% para comb, sólidos	NO <sub>x</sub>	600	
Perú	Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009				0,22 para Comb. líquido 0,6 para Comb. sólido	Líquido		3% para líquidos y gas y 6% para comb, sólidos	CO	350	
Perú	Norma Técnica Peruana NTP				0,22 para Comb. líquido	Sólido		3% para líquidos y gas y 6% para comb,	PTS	150	

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

País o Unión de países	Norma	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Capacidad Térmica MWt	Combustible utilizado	Alimentación de combustible	Corrección de O <sub>2</sub> %	Contaminante normado	Límite de Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Periodicidad de Medición de Emisiones
	350.301:2009				0,6 para Comb. sólido			sólidos			
Perú	Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009				0,22 para Comb. líquido 0,6 para Comb. sólido	Sólido, carbón		3% para líquidos y gas y 6% para comb, sólidos	SO <sub>2</sub>	1500	
Perú	Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009				0,22 para Comb. líquido 0,6 para Comb. sólido	Sólido, bagazo		3% para líquidos y gas y 6% para comb, sólidos	SO <sub>2</sub>	100	
Perú	Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009				0,22 para Comb. líquido 0,6 para Comb. sólido	Sólido, bagazo/petróleo		3% para líquidos y gas y 6% para comb, sólidos	SO <sub>2</sub>	500	
Perú	Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009				0,22 para Comb. líquido 0,6 para Comb. sólido	Sólido		3% para líquidos y gas y 6% para comb, sólidos	NO <sub>x</sub>	750	
Perú	Norma Técnica Peruana NTP 350.301:2009				0,22 para Comb. líquido 0,6 para Comb. sólido	Sólido		3% para líquidos y gas y 6% para comb, sólidos	CO	500	
Alemania	1BlmSchV		Comercial y Residencial	Calderas desde 4 kW de capacidad térmica quemando combustible sólido y de hasta 20 MW quemando combustibles líquidos y	>0,5	Ídem			MP	20	
Alemania	1BlmSchV	>0,5			Ídem			CO	300		

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

País o Unión de países	Norma	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Capacidad Térmica MWt	Combustible utilizado	Alimentación de combustible	Corrección de O <sub>2</sub> %	Contaminante normado	Límite de Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Periodicidad de Medición de Emisiones
				gaseosos							
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	0,15-1	Derivados de la madera		8	CO	1700	Monitoreo periódico
México	NOM-085-ECOL-1994	02-12-1994	Industrial	Fuentes Fijas: Equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los equipos de generación eléctrica que utilizan la tecnología de ciclo combinado	<1,46	Fuel Oil o Diesel		5	PTS	NA	1 vez al año
México	NOM-085-ECOL-1994				<1,46	Fuel Oil o Diesel		5	SO <sub>2</sub>	1440-5760**	1 vez cada 3 meses
México	NOM-085-ECOL-1994				<1,46	Fuel Oil o Diesel		5	NO <sub>x</sub>	NA	1 vez cada 3 meses
México	NOM-085-ECOL-1994				<1,46	Otros líquidos		5	PTS	NA	1 vez cada 3 meses
México	NOM-085-ECOL-1994				<1,46	Otros líquidos		5	SO <sub>2</sub>	1440-5760**	1 vez cada 3 meses
México	NOM-085-ECOL-1994				<1,46	Otros líquidos		5	NO <sub>x</sub>	NA	1 vez cada 3 meses
México	NOM-085-ECOL-1994				<1,46	Gaseosos		5	PTS	NA	1 vez cada 3 meses
México	NOM-085-ECOL-1994				<1,46	Gaseosos		5	SO <sub>2</sub>	NA	1 vez cada 3 meses
México	NOM-085-ECOL-1994				<1,46	Gaseosos		5	NO <sub>x</sub>	NA	1 vez cada 3 meses
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	1-10	Derivados de la madera		8	CO	1300	Monitoreo periódico
México	NOM-085-ECOL-1994	02-12-1994	Industrial	Fuentes Fijas: Equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los equipos de generación eléctrica que utilizan la tecnología de ciclo combinado	1,46-12	líquidos		5	PTS	75-450**	1 vez por año
México	NOM-085-ECOL-1994				1,46-12	líquidos		5	SO <sub>2</sub>	1440-5760**	1 vez por año
México	NOM-085-ECOL-1994				1,46-12	líquidos		5	NO <sub>x</sub>	660-1200**	1 vez por año
México	NOM-085-ECOL-1994				1,46-12	Gaseosos		5	PTS	NA	1 vez por año
México	NOM-085-ECOL-1994				1,46-12	Gaseosos		5	SO <sub>2</sub>	NA	1 vez por año
México	NOM-085-ECOL-1994				1,46-12	Gaseosos		5	NO <sub>x</sub>	660-1200**	1 vez por año

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

País o Unión de países	Norma	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Capacidad Térmica MWt	Combustible utilizado	Alimentación de combustible	Corrección de O <sub>2</sub> %	Contaminante normado	Límite de Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Periodicidad de Medición de Emisiones
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	<10	Derivados de la madera		8	MP	730	Monitoreo periódico
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	<10	Fuel oil		3	MP	300	Monitoreo periódico
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	<10	Fuel oil		3	NO <sub>2</sub>	1600	Monitoreo periódico
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	<10	Fuel oil		3	SO <sub>2</sub>	2700	Monitoreo periódico
México	NOM-085-ECOL-1994	02-12-1994	Industrial	Fuentes Fijas: Equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los equipos de generación eléctrica que utilizan la tecnología de ciclo combinado	12-30,5	Líquidos		5	PTS	60-400**	1 vez cada 6 meses
México	NOM-085-ECOL-1994				12-30,5	Líquidos		5	SO <sub>2</sub>	1440-3140**	1 vez por año
México	NOM-085-ECOL-1994				12-30,5	Líquidos		5	NO <sub>x</sub>	351-1200**	1 vez cada 6 meses
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	10-30	Derivados de la madera		8	MP	520	Monitoreo periódico
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	10-30	Derivados de la madera		8	NO <sub>2</sub>	650	Monitoreo periódico
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	10-70	Fuel Oil		3	MP	250	Monitoreo periódico
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	10-70	Fuel Oil		3	NO <sub>2</sub>	1000	Monitoreo periódico

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

País o Unión de países	Norma	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Capacidad Térmica MWt	Combustible utilizado	Alimentación de combustible	Corrección de O <sub>2</sub> %	Contaminante normado	Límite de Emisión mg/Nm <sup>3</sup>	Periodicidad de Medición de Emisiones
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	10-70	Fuel Oil		3	SO <sub>2</sub>	2700	Monitoreo periódico
México	NOM-085-ECOL-1994	02-12-1994	Industrial	Fuentes Fijas: Equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los equipos de generación eléctrica que utilizan la tecnología de ciclo combinado	>30,5	Sólidos		5	PTS	60-350	No indica
México	NOM-085-ECOL-1994				>30,5	Sólidos		5	SO <sub>2</sub>	1440-5760**	Permanente
México	NOM-085-ECOL-1994				>30,5	sólidos		5	NO <sub>x</sub>	351-1200**	Permanente
México	NOM-085-ECOL-1994				>30,5	Líquidos			PTS	60-350	No indica
México	NOM-085-ECOL-1994				>30,5	Líquidos			SO <sub>2</sub>	1440-5760**	Permanente
México	NOM-085-ECOL-1994				>30,5	Líquidos			NO <sub>x</sub>	351-1200**	Permanente
México	NOM-085-ECOL-1994				>30,5	Gaseosos			PTS	NA	No indica
México	NOM-085-ECOL-1994				>30,5	Gaseosos			SO <sub>2</sub>	NA	No indica
México	NOM-085-ECOL-1994				>30,5	Gaseosos			NO <sub>x</sub>	351-1200**	Permanente
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006				02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	30-70	Derivados de la madera		8
Brasil	RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006	02-02-2007	Industrial	Fuentes fijas por tipo de producción	30-70	Derivados de la madera		8	NO <sub>2</sub>	650	Monitoreo periódico

\*El rango depende del nivel de eficiencia del equipo

\*\*Depende de la zona geográfica, Capital, zonas críticas y resto del país

En esta tabla no se consideró la normativa de Estados Unidos, ya que no se puede comparar, porque los niveles de emisión dependen de la potencia térmica del equipo que se utilice.

8% madera Brasil

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

## Normas Nacionales

Norma	Fecha de Publicación	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Potencia de entrada MW	Combustible utilizado	Contaminante normado	Límite de Emisión (mg/Nm <sup>3</sup> )	Periodicidad de Medición de Emisiones
D.S. N° 144/1961		18-05-1961	Industrial, Comercial y Residencial	Todo tipo de fuente	No establece	Combustible sólido o líquidos	Emanaciones o contaminantes atmosféricos de cualquier naturaleza	No establece	No establece
Resolución N° 7.077/1976		28-09-1978	Industrial, Comercial y Residencial	Calderas de todo tipo	No establece	No establece	Prohíbe la incineración como método de eliminación de residuos sólidos de origen doméstico o industrial	No establece	No establece
D.S. N° 48/1984		12-05-1984	Industrial, Residencial y Comercial	Calderas y generadores de vapor y autoclaves	No establece	No establece	No establece	No establece	No establece
D.S. N° 32/1990, modificado por D.S. N° 322/91 (D.O. 20.07.91) y D.S. N° 356/97 (D.O. 20.02.98) ambos del Ministerio de Salud y por D.S. N° 58/2004 (D.O. 29.01.94) y D.S. N° 20/2001 (D.O. 12.04.01)		24-05-1990	Industrial y Comercial	Fuentes puntuales o grupales	No establece	No establece	MP	32 (Episodio de Preemergencia) 28 (Episodio de Emergencia)	Anual
D.S. N° 321/1991		07-05-1991	Industrial Comercial Residencial	Fuentes emisoras de contaminantes atmosféricos, tales como procesos industriales,	No establece	No establece	MP	112	No establece

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Norma	Fecha de Publicación	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Potencia de entrada MW	Combustible utilizado	Contaminante normado	Límite de Emisión (mg/Nm3)	Periodicidad de Medición de Emisiones
				calderas de calefacción y/o agua caliente, hornos industriales, hornos de panadería					
D.S. N°4/1992, modificado por D.S. N° 20/2001 (D.O. 12.04.2001) y D.S. N° 66/2010 (16.04.2010)		02-03-1992	Industrial	Fuentes estacionarias puntuales y grupales que emiten menos de 1 ton diaria de MP	No establece	No establece	MP	112 (Fuentes puntuales) 56 (Fuentes grupales)	Fuentes puntuales: 1 año Fuentes grupales: 3 años
D.S. N° 1.583/1992		26-04-1993		Fuentes estacionarias puntuales que emiten más de 1 ton diaria de MP	No establece	No establece	MP	56	No establece
D.S. N° 2.467/1993		18-02-1994		Reglamento de laboratorios de medición y análisis de emisiones atmosféricas provenientes de fuentes estacionarias	No establece	No establece	MP Gases	No establece	No establece
Resolución N° 15.027/1994		06-12-1994	Industrial	Procedimiento de declaración de emisiones para fuentes estacionarias puntuales y grupales	No establece	No establece	MP	No establece	Anual
D.S. N° 812/1995, modificado por D.S. N° 58/2003 (D.O.: 29.01.04)		08-05-1995	Industrial	Fuentes estacionarias puntuales	No establece	No establece	Procedimiento de compensación de emisiones de	No establece	Anual

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Norma	Fecha de Publicación	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Potencia de entrada MW	Combustible utilizado	Contaminante normado	Límite de Emisión (mg/Nm3)	Periodicidad de Medición de Emisiones
							MP		
Resolución N° 5.155/1999		17-03-1999	Industrial	Establece la forma de declarar emisiones gaseosas para las fuentes estacionarias	No establece	No establece	CO NOx COVs	No establece	No establece
D.S. N° 138/2005, modificado por el D.S. N° 90/2010		17-11-2005	Industrial	Calderas generadoras de vapor y/o agua caliente; Producción de celulosa; Fundiciones primarias y secundarias; Centrales termoeléctricas; Producción de cemento, cal o yeso; Producción de vidrio; Producción de cerámica; Siderúrgica; Petroquímica, Asfalto y Equipos electrógenos	No establece	No establece	Contaminantes atmosféricos	No establece	Anual
Circular N° B32/23 del 2006		02-06-2006	Industrial	Entrega las directrices para la implementación del D.S. N° 138/2005, que establece la obligación de	No establece	No establece	PTS, PM10, CO, NOx, SOx, COV, NH3, PCDD, PCDF, CO2, Pb, As, Benceno, Tolueno, CH4, TRS	No establece	No establece

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Norma	Fecha de Publicación	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Potencia de entrada MW	Combustible utilizado	Contaminante normado	Límite de Emisión (mg/Nm3)	Periodicidad de Medición de Emisiones
				declarar emisiones contaminantes atmosféricos					
Resolución N° 2.063/2005	02-02-2005	02-02-2005	Industrial	Calderas de calefacción e industriales con consumos mayores a 200.000 KJ/hr, y aquellas que operen con quemadores atmosféricos con consumos mayores a 500.000 KJ/hr, medidos a plena carga	No establece	No establece	CO	100 ppm	Anual
				Calderas de calefacción e industriales con consumos mayores a 200.000 KJ/hr	No establece	No establece	SO2	30 ng/J	Anual
Resolución N°42.549/2006	14-10-2006	14-10-2006	Industrial	Fuentes fijas	No establece	No establece	Cumplimiento de metas individuales de emisión y compensación de NOx	No establece	Anual
D.S. N° 45/2007	05-10-2007	05-10-2007	Industrial	Instalaciones de incineración	No establece	No establece	MP	30	
							SO2	50	
							NOx	300	
							CO	50	
							Hg y sus compuestos	0,1	
				Instalaciones para	No establece	No establece	SO2	50	
							NOx	300	

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Norma	Fecha de Publicación	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Potencia de entrada MW	Combustible utilizado	Contaminante normado	Límite de Emisión (mg/Nm3)	Periodicidad de Medición de Emisiones
				coincineración			CO	50	
				Coincineración de biomasa forestal	No establece	No establece	Hg y sus compuestos	0,1	
			MP				50		
				Hg y sus compuestos				0,1	
D.S. N° 66/2009	16-04-2010	16-04-2010	Industrial	Calderas de calefacción e industriales con consumos mayores a 200.000 KJ/hr, y aquellas que operen con quemadores atmosféricos con consumos mayores a 500.000 KJ/hr, medidos a plena carga	No establece	No establece	CO	100 ppm	Anual
				Calderas de calefacción e industriales con consumos mayores a 200.000 KJ/hr	No establece	No establece	SO2	30 ng/J	Anual
D.S. N° 78/2009	03-06-2010	03-06-2010	Industrial	Fuentes Puntuales	No establece	No establece	MP	112	Anual
				Fuentes Grupales			MP	112	Anual o Cada 2 años
				Calderas de calefacción grupal			MP	112	Anual o Cada 2 años
D.S. N° 13/2011	23-06-2011	23-06-2011	Industrial	Unidades de generación eléctrica, conformada por caldera o	50	Sólido	MP	50	
						Sólido	SO2	400	
						Sólido	NOx	500	
						Líquido	MP	30	
						Líquido	SO2	30	

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Norma	Fecha de Publicación	Fecha Entrada en Vigencia	Sector al que Aplica	Tipo de Fuente Emisora	Potencia de entrada MW	Combustible utilizado	Contaminante normado	Límite de Emisión (mg/Nm3)	Periodicidad de Medición de Emisiones
				turbinas existentes		Líquido	NOx	200	
						Gas	MP	No aplica	
						Gas	SO2	No aplica	
						Gas	NOx	50	
						Carbón y/o petcoke	Hg	0,1	
				Unidades de generación eléctrica, conformada por caldera o turbinas nuevas	50	Sólido	MP	30	
						Sólido	SO2	200	
						Sólido	NOx	200	
						Líquido	MP	30	
						Líquido	SO2	10	
						Líquido	NOx	120	
						Gas	MP	No aplica	
						Gas	SO2	No aplica	
						Gas	NOx	50	
				Carbón y/o petcoke	Hg	0,1			

#### **4. RECOMENDACIONES**

- Se recomienda que las SEREMIs de Salud unifiquen la información del registro de Calderas y generadores de vapor, de acuerdo a lo establecido por el DS 48/1984 MINSAL.
- Es importante contar con información completa de las fuentes existentes a nivel nacional, para poder calcular sus emisiones reales, antes de contratar los siguientes estudios para la elaboración de una norma para calderas y equipos de combustión.
- En el presente estudio, para definir los contaminantes a considerar en la futura norma, fue necesario revisar los inventarios de emisiones para poder conocer el porcentaje de contribución de cada uno de ellos. Los inventarios de emisión revisados corresponden al año 2005. El equipo consultor recomienda realizar una actualización del inventario de emisiones a nivel nacional.
- Regular a las fuentes con capacidades térmicas desde 5 MWt, ya que estas fuentes son responsables de la emisión del 74,6% del MP10, el 76,3% de NOx y el 80,7% de SOx. Estos valores no consideran las termoeléctricas declaradas en el registro de calderas del MINSAL.
- Establecer un enfoque neutro respecto de los combustibles utilizados, ya que establecer valores límite en función del combustible utilizado generaría una política discriminatoria entre fuentes que por valor o disponibilidad utilizan preferentemente un determinado tipo de combustible para sus equipos. En todo caso, el beneficio que trae aparejado una regulación diferenciada por combustible es que permite orientar gradualmente las políticas ambientales al uso de combustibles menos contaminantes, por la vía de definir un estándar más exigente o mas laxo a cada contaminante

## **5. CONCLUSIONES**

Al finalizar el estudio, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- La regulación internacional vinculado con las pequeñas instalaciones de combustión establece límites de emisión para el material particulado, monóxido de carbono y carbono orgánico total, tomando en consideración principalmente combustibles sólidos (carbón y biomasa).
- La normativa nacional vigente que regula las calderas y procesos de combustión presenta aspectos generales y superficiales, sin especificar parámetros operacionales. Además, no se diferencian los límites de emisión respecto del combustible utilizado, capacidad térmica y antigüedad de las fuentes.
- Analizando la regulación nacional vigente se observa que el DS N° 48/1984 del MINSAL establece fundamentalmente condiciones de seguridad y de operación para calderas, pero no regula en cuanto a niveles de emisión de contaminantes ni en cuanto a los equipos de control de emisiones. Además, se observó que los registros administrados por cada uno de los servicios de salud regionales no cumplen con el mínimo de información requerida por el Decreto, por lo que resulta difícil obtener información confiable para obtener tasas de emisiones.
- A partir de los datos del RETC se identificaron 9.429 fuentes de emisión, las que se clasificaron de acuerdo al sector al que pertenecen (industrial, comercial o residencial) y los niveles de emisión asociados. Además, se identificaron los principales rubros industriales responsables de las emisiones de partículas totales suspendidas (PTS), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx), compuestos orgánicos volátiles (COV) y mercurio (Hg). Estos rubros son: generación eléctrica, minería, fabricación de cemento y cal, refinación de petróleo, fabricación de productos plásticos, fabricación de productos químicos, elaboración de alimentos, fabricación de celulosa y papel, fabricación de vidrio, industria siderúrgica y fabricación de cerámicas y ladrillos.
- Las regiones con mayores emisiones de partículas totales en suspensión, óxidos de nitrógeno y óxidos de azufre son la de Antofagasta y del Bio Bio. Las mayores emisiones de monóxido de carbono se detectaron en la región del Bio Bio.
- En base a los registros de calderas y generadores de vapor se cuentan con 4.159 equipos, de los cuales fue posible obtener la capacidad térmica en función del combustible utilizado de 1.789 equipos.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- El 59% de las calderas registradas se concentran en las regiones del Bio Bio, Araucanía y Los Lagos.
- A partir de los datos obtenidos del Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) se observa que a nivel nacional la mayor cantidad de proyectos fabriles con calderas se ubican en las Regiones Metropolitana (37%), BioBio (17%) y Los Lagos (10%), perteneciendo la totalidad de estos proyectos a las tipologías k1 (Instalaciones fabriles cuya potencia instalada sea igual o superior 2.000 KVA) y h2 (Urbanizaciones y/o loteos con destino industrial de una superficie igual o mayor a 200.000 m<sup>2</sup>; o aquellas instalaciones fabriles que tengan una potencia instalada igual o superior a 1.000 KVA. Industria de celulosa, pasta de papel y papel) indicadas en el Decreto Supremo N° 95.
- Al considerar una futura norma de calderas de combustión, hay que tener especial cuidado en ver la posibilidad de considerar los siguientes rubros: Fabricación de acero, Refinerías de petróleo, Fundiciones de metales diferentes a cobre, fabricación de vidrio, producción de cerámica, fabricación de cemento, fabricación de cerámicas, fabricas de ladrillo y azulejos, producción de pulpa, producción de concreto asfáltico. Por ejemplo, el RETC señala para las fuentes: alto horno, batería de coque y acería de conox, corresponden a procesos sin combustión debido a que no usan combustible externo, sino que un combustible generado en el proceso.
- Los procesos industriales utilizan mayoritariamente Combustible N° 6, seguido por el N° 5. Algunas pequeñas instalaciones usan algo de diesel.
- Según el ENIA para el año 2008, las regiones con mayor consumo de petróleo combustible N° 5 y N° 6, son la región del BíoBío (28,3%, esto se debe a que se concentra la mayor actividad industrial), le sigue la Región Metropolitana (23,4%), la región de Antofagasta (18,3%) y la región de Valparaíso (7%). Por el contrario, según la SEC las regiones con mayor consumo de petróleo N° 5 y N° 6 son BíoBío (34,6%), Antofagasta (18,3%), Tarapacá (9,6%), Metropolitana (8%) y de O'Higgins (7,6%).
- El petróleo diesel es consumido principalmente por la industria minera y la leña es consumida por la industria del papel, celulosa (se debe a la generación de energía en estas industrias, a partir de los residuos de la madera que no son procesados) e industrias varias (principalmente Pymes, tal como fabricas de cecinas, panaderías).
- A nivel internacional, se busca reducir el contenido de azufre en los combustibles, es por ellos que las legislaciones internacionales al respecto indican niveles entre 0,3 y

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

4% S, siendo Estados Unidos y Suecia los países más restrictivos. Por otro lado, los países más permisivos son Francia, Portugal, España, Bélgica e Italia.

Cabe señalar, que actualmente en Chile el combustible N° 5 y N° 6 contiene entre un 4 y 5% p/p de azufre, sin embargo en la Región Metropolitana (RM), este valor no debe superar el 1% p/p. Existe un documento, donde se propone reducir el contenido de azufre a 3% p/p para el resto del país. Dicho documento estuvo en consulta pública hasta el 5 de agosto de 2011, y da a conocer las nuevas especificaciones de calidad de los combustibles a reglamentar por el Ministerio de Energía en cumplimiento a lo estipulado en el D.S. N° 77, del 2004, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción.

- Para la elaboración de una propuesta normativa se establecieron los siguientes criterios: tipo de fuente, contaminantes, tamaño de fuente, tipos de combustibles, gradualidad y enfoque.
- Las fuentes a considerar son las calderas y generadores de vapor, dejando de lado otros procesos de combustión, dado que cada proceso en particular difiere del resto en cuanto a su naturaleza y objetivos.
- Se propone considerar en la regulación a lo menos el material particulado, óxidos de nitrógeno y óxidos de azufre, dado que existen normas primarias para estos compuestos y ya son regulados a nivel internacional. Se sugiere no considerar el monóxido de carbono, ya que su contribución a las emisiones totales es sólo de un 2 a 4% del total según los inventarios de emisiones.
- En todo caso, el beneficio que trae aparejar una regulación diferenciada por combustible es que permite orientar gradualmente las políticas ambientales al uso de combustibles menos contaminantes, por la vía de definir un estándar más exigente o más laxo a cada contaminante
- Se considera clave el criterio de gradualidad, no solo para aplicar la norma de emisión que se defina, sino que para aplicar con coherencia una política regulatoria para calderas y hornos, respecto de políticas de desarrollo social y económico. De otra forma se considera de difícil la aplicación de una norma, por exigente que sea, si no se adopta según las capacidades reales de adaptación que tengan las fuentes afectadas a esta nueva exigencia.
- La utilización de factores de emisión, tanto para las emisiones declaradas en el RETC como para la estimación de las emisiones, no representa la realidad de las emisiones generadas en Chile, ya que los factores de emisión utilizados corresponden a

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

combustibles utilizados en países desarrollados donde los estándares de calidad son mayores a los utilizados en nuestro país. Por lo tanto, los valores de las emisiones propuestas para carbón y biomasa no son necesariamente representativos de la realidad de los combustibles anteriormente indicados que se utilizan en nuestro país.

## **6. BIBLIOGRAFÍA**

- AQTAC. (23 de Junio de 2011). Proposed Rule to Reduce the Sulfur Content of Commercial Fuel Oil Summary of Comments.
- Banco Mundial. (2007). *Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad*. Banco Mundial.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBL(3-Pass,4.5 Ft<sup>2</sup>)-1000-150ST. Utilizando gas natural y quemador bajo NOx*. Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBL(3-Pass,4.5 Ft<sup>2</sup>)-1000-150ST. Utilizando gas natural y quemador estándar*. Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBL(3-Pass,4.5 Ft<sup>2</sup>)-1000-150ST. Utilizando petróleo liviano y quemador bajo NOx*. Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBL(3-Pass,4.5 Ft<sup>2</sup>)-1000-150ST. Utilizando petróleo liviano y quemador estándar*. Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBL(3-Pass,4.5 Ft<sup>2</sup>)-1000-150ST. Utilizando petróleo pesado y quemador estándar*. Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBL(3-Pass,4.5 Ft<sup>2</sup>)-1500-150ST. Utilizando gas natural y quemador bajo NOx*. Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBL(3-Pass,4.5 Ft<sup>2</sup>)-1500-150ST. Utilizando gas natural y quemador estándar*. Santiago: ISA Equipos térmicos.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBL(3-Pass,4.5 Ft<sup>2</sup>)-1500-150ST. Utilizando petróleo liviano y quemador bajo NOx.* Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBL(3-Pass,4.5 Ft<sup>2</sup>)-1500-150ST. Utilizando petróleo liviano y quemador estándar.* Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBL(3-Pass,4.5 Ft<sup>2</sup>)-1500-150ST. Utilizando petróleo pesado y quemador estándar.* Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBLE-681-150ST. Utilizando gas natural y quemador bajo NOx.* Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBLE-681-150ST. Utilizando gas natural y quemador estándar.* Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBLE-681-150ST. Utilizando petróleo liviano y quemador bajo NOx.* Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBLE-681-150ST. Utilizando petróleo liviano y quemador estándar.* Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Cleaver - Brooks. (2012). *Cleaver-Brooks Boiler Estimated Exhaust/Emission Performance Data CBLE-681-150ST. Utilizando petróleo pesado y quemador estándar.* Santiago: ISA Equipos térmicos.
- Comité Consultivo Nacional de Normalización para la Protección Ambiental. (2 de Diciembre de 1994). NORMA Oficial Mexicana NOM-085-ECOL-1994. Ciudad de México.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- CONAMA. (2009). *Guía metodológica para la estimación de emisiones atmosféricas de fuentes fijas y móviles en el registro de emisiones y transferencia de contaminantes*. Santiago: Departamento de control de la contaminación de Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA).
- CONAMA. (26 de Diciembre de 2006). RESOLUÇÃO CONAMA nº 382. Establece os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas. Rio de Janeiro: Conselho Nacional do Meio Ambiente.
- Consejo Federal de Alemania. (1 de Febrero de 2010). Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen – 1. BImSchV). *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2010 Teil I Nr. 4*, págs. 38-56.
- Cooper, D., & Alley, F. (2011). *Air Pollution Control*. Long Grove, Illinois: Waveland Press.
- Crawford, A. R., Manny, E. H., & Bartok, W. (1977). *Field Testing: Application of Combustion Modifications to Power Generating Combustion*. Washington: Environmental Protection Agency.
- Emanuelli, P., & Milla, F. (2006). Alternativas de productos madereros del bosque nativo chileno. Santiago: Conaf y GTZ.
- EPA Canada. (2002). *Setting Canadian Standards For Sulphur In Heavy And Light Fuel Oils*. Environmental Protection Agency Canadá.
- European IPPC Bureau. (2001). *Best Available Techniques Reference Document on the Production of Iron and Steel*. Sevilla: European IPPC Bureau.
- European IPPC Bureau. (2004). *Documento de referencia de mejores técnicas disponibles en la industria de fabricación de vidrio*. Sevilla: European IPPC Bureau.
- European IPPC Bureau. (2006). *Documento de referencia de mejores técnicas disponibles en la industria de la pasta y el papel*. Sevilla: European IPPC Bureau.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- European IPPC Bureau. (2010). *Reference Document on Best Available Techniques in the Cement, Lime and Magnesium Oxide Manufacturing Industries*. Sevilla: European IPPC Bureau.
- Grupo GESTA-AIRE. (2011). *Propuesta de estándares. Emisiones gaseosas de fuentes fijas*. Montevideo: Grupo Gesta-Aire.
- Insituto Nacional de Normalización. (1999). *Norma Chilena NCh 61 of. 1999 "Petróleo Combustible (fuel-oil) - Requisitos "*. Santiago: Instituto Nacional de Normalización.
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2006). *IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories. Volume 2. Energy*. Hayama: Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., and Tanabe K.
- Ministerio de Salud. (2006). *Circular N° B32/23 Imparte instrucciones sobre aplicación del D.S. N° 138/2005*. Santiago.
- Ministerio de Salud. (2005). *D.S. N° 138/2005 Establece obligación de declarar emisiones que indica*. Santiago.
- Ministerio de Salud. (1961). *D.S. N° 144/1962 Normas para evitar emanaciones o contaminantes atmosféricos de cualquier naturaleza*. Santiago.
- Ministerio de Salud. (1993). *D.S. N° 1583/1993 Establece norma de emisión de material particulado a fuentes estacionarias puntuales que indica*. Santiago.
- Ministerio de Salud. (1994). *D.S. N° 2467/1994 Aprueba reglamento de laboratorios de medición y análisis de emisiones atmosféricas provenientes de fuentes estacionarias*. Santiago.
- Ministerio de Salud. (1990). *D.S. N° 32/1990 Reglamento de funcionamiento de fuentes emisoras de contaminantes atmosféricos que indica, en situaciones de emergencia de contaminación atmosférica*. Santiago.
- Ministerio de Salud. (1991). *D.S. N° 321/1991 Establece norma de emisión de contaminantes que indica*. Santiago.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- Ministerio de Salud. (1992). *D.S. N° 4/1992 Establece norma de emisión de material particulado a fuentes estacionarias puntuales y grupales*. Santiago.
- Ministerio de Salud. (1984). *D.S. N° 48/1984 Aprueba reglamento de calderas y generadores de vapor*. Santiago.
- Ministerio de Salud. (1995). *D.S. N°812/1995 Complementa procedimiento de compensación de emisiones para fuentes estacionarias puntuales que indica*. Santiago.
- Ministerio de Salud. (2006). *Establece procedimiento de acreditación del cumplimiento de metas individuales de emisión y compensación de emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx)*. Santiago.
- Ministerio de Salud. (2005). *Res. N° 2063/2005 Establece fuentes estacionarias a las que les son aplicables las normas de emisión de monóxido de carbono (CO) y dióxido de azufre (SO2)*. Santiago.
- Ministerio de Salud. (1994). *Res. N°15027/1994 Establece procedimiento de declaración de emisiones para fuentes estacionarias que indica*. Santiago.
- Ministerio de Salud. (1976). *Resolución N° 7.077/1976*. Santiago.
- Ministerio del Medio Ambiente. (2011). *D.S. N° 13/2011 Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas*. Santiago.
- Ministerio Secretaría General de la Presidencia. (2009). *D.S. N° 78/2009 Establece plan de descontaminación atmosférica de Temuco y Padre las casas*. Santiago.
- Ministerio Secretaría General de la Presidencia. (2007). *D.S. N° 45/2007 Establece norma de emisión para incineración y coincineración*. Santiago.
- Ministerio Secretaría General de la Presidencia. (2009). *D.S. N° 66/2009 Revisa, reformula y actualiza el plan de prevención y descontaminación atmosférica para la región Metropolitana*. Santiago.
- Ministerio Secretaria General de la Presidencia. (1994). *Ley 19.300 Sobre bases generales del medio ambiente*. Santiago.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- Parlamento de la República Checa. (30 de Mayo de 2007). 146 Government Order. Praga.
- Parlamento y Consejo Europeo. (23 de Octubre de 2001). DIRECTIVA 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo . Luxemburgo.
- Parlamento y Consejo Europeo. (23 de Octubre de 2001). DIRECTIVA 2001/81/EC. Luxemburgo.
- Parlamento y Consejo Europeo. (24 de Noviembre de 2010). DIRECTIVA 2010/75/UE. Estrasburgo.
- Rosa-Brussin, M. (1998). *PROCESOS PARA REDUCIR LAS EMISIONES DE COMPUESTOS ORGANICOS VOLÁTILES (COVs)*. Caracas: Univ. Central de Venezuela, Fac. de Ciencias.
- Schwager Energy. (2012). *Manual de eficiencia energética en la industria de alimentos elaborados*. Santiago: Asociación Chilena de eficiencia energética y Chilealimentos A.G.
- Secretaría de Energía y Minería. (1 de Febrero de 2001). Resolución 108/2001. *Boletín Oficial de la República Argentina* , págs. 3-4.
- Secretaría de Medio Ambiente Ciudad de México. (2004). *Programa de reducción de emisiones a la atmósfera en la industria*. Ciudad de México: Dirección General de Gestión Ambiental del Aire. Dirección de inventario de emisiones y fuentes estacionarias.
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (18 de Diciembre de 2002). Norma Oficial Mexicana NOM-040-SEMARNAT-2002 protección ambiental - Fabricación de cemento hidráulico - Niveles máximos de emisión a la atmósfera. *Diario Oficial* , págs. 9-19.
- Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca. (1996 de Noviembre de 15). Norma Oficial Mexicana NOM-105-SEMARNAT-1996. Ciudad de México.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- Servicio de Salud Metropolitano. (1999). *Res. N° 5155/1999 Establece forma de declarar emisiones gaseosas para las fuentes estacionarias*. Santiago.
- Sieli, G. M. (2011). *Highs and Lows*. Hydrocarbon Engineering.
- Thermal Engineering. (2007). *Reducción de NOx en calderas*. Santiago: Thermal Engineering S.A.
- Thermal Engineering. (2007). *Sistema control emisiones MP y SO2 para caldera*. Santiago: Thermal Engineering S.A.
- Thermal Engineering. (2006). *Sistemas control de emisiones para operación con petróleo en la RM*. Santiago: Thermal Engineering S.A.
- UDT y PROTERM S.A. (2011). *Evaluación de Medidas para Reducir la Contaminación Atmosférica en Complejos Industriales y Grandes Fuentes del Gran Concepción*. Concepción: Unidad de Desarrollo Tecnológico y PROTERM S.A.
- USEPA. (2003). *Hoja de Datos- Tecnología de Control de la Contaminación del Aire EPA-452/F-03-062*. USEPA.
- USEPA. (2003). *Hoja de Datos- Tecnología de Control de la Contaminación del Aire EPA-452/F-03-063*. USEPA.
- USEPA. (2011). National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Area Sources: Industrial, Commercial, and Institutional Boilers; Final Rule. En USEPA, *Federal Register*. Vol. 76. N° 54. Part IV (págs. 15554-15606). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).
- USEPA. (2011). National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Major Sources: Industrial, Commercial, and Institutional Boilers and Process Heaters; Final Rule. En USEPA, *Federal Register*. Vol. 76. N° 54. Part V (págs. 15608-15702). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).
- USEPA. (2004). Subpart AAAAA—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Lime Manufacturing Plants. En USEPA, *Code of Federal Regulations*. Title 40 - Protection of Environment. Part 63 - National emission standards for

*hazardous air pollutants for source categories* (págs. 38-61). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).

- USEPA. (2003). Subpart CCCCC—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Coke Ovens: Pushing, Quenching, and Battery Stacks. En USEPA, *Code of Federal Regulations. Title 40 - Protection of Environment. Part 63 - National emission standards for hazardous air pollutants for source categories* (págs. 71-97). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).
- USEPA. (1995). Subpart CC—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants From Petroleum Refineries. En USEPA, *Code of Federal Regulations. Title 40 - Protection of Environment. Part 63 - National emission standards for hazardous air pollutants for source categories* (págs. 31-93). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).
- USEPA. (2007). Subpart Db—Standards of Performance for Industrial-Commercial-Institutional Steam Generating Units. En USEPA, *Code of Federal Regulations. Title 40 - Protection of Environment. Part 60 - Standards of performance for new stationary sources* (págs. 160-189). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).
- USEPA. (2007). Subpart Dc—Standards of Performance for Small Industrial-Commercial-Institutional Steam Generating Units. En USEPA, *Code of Federal Regulations. Title 40 - Protection of Environment. Part 60 - Standards of performance for new stationary sources* (págs. 189-204). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).
- USEPA. (2004). Subpart DDDDD—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Industrial, Commercial, and Institutional Boilers and Process Heaters. En USEPA, *Code of Federal Regulations. Title 40 - Protection of Environment. Part 63 - National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Source*

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

*Categories* (págs. 97 - 149). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).

- USEPA. (2007). Subpart D—Standards of Performance for Fossil-Fuel-Fired Steam Generators for Which Construction Is Commenced After August 17, 1971. En USEPA, *Code of Federal Regulations. Title 40 - Protection of Environment. Part 60 - Standards of performance for new stationary sources* (págs. 117-126). Washigton: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).
- USEPA. (2007). Subpart EEEEE—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Primary Copper Smelting Area Sources. En USEPA, *Code of Federal Regulations. Title 40 - Protection of Environment. Part 63 - National emission standards for hazardous air pollutants for source categories* (págs. 148-161). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).
- USEPA. (1999). Subpart LLL—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants From the Portland Cement Manufacturing Industry. En USEPA, *Code of Federal Regulations. Title 40 - Protection of Environment. Part 63 - National emission standards for hazardous air pollutants for source categories* (págs. 401-423). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).
- USEPA. (1998). Subpart S—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from the Pulp and Paper Industry. En USEPA, *Code of Federal Regulations. Title 40 - Protection of Environment. Part 63 - National emission standards for hazardous air pollutants for source categories* (págs. 500-532). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).
- USEPA. (2002). Subpart UUU—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Petroleum Refineries: Catalytic Cracking Units, Catalytic Reforming Units, and Sulfur Recovery Units. En USEPA, *Code of Federal Regulations. Title 40 - Protection of Environment. Part 63 - National emission standards for hazardous air*

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

*pollutants for source categories* (págs. 103-179). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).

- USEPA. (2008). Subpart ZZZZ—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Iron and Steel Foundries Area Sources; Final Rule. En USEPA, *Federal Register*. Vol. 73. N° 1. Part II (págs. 225-265). Washington: Agencia de protección ambiental de EE.UU. (USEPA).

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### 7. ANEXOS

- ANEXO 1: Extracto de la Encuesta Nacional industrial Anual (ENIA) 2008
- ANEXO 2: Extracto Informe estadístico de la SEC
- ANEXO 3: Extracto del Informe Balance Nacional de Energía, Año 2010
- ANEXO 4: Efectos sobre la salud de Los contaminantes emitidos por las calderas ICI
- ANEXO 5: Análisis de las guías del Banco Mundial sobre Medio Ambiente, Salud y Seguridad.
- ANEXO 6: Resumen de las Normas Sudamericanas
- ANEXO 7: Proyectos aprobados y en Revisión por el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA)
- ANEXO 8: Universo de calderas a través del RETC (Documento en electrónico)
- ANEXO 9: Emisiones de MP, NOx y SOx a nivel regional.
- ANEXO 10: Lista de Cheque del Registro de Caldera según lo dispuesto en el D.S. N° 48/1984
- ANEXO 11: Fichas Técnicas Calderas Cleaver Brooks.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### ANEXO 1: EXTRACTO DE LA ENCUESTA NACIONAL INDUSTRIAL ANUAL (ENIA) 2008

La información que entrega la encuesta nacional industrial anual, acerca de los tipos de combustibles que utilizan establecimientos de 10 o más trabajadores, no se encuentra actualizada. La información que incluye se refiere a los datos del período año 2008.

En el presente extracto se presenta la siguiente información:

- Combustibles y lubricantes comprados por clase, según estratos de ocupación
- Combustibles y lubricantes comprados por clase, según Regiones
- Combustibles y lubricantes comprados por clase, según Tipo de Industria

#### a. Combustibles y lubricantes comprados por clase, según Estratos de Ocupación

##### 23.1 COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES COMPRADOS POR CLASE, SEGÚN ESTRATOS DE OCUPACIÓN

ESTRATO DE OCUPACIÓN	Combustibles y lubricante								
	Total combustibles	Carbón y Carboncillo		Coque Metalúrgico		Petróleo Combustible (Uso de caldera, hornos)		Petróleo Diesel (Uso en motores y maquinaria de combustión)	
	Miles de pesos	Kilogramos	Miles de pesos	Kilogramos	Miles de pesos	Metros cúbicos	Miles de pesos	Metros cúbicos	Miles de pesos
<b>TOTAL</b>	<b>886.571.323</b>	<b>480.168.034</b>	<b>41.195.403</b>	<b>33.065.102</b>	<b>16.836.797</b>	<b>1.370.933</b>	<b>326.208.713</b>	<b>535.317</b>	<b>258.130.755</b>
*10 a 19 personas ocupadas	12.524.836	337.638	25.848	14.030	10.758	9.350	2.092.537	10.737	5.104.949
20 a 49 personas ocupadas	50.576.973	3.583.926	645.993	1.799.091	918.431	63.939	14.427.087	31.055	13.703.804
50 a 99 personas ocupadas	58.261.280	47.909.315	4.656.513	2.339.033	1.170.834	53.912	14.142.507	27.651	12.989.413
100 a 199 personas ocupadas	102.118.543	116.125.100	11.485.130	4.152.982	718.331	147.808	34.019.017	44.853	21.654.008
200 a 499 personas ocupadas	287.421.811	248.423.765	17.982.675	13.229.486	8.182.201	365.722	97.962.726	201.070	97.600.108
500 a 999 personas ocupadas	255.740.104	47.405.538	4.756.082	11.530.480	5.836.242	461.458	109.148.549	153.224	75.778.087
1000 y más personas ocupadas	119.927.776	16.382.752	1.643.162	-	-	268.744	54.416.290	66.727	31.300.386

\* Para la categoría de 10 a 19 personas ocupadas se incluyen las multiunidades y/o multiactividades que contemplan un nivel de ocupación menor de 9 personas ocupadas en el proceso productivo

##### 23.2 COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES COMPRADOS POR CLASE, SEGÚN ESTRATOS DE OCUPACIÓN

ESTRATO DE OCUPACIÓN	Combustibles y lubricante							
	Gasolinas		Kerosene		Gas Licuado de Petróleo		Gas Natural	
	Litros	Miles de pesos	Litros	Miles de pesos	Kilogramo	Miles de pesos	Metros cúbicos	Miles de pesos
<b>TOTAL</b>	<b>20.491.276</b>	<b>11.436.213</b>	<b>18.190.946</b>	<b>9.020.031</b>	<b>136.388.552</b>	<b>95.330.573</b>	<b>174.157.107</b>	<b>52.466.069</b>
*10 a 19 personas ocupadas	2.095.644	1.153.784	298.485	149.001	1.527.660	1.135.283	23.439.180	2.024.782
20 a 49 personas ocupadas	4.958.356	2.801.814	2.300.757	1.199.783	18.476.962	12.648.546	25.855.163	2.741.492
50 a 99 personas ocupadas	4.049.010	2.271.533	489.351	233.376	19.797.524	12.087.856	20.962.507	7.453.658
100 a 199 personas ocupadas	3.285.701	1.809.709	3.910.195	1.948.714	22.994.413	16.756.891	7.877.150	4.212.535
200 a 499 personas ocupadas	4.354.279	2.427.342	2.791.084	1.263.977	34.593.650	24.416.727	50.686.716	10.842.426
500 a 999 personas ocupadas	1.145.079	628.447	7.593.542	3.801.444	25.109.166	18.463.368	35.507.271	21.199.485
1000 y más personas ocupadas	603.207	343.584	807.532	423.736	13.889.177	9.821.902	9.829.120	3.991.691

\* Para la categoría de 10 a 19 personas ocupadas se incluyen las multiunidades y/o multiactividades que contemplan un nivel de ocupación menor de 9 personas ocupadas en el proceso productivo

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

**23.3 COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES COMPRADOS POR CLASE, SEGÚN ESTRATOS DE OCUPACIÓN**

ESTRATO DE OCUPACIÓN	Combustibles y lubricante						
	Metanol		Leña		Otros	Grasas y aceites lubricantes	
	Kilogramos	Miles de pesos	Toneladas	Miles de pesos	Miles de pesos	Kilogramos	Miles de pesos
<b>TOTAL</b>	<b>5.680.554</b>	<b>1.805.883</b>	<b>269.552</b>	<b>9.117.949</b>	<b>51.077.237</b>	<b>13.477.043</b>	<b>13.945.700</b>
*10 a 19 personas ocupadas	8.665	2.890	13.673	439.833	175.234	194.922	209.937
20 a 49 personas ocupadas	10.525	3.354	20.683	712.942	315.774	391.779	457.953
50 a 99 personas ocupadas	-	-	36.536	952.124	1.439.957	829.298	863.509
100 a 199 personas ocupadas	8.950	2.685	29.506	1.253.085	5.586.849	2.598.469	2.671.589
200 a 499 personas ocupadas	-	-	153.198	4.910.549	16.593.531	4.997.698	5.239.549
500 a 999 personas ocupadas	3.017.714	929.456	15.668	845.628	11.626.445	2.803.136	2.726.871
1000 y más personas ocupadas	2.634.700	867.498	288	3.788	15.339.447	1.661.741	1.776.292

\* Para la categoría de 10 a 19 personas ocupadas se incluyen las multitiendades y/o multiactividades que contemplan un nivel de ocupación menor de 9 personas ocupadas en el proceso productivo

**b. Combustibles y Lubricantes comprados por clase, según regiones****42.1. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES COMPRADOS POR CLASE, SEGÚN REGIONES**

REGIÓN	Combustibles y lubricante								
	Total combustibles	Carbón y Carboncillo		Coque Metalúrgico		Petróleo Combustible (Uso de caldera, hornos)		Petróleo Diesel (Uso en motores y maquinaria de combustión)	
	Miles de pesos	Kilogramos	Miles de pesos	Kilogramos	Miles de pesos	Metros cúbicos	Miles de pesos	Metros cúbicos	Miles de pesos
<b>TOTAL PAÍS</b>	<b>886.571.323</b>	<b>480.168.034</b>	<b>41.195.403</b>	<b>33.065.102</b>	<b>16.836.797</b>	<b>1.370.933</b>	<b>326.208.713</b>	<b>535.317</b>	<b>258.130.755</b>
Región de Tarapacá	50.049.365	11.234	1.775	-	-	47.340	14.180.544	69.381	33.445.279
Región de Antofagasta	193.352.932	69.949.320	7.677.774	7.172.714	3.586.357	251.512	48.294.097	184.139	94.575.510
Región de Atacama	28.677.299	44.903.394	4.205.133	3.608.796	1.804.398	36.726	11.606.142	17.629	8.528.747
Región de Coquimbo	5.949.066	7.577.178	860.442	1.950	1.500	5.037	1.249.973	2.245	1.089.007
Región de Valparaíso	77.835.716	104.068.489	7.233.305	7.124.003	2.229.882	96.157	21.358.728	27.856	13.844.334
Región de O'Higgins	37.038.114	15.578.247	1.331.092	-	-	45.910	11.682.978	36.098	15.425.085
Región del Maule	32.828.635	66.872.761	5.488.262	4.216.871	2.140.492	63.006	13.501.375	5.610	2.645.378
Región del Biobío	159.028.746	84.240.297	6.395.881	2.522.884	1.513.731	387.456	101.203.235	53.248	25.043.170
Región de La Araucanía	14.537.805	9.489.799	698.454	-	-	25.904	7.765.648	7.023	3.673.633
Región de Los Lagos	20.364.283	29.770.445	2.604.247	-	-	11.795	3.263.602	12.917	6.087.739
Región de Aisén	1.742.185	-	-	-	-	411	94.248	2.989	1.562.607
Región de Magallanes y Antártica	12.721.563	-	-	-	-	365	89.286	17.200	6.700.825
Región Metropolitana	221.055.029	39.703.201	4.085.235	8.417.884	5.560.437	320.288	68.865.549	90.197	41.472.516
Región de Los Ríos	23.384.938	7.349.384	510.426	-	-	59.914	17.624.814	6.199	2.886.387
Región de Arica y Parinacota	8.005.647	654.285	103.377	-	-	19.112	5.428.494	2.586	1.150.538

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

**42.1. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES COMPRADOS POR CLASE, SEGÚN REGIONES**

REGIÓN	Combustibles y lubricante							
	Gasolinas		Kerosene		Gas Licuado de Petróleo		Gas Natural	
	Litros	Miles de pesos	Litros	Miles de pesos	Kilogramos	Miles de pesos	Metros cúbicos	Miles de pesos
<b>TOTAL PAÍS</b>	<b>20.491.276</b>	<b>11.436.213</b>	<b>18.190.946</b>	<b>9.020.031</b>	<b>136.388.552</b>	<b>95.330.573</b>	<b>174.157.107</b>	<b>52.466.069</b>
Región de Tarapacá	577.030	322.380	2.208.083	1.099.131	577.038	454.523	119.088	42.205
Región de Antofagasta	1.229.772	678.373	10.862.693	5.504.191	5.301.379	3.736.326	21.269.585	7.077.800
Región de Atacama	511.879	297.595	2.260	1.175	805.903	579.645	437.674	179.885
Región de Coquimbo	617.134	327.177	18.678	8.564	252.216	190.837	74.937	34.643
Región de Valparaíso	1.187.174	769.394	378.303	197.317	15.788.239	10.678.822	27.523.004	17.275.333
Región de O'Higgins	1.499.067	854.194	791.026	393.996	2.740.678	2.059.817	7.621.779	3.810.553
Región del Maule	699.102	390.542	228.183	116.283	1.961.866	1.514.057	643.646	352.217
Región del Biobío	1.422.008	803.751	265.178	132.565	6.754.187	4.926.965	11.316.582	6.346.983
Región de La Araucanía	362.105	234.388	5.886	2.891	661.795	505.139	33.236	23.303
Región de Los Lagos	790.801	446.832	24.593	12.352	1.782.225	1.408.172	1.175.751	505.609
Región de Aisén	16.464	8.862	5.091	2.642	45.182	33.082	1.440	632
Región de Magallanes y Antártica	189.254	95.554	-	-	115.329	85.962	81.229.456	5.678.164
Región Metropolitana	11.023.434	6.000.558	3.378.229	1.537.316	97.624.654	68.043.744	22.419.021	10.982.810
Región de Los Ríos	193.969	108.761	22.743	11.608	259.453	199.046	219.150	107.384
Región de Arica y Parinacota	172.083	97.852	-	-	1.718.408	914.436	72.758	48.548

**42.1. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES COMPRADOS POR CLASE, SEGÚN REGIONES**

REGIÓN	Combustibles y lubricante						
	Metanol		Leña		Otros	Grasas y aceites lubricantes	
	Kilogramos	Miles de pesos	Toneladas	Miles de pesos	Miles de pesos	Kilogramos	Miles de pesos
<b>TOTAL PAÍS</b>	<b>5.680.554</b>	<b>1.805.883</b>	<b>269.552</b>	<b>9.117.949</b>	<b>51.077.237</b>	<b>13.477.043</b>	<b>13.945.700</b>
Región de Tarapacá	-	-	41	3.879	74.015	387.195	425.634
Región de Antofagasta	8.950	2.685	407	44.406	19.952.807	2.071.507	2.222.606
Región de Atacama	-	-	49	2.872	407.256	1.151.802	1.064.451
Región de Coquimbo	-	-	2.990	187.560	1.156.889	1.051.630	842.474
Región de Valparaíso	-	-	10.827	644.075	2.034.928	1.404.964	1.569.598
Región de O'Higgins	-	-	6.508	263.134	931.982	325.258	285.283
Región del Maule	-	-	39.347	1.748.973	4.413.178	486.627	517.878
Región del Biobío	5.652.414	1.796.954	60.375	2.589.769	6.240.555	1.728.839	2.035.187
Región de La Araucanía	-	-	36.937	519.523	95.244	1.148.532	1.019.582
Región de Los Lagos	9.331	2.986	82.044	1.620.071	4.232.171	178.113	180.502
Región de Aisén	-	-	677	30.285	8.521	1.422	1.306
Región de Magallanes y Antártica	-	-	-	-	19	63.358	71.753
Región Metropolitana	9.859	3.258	5.529	310.155	10.872.313	3.115.768	3.321.138
Región de Los Ríos	-	-	23.787	1.149.662	610.198	169.027	176.652
Región de Arica y Parinacota	-	-	34	3.585	47.161	193.001	211.656

**c. Combustibles y lubricantes comprados por clase, según tipo de industria**

Tabla 1. Combustibles y lubricantes comprados por clase, según tipo de industria

Código CIU	Tipo de Industria	Carbón y Carboncillo	Coque Metalúrgico	Petróleo Combustible (Uso de caldera, horno)	Diesel (Uso en motores y maquinaria de combustión)
		kilogramos	kilogramos	Metros cúbico	Metros cúbico
151	Producción, procesamiento y conservación de carne, pescado, frutas, legumbres	34.156.443	-	185.334	82.836
152	Elaboración de productos lácteos	28.067.530	-	24.227	27.640
153	Elaboración de productos de molinería, almidones y productos derivados del almidón, y de alimentos preparados para animales	25.456.592	-	48.775	3.751
154	Elaboración de otros productos alimenticios	76.473.528	4.231.546	59.750	8.638
155	Elaboración de bebidas	5.221.718	-	36.619	9.296
171	Hilatura, tejeduría y acabado de productos textiles	8.103.250	-	11.022	846
172	Fabricación de otros productos textiles	-	-	5.760	1.064
173	Fabricación de tejidos y artículos de punto y ganchillo	-	-	531	67
181	Fabricación de prendas de vestir, excepto prendas de piel	-	-	1.616	644
191	Curtido y adobo de cueros; fab. De maletas, bolsos de mano, artículos de talabartería y guarnicionería	1.095.320	-	2.350	217
192	Fabricación de calzado	-	-	932	231
201	Aserrado y cepilladura de madera	-	-	2.368	9.878
202	Fabricación de producción de madera, corcho, paja y materiales trenzables	-	-	8.333	2.191
210	Fabricación de papel y productos de papel	12.515.473	-	409.640	16.594
221	Actividades de edición	-	-	692	281
222	Actividades de impresión y actividades de servicios conexos	-	-	198	190
241	Fabricación de sustancias químicas básicas	337.570	-	180.564	38.782
242	Fabricación de otros productos químicos	-	-	13.582	5.578
251	Fabricación de productos de caucho	-	263.946	2.730	4.799
252	Fabricación de productos de plásticos	-	-	6.751	2.554
261	Fabricación de vino y productos de vidrio	-	-	66.463	14.069
269	Fabricación de productos minerales no metálicos n.c.p.	254.563.708	17.127.771	71.102	29.884

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Código CIU	Tipo de Industria	Carbón y Carboncillo	Coque Metalúrgico	Petróleo Combustible (Uso de caldera, horno)	Diesel (Uso en motores y maquinaria de combustión)
		kilogramos	kilogramos	Metros cúbico	Metros cúbico
271	Industrias básicas de hierro y acero	32.156.593	-	50.468	4.865
272	Fabricación de productos primarias de metales preciosos y metales no ferrosos	1.679.717	11.268.612	167.585	252.704
281	Fabricación de productos metálicos para uso estructural. Tanques, depósitos y generadores de vapor	-	10.590	945	3.829
289	Fabricación de otros productos elaborados de metal; actividades de servicios de trabajo de metales	1.470	18	1.080	3.535
291	Fabricación de maquinaria de uso general	152.266	132.329	326	611
292	Fabricación de maquinaria de uso especial	106.940	1.950	9.073	5.162
293	Fabricación de aparatos de uso doméstico n.c.p.	-	22.000	17	214
300	Fabricación de maquinaria de oficina, contabilidad e informática	-	-	-	16
311	Fabricación de motores, generadores y transformadores eléctricos	-	-	14	51
312	Fabricación de aparatos de distribución y control de la energía eléctrica	-	-	77	101
313	Fabricación de hilos y cables aislados	-	-	50	5
315	Fabricación de lámparas eléctricas y equipo de iluminación	-	6.340	20	35
319	Fabricación de otros tipos de equipo eléctrico n.c.p.	-	-	42	69
321	Fabricación de tubos y válvulas electrónicos y de otros componentes electrónicos	-	-	-	-
331	Fabricación de aparatos e instrumentos médicos y de aparatos para medir, verificar, ensayar, navegar y otros fines, excepto instrumentos de óptica	-	-	3	12
332	Fabricación de instrumentos de óptica y equipo fotográfico	-	-	-	-
341	Fabricación de vehículos automotores	-	-	63	349
342	Fabricación de carrocerías para vehículos automotores, fabricación de remolques y semiremolques	-	-	1.098	146
343	Fabricación de partes, piezas y accesorios para vehículos automotores y sus motores	-	-	12	188

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Código CIU	Tipo de Industria	Carbón y Carboncillo	Coque Metalúrgico	Petróleo Combustible (Uso de caldera, horno)	Diesel (Uso en motores y maquinaria de combustión)
		kilogramos	kilogramos	Metros cúbico	Metros cúbico
351	Construcción y reparación de buques y otras embarcaciones	80.462	-	186	1.835
353	Fabricación de aeronaves y naves especiales	-	-	-	8
359	Fabricación de otros tipos de equipo de transporte n.c.p.	-	-	-	34
361	Fabricación de muebles	-	-	464	1.248
369	Industrias manufactureras n.c.p.	-	-	71	270

Tabla 2. Combustibles y lubricantes comprados por clase, según tipo de industria

Código CIU	Tipo de Industria	Leña	Kerosene	Gas Licuado de Petróleo	Gas Natural
		Toneladas	Litros	Kilogramo	Metros cúbicos
151	Producción, procesamiento y conservación de carne, pescado, frutas, legumbres	58.539	380.529	12.356.181	3.387.212
152	Elaboración de productos lácteos	10.586	-	897.254	3.585.393
153	Elaboración de productos de molinería, almidones y productos derivados del almidón, y de alimentos preparados para animales	58.007	143.781	3.044.106	2.476.086
154	Elaboración de otros productos alimenticios	29.260	129.582	10.875.733	4.090.571
155	Elaboración de bebidas	3.446	23.768	4.456.834	1.232.487
171	Hilatura, tejeduría y acabado de productos textiles	-	-	366.804	1.208.516
172	Fabricación de otros productos textiles	1	4.124	1.467.742	474.191
173	Fabricación de tejidos y artículos de punto y ganchillo	-	-	125.298	20.757
181	Fabricación de prendas de vestir, excepto prendas de piel	16	9.969	136.485	871.397
191	Curtido y adobo de cueros; fab. De maletas, bolsos de mano, artículos de talabartería y guarnicionería	3.256	4.875	503.550	83.259
192	Fabricación de calzado	-	1.694	49.199	68.519
201	Aserrado y cepilladura de madera	875	84.041	312.151	835.182
202	Fabricación de producción de madera, corcho, paja y materiales trenzables	21.179	140.986	509.323	183.527

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Código CIU	Tipo de Industria	Leña	Kerosene	Gas Licuado de Petróleo	Gas Natural
		Toneladas	Litros	Kilogramo	Metros cúbicos
210	Fabricación de papel y productos de papel	74.325	141.488	17.517.746	2.028.203
221	Actividades de edición	22	11.606	1.062.592	671.684
222	Actividades de impresión y actividades de servicios conexos	18	7.285	1.269.583	177.027
241	Fabricación de sustancias químicas básicas	-	3.884.951	18.009.193	99.298.377
242	Fabricación de otros productos químicos	41	106.851	4.888.931	1.447.164
251	Fabricación de productos de caucho	-	8.813	1.033.770	80.755
252	Fabricación de productos de plásticos	1.710	40.704	4.328.819	980.135
261	Fabricación de vino y productos de vidrio	-	2.369	5.505.447	700.001
269	Fabricación de productos minerales no metálicos n.c.p.	4.084	118.183	21.317.459	4.295.712
271	Industrias básicas de hierro y acero	5	18.025	1.354.045	1.689.607
272	Fabricación de productos primarios de metales preciosos y metales no ferrosos	1.485	10.250.519	11.160.148	37.220.913
281	Fabricación de productos metálicos para uso estructural. Tanques, depósitos y generadores de vapor	22	116.695	1.634.506	803.036
289	Fabricación de otros productos elaborados de metal; actividades de servicios de trabajo de metales	166	112.466	7.474.636	2.899.521
291	Fabricación de maquinaria de uso general	33	19.327	1.487.461	275.887
292	Fabricación de maquinaria de uso especial	19	2.344.754	622.246	326.897
293	Fabricación de aparatos de uso doméstico n.c.p.	-	14.263	851.919	802.953
300	Fabricación de maquinaria de oficina, contabilidad e informática	-	-	2.333	-
311	Fabricación de motores, generadores y transformadores eléctricos	-	-	213.335	8.603
312	Fabricación de aparatos de distribución y control de la energía eléctrica	-	2.518	87.810	350.051
313	Fabricación de hilos y cables aislados	-	-	9.121	15.040
315	Fabricación de lámparas eléctricas y equipo de iluminación	-	8.614	113.734	43.053
319	Fabricación de otros tipos de equipo eléctrico n.c.p.	-	-	6.646	3.418
321	Fabricación de tubos y válvulas electrónicos y de otros componentes electrónicos	-	-	-	213
331	Fabricación de aparatos e instrumentos médicos y de aparatos para medir, verificar, ensayar, navegar y otros fines, excepto instrumentos de óptica	-	6.264	49.869	10.208

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Código CIU	Tipo de Industria	Leña	Kerosene	Gas Licuado de Petróleo	Gas Natural
		Toneladas	Litros	Kilogramo	Metros cúbicos
332	Fabricación de instrumentos de óptica y equipo fotográfico	-	-	7.656	12.113
341	Fabricación de vehículos automotores	-	15.094	9.182	24.134
342	Fabricación de carrocerías para vehículos automotores, fabricación de remolques y semiremolques	-	20.509	150.090	678.012
343	Fabricación de partes, piezas y accesorios para vehículos automotores y sus motores	-	1.957	117.294	17.350
351	Construcción y reparación de buques y otras embarcaciones	-	1.401	205.776	153.417
353	Fabricación de aeronaves y naves especiales	-	-	205.224	-
359	Fabricación de otros tipos de equipo de transporte n.c.p.	-	-	4.431	-
361	Fabricación de muebles	322	12.029	567.196	394.978
369	Industrias manufactureras n.c.p.	2.135	912	19.694	231.546

La información contenida en las tablas 1 y 2 puede ser muy valiosa y requiere de mayor análisis, es por esto que se encuentra en proceso la adquisición de la base de datos completa, para poder hacer una revisión detallada de las distintas actividades industriales, por región, por rubro y por tipo de combustible.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

**ANEXO 2: EXTRACTO INFORME ESTADISTICO DE LA SEC**

Se presenta la información de los consumos de combustibles derivados del petróleo, tanto líquidos como gaseosos correspondiente a los años 2008, 2009 y 2010.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

**a. Consumo de Combustibles Líquidos****Año 2010**

Nombre Combustible	Arica y Parinacota	Tarapaca	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	Libertador Bernardo O'Higgins	Maule	Biobío	La Araucanía	Región de los Ríos	Los Lagos	Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo	Magallanes y de la Antártica Chilena	Metropolitana	Total
GASOLINA_93_SP	30.264	32.453	60.258	32.086	71.334	171.468	73.406	93.133	151.599	63.830	24.974	73.294	12.006	18.539	653.874	1.562.519
GASOLINA_95_SP	3.752	14.667	28.597	15.014	46.056	115.751	63.433	64.739	123.553	57.847	21.856	50.632	4.038	2.352	398.527	1.010.815
GASOLINA_97_SP	15.180	30.777	44.302	20.938	40.219	90.872	38.966	42.140	66.312	28.265	12.954	32.134	6.498	6.614	457.690	933.861
GASOLINA_AVIACION_100-130	74	384	146	73	90	5.989	120	286	391	255	39	705	144	62	1.778	10.536
KEROSENE_AVIACION	9.031	45.158	54.901	5.836	5.513	10.276	221	252	11.007	7.095	2.607	28.835	1.693	23.580	711.870	917.875
KEROSENE_DOMESTICO	944	2.536	10.501	222	854	7.086	10.072	9.008	13.146	3.529	1.220	4.538	1.165	-	100.547	165.368
P_COMBUSTIBLE_180	-	1.465	1.780	53.378	3.932	561.328	1.378	3.606	47.356	1.195	10.009	8.793	-	-	750	694.970
P_COMBUSTIBLE_5	-	-	-	12	297	8.638	17.415	12.100	14.760	1.401	5.246	2.099	-	-	91	62.060
P_COMBUSTIBLE_6	12.658	124.847	186.023	38.509	4.421	105.983	55.171	66.549	276.730	7.407	46.998	19.695	27	55	35.655	980.728
P_DIESEL	-	-	-	-	-	20.122	-	504	976	-	-	-	-	4.584	4.444	30.630
P_DIESEL_A1	650	624	529	1.071	1.350	16.690	7.832	1.988	1.797	973	621	1.657	862	461	1.668.456	1.705.561
P_DIESEL_B	82.479	407.219	1.765.716	395.175	343.373	908.053	273.814	323.122	777.605	231.630	119.789	336.716	81.149	77.739	11.866	6.135.445
P_DIESEL_INVERNAL	350	5.221	21.285	2.736	2.573	8.580	977	591	2.963	190	552	987	724	409	-	48.138
Total	155.382	665.350	2.174.037	565.050	520.013	2.030.836	542.805	618.018	1.488.196	403.618	246.865	560.085	108.305	134.396	4.045.549	<b>14.258.506</b>

Fuente: Informe Estadístico 2010, Superintendencia de Electricidad y Combustibles

**Año 2009**

Nombre Combustible	Arica y Parinacota	Tarapaca	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	Libertador Bernardo O'Higgins	Maule	Biobío	La Araucanía	Región de los Ríos	Los Lagos	Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo	Magallanes y de la Antártica Chilena	Metropolitana	Total
GASOLINA_93_SP	19.391	26.817	58.668	30.778	71.107	173.925	68.407	96.623	155.170	68.651	25.538	80.031	12.308	20.391	673.364	1.581.169
GASOLINA_95_SP	2.092	13.387	28.390	16.846	42.038	112.726	57.875	61.559	121.628	51.389	22.733	46.329	2.341	1.016	452.409	1.032.758
GASOLINA_97_SP	8.609	23.409	40.886	18.112	39.024	86.863	32.999	40.617	61.358	26.481	11.501	30.820	6.049	6.127	462.038	894.893
GASOLINA_AVIACION_100-130	87	522	87	128	50	3.208	174	273	416	277	38	715	155	110	2.028	8.268
KEROSENE_AVIACION	8.210	38.085	46.374	2.932	4.366	10.917	77	217	12.245	6.049	1.508	29.722	1.046	23.314	674.685	859.747
KEROSENE_DOMESTICO	1.100	2.657	12.114	177	629	5.664	9.306	8.216	11.846	2.622	997	3.919	911	-	90.965	151.123
P_COMBUSTIBLE_180	-	2.805	1.370	78.884	516	696.920	-	2.425	109.717	1.796	9.461	8.605	-	-	14.409	926.908
P_COMBUSTIBLE_5	567	-	-	60	412	3.161	23.126	5.941	12.950	1.103	5.367	2.687	-	-	4.433	59.807
P_COMBUSTIBLE_6	15.800	110.490	218.286	49.370	4.632	80.633	62.877	62.826	390.731	6.852	48.256	17.061	429	-	84.321	1.152.565
P_DIESEL_A1	72	243	115	296	346	59.664	7.588	1.644	1.109	248	239	1.057	-	19	1.655.478	1.728.118
P_DIESEL_B	99.821	372.122	1.939.546	363.278	338.606	1.352.655	283.578	289.856	766.638	239.874	114.429	346.488	74.157	83.015	9.105	6.673.168
P_DIESEL_INVERNAL	366	4.794	24.782	3.395	2.687	17.187	1.356	417	2.481	231	659	988	713	324	-	60.380
Total	156.115	595.331	2.370.618	564.256	504.413	2.603.523	547.363	570.614	1.646.289	405.573	240.726	568.422	98.109	134.316	4.123.235	<b>15.128.903</b>

Fuente: Informe Estadístico 2009, Superintendencia de Electricidad y Combustibles

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

**Año 2008**

Nombre Combustible	Arica y Parinacota	Tarapaca	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaiso	Libertador Bernardo O'Higgins	Maule	BioBio	La Araucanía	Región de los Ríos	Los Lagos	Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo	Magallanes y de la Antártica Chilena	Metropolitana	Total
GASOLINA_93_SP	14.005	23.625	56.530	27.794	63.913	156.466	63.433	87.434	140.854	64.879	21.524	82.329	11.019	19.298	641.358	1.474.461
GASOLINA_95_SP	1.416	11.807	23.892	16.883	37.498	104.572	56.412	53.517	104.192	42.782	20.178	43.964	1.822	2.213	437.204	958.352
GASOLINA_97_SP	7.115	21.169	37.707	15.924	33.931	75.482	30.842	33.162	53.397	23.262	7.974	28.245	4.994	6.039	432.424	811.667
GASOLINA_AVIACION_100-130	120	654	105	64	50	677	149	330	297	267	14	1.274	169	98	1.677	5.945
KEROSENE_AVIACION	5.784	45.994	38.297	3.342	4.420	10.497	80	186	14.929	5.657	28	34.399	1.231	23.637	754.834	943.315
KEROSENE_DOMESTICO	363	2.300	13.013	159	448	3.866	6.920	5.780	8.639	1.666	608	2.511	630	-	73.246	120.149
F_COMBUSTIBLE_180	-	3.777	28.617	234.794	1.895	844.041	-	2.915	118.303	2.923	12.596	11.559	-	-	67.195	1.328.615
F_COMBUSTIBLE_5	1.344	723	48	15	530	12.813	25.221	1.772	4.083	206	1.124	2.667	-	556	36.167	87.269
F_COMBUSTIBLE_6	16.700	126.248	241.428	36.973	7.803	52.813	75.548	81.379	453.384	8.277	42.409	22.229	198	-	69.696	1.235.085
F_DIESEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.799	-
F_DIESEL_A1	31	174	979	144	401	81.580	41.776	1.624	827	263	288	1.004	-	35	1.830.803	1.959.929
F_DIESEL_B	103.629	389.540	2.277.781	354.717	309.683	1.467.447	406.280	285.511	770.028	238.396	107.714	409.243	77.733	85.846	6.650	7.290.198
F_DIESEL_INVERNAL	465	4.993	32.332	2.634	2.450	20.924	4.096	479	2.790	244	613	1.447	798	369	-	74.634
Total	150.972	631.004	2.750.729	693.443	463.022	2.831.178	710.757	554.089	1.671.723	388.822	215.070	640.871	98.594	145.890	4.351.254	16.297.417

Fuente: Informe Estadístico 2008, Superintendencia de Electricidad y Combustibles

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

**b. Consumo de Combustibles Gaseosos****b.1 Distribución de Gas Natural**

## b.1.1 Distribución de Gas Natural, Año 2008

b.1.1.1 Distribución de Gas Natural por Regiones (Mm<sup>3</sup>)

REGIONES							
Mes	Antofagasta	Valparaíso	Libertador Bernardo Ohiggins	BioBío	Magallanes y de la Antártica Chilena	Región Metropolitana	TOTAL
Enero	97	6.292	218	1.456	18.977	9.569	36.608
Febrero	85	6.049	293	1.441	16.966	10.081	34.915
Marzo	85	8.901	1.314	1.495	18.783	13.935	44.513
Abril	95	8.186	810	1.918	23.646	16.352	51.009
Mayo	117	4.425	35	2.000	30.712	16.310	53.599
Junio	150	7.798	0	2.530	31.608	13.207	55.294
Julio	154	6.871	268	2.705	33.720	24.262	67.981
Agosto	153	5.797	31	2.644	36.088	24.280	68.993
Septiembre	153	5.815	118	2.240	30.805	14.298	53.429
Octubre	153	5.673	31	2.066	26.567	17.852	52.343
Noviembre	148	9.396	1.312	1.593	26.093	16.164	54.704
Diciembre	131	19.095	2.440	1.313	19.455	12.015	54.449
TOTAL	1.521	94.298	6.871	23.402	313.418	188.326	627.837

b.1.1.2 Gas Natural Distribuido por regiones y tipo de consumidor (Mm<sup>3</sup>). Año 2008.

Mes	Antofagasta (Mm <sup>3</sup> )					Total de
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de	
Enero	-	5	92	-	-	97
Febrero	-	6	79	-	-	85
Marzo	-	7	77	-	-	85
Abril	-	3	93	-	-	95
Mayo	-	8	109	-	-	117
Junio	-	12	138	-	-	150
Julio	-	14	141	-	-	154
Agosto	-	12	141	-	-	153
Septiembre	-	15	138	-	-	153
Octubre	-	6	148	-	-	153
Noviembre	-	7	140	-	-	148
Diciembre	-	7	124	-	-	131
Total	-	102	1.419	-	-	1.521

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Mes	Valparaíso (Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de Servicio GNC	Total de Consumo
Enero	3.379	902	1.778	20	212	6.292
Febrero	3.389	853	1.605	18	183	6.049
Marzo	6.186	918	1.594	20	183	8.901
Abril	5.527	944	1.681	20	14	8.186
Mayo	805	1.256	2.216	24	124	4.425
Junio	4.215	1.186	2.366	36	(4)	7.798
Julio	2.916	1.277	2.650	29	-	6.871
Agosto	2.043	1.241	2.486	27	-	5.797
Septiembre	2.526	1.101	2.162	26	-	5.815
Octubre	2.033	1.228	2.393	20	-	5.673
Noviembre	6.479	993	1.884	15	25	9.396
Diciembre	16.481	928	1.666	1	20	19.095
<b>Total</b>	<b>55.979</b>	<b>12.826</b>	<b>24.481</b>	<b>255</b>	<b>758</b>	<b>94.298</b>

Mes	Libertador Bernardo O'Higgins (Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de	Total de
Enero	218	-	-	-	-	218
Febrero	293	-	-	-	-	293
Marzo	1.314	-	-	-	-	1.314
Abril	810	-	-	-	-	810
Mayo	35	-	-	-	-	35
Junio	0	-	-	-	-	0
Julio	268	-	-	-	-	268
Agosto	31	-	-	-	-	31
Septiembre	118	-	-	-	-	118
Octubre	31	-	-	-	-	31
Noviembre	1.312	-	-	-	-	1.312
Diciembre	2.440	-	-	-	-	2.440
<b>Total</b>	<b>6.871</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.871</b>

Mes	BioBío (Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de Servicio GNC	Total de Consumo
Enero	813	219	425	-	-	1.456
Febrero	871	223	346	-	-	1.441
Marzo	900	218	378	-	-	1.495
Abril	1.092	298	529	-	-	1.918
Mayo	777	390	832	-	-	2.000
Junio	725	661	1.144	-	-	2.530
Julio	829	720	1.156	-	-	2.705
Agosto	760	709	1.175	-	-	2.644
Septiembre	625	604	1.012	-	-	2.240
Octubre	829	508	729	-	-	2.066
Noviembre	578	439	575	-	-	1.593
Diciembre	406	450	456	-	-	1.313
<b>Total</b>	<b>9.206</b>	<b>5.440</b>	<b>8.757</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>23.402</b>

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Mes	Magallanes y de la Antártica Chilena (Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de Servicio GNC	Total de Consumo
Enero	6.684	1.572	9.139	742	840	18.977
Febrero	6.701	1.358	7.490	657	759	16.966
Marzo	7.781	1.574	7.686	857	885	18.783
Abril	8.074	2.434	10.879	1.346	914	23.646
Mayo	8.271	3.300	16.606	1.644	890	30.712
Junio	8.027	3.486	17.478	1.744	873	31.608
Julio	8.202	3.850	18.902	1.858	908	33.720
Agosto	7.985	4.078	21.249	1.881	895	36.088
Septiembre	7.365	3.306	17.648	1.591	895	30.805
Octubre	7.436	2.634	14.124	1.389	984	26.567
Noviembre	6.878	2.510	14.527	1.202	975	26.093
Diciembre	7.046	1.529	8.994	853	1.033	19.455
Total	90.449	31.632	164.721	15.765	10.851	313.418

Mes	Región Metropolitana(Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de Servicio GNC	Total de Consumo
Enero	727	2.034	6.808	-	-	9.569
Febrero	818	2.409	6.855	-	-	10.081
Marzo	1.014	3.489	9.432	-	-	13.935
Abril	1.023	3.832	11.497	-	-	16.352
Mayo	22	3.746	12.542	-	-	16.310
Junio	122	3.010	10.075	-	-	13.207
Julio	382	4.776	19.104	-	-	24.262
Agosto	382	4.302	19.597	-	-	24.280
Septiembre	255	2.809	11.235	-	-	14.298
Octubre	592	3.452	13.808	-	-	17.852
Noviembre	611	3.577	11.976	-	-	16.164
Diciembre	1.960	2.313	7.742	-	-	12.015
Total	7.906	39.747	140.672	-	-	188.326

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

**b.1.2 Distribución de Gas Natural, Año 2009****b.1.2.1 Distribución de Gas Natural por Regiones (Mm<sup>3</sup>)**

REGIONES							
Mes	Antofagasta	Valparaíso	Libertador Bernardo O'Higgins	BioBio	Magallanes y de la Antártica Chilena	Región Metropolitana	TOTAL
Enero	114	17.614	2.493	1.008	19.438	12.535	53.203
Febrero	89	11.380	566	1.029	17.259	11.660	41.983
Marzo	74	11.840	222	1.076	20.376	14.292	47.881
Abril	103	5.737	569	1.186	27.123	13.187	47.905
Mayo	114	6.638	264	1.841	31.506	16.288	56.651
Junio	145	4.599	14	2.311	30.586	10.468	48.123
Julio	160	5.442	6	2.699	34.710	13.145	56.161
Agosto	211	7.825	1.571	2.528	34.968	31.806	78.909
Septiembre	144	10.615	3.465	2.626	31.140	51.122	99.111
Octubre	141	12.865	2.756	2.620	29.191	42.236	89.809
Noviembre	116	13.941	1.856	1.894	27.193	41.713	86.714
Diciembre	103	15.055	2.514	1.749	23.430	39.734	82.585
<b>TOTAL</b>	<b>1.516</b>	<b>123.551</b>	<b>16.296</b>	<b>22.566</b>	<b>326.921</b>	<b>298.184</b>	<b>789.034</b>

**b.1.2.2 Gas Natural Distribuido por regiones y tipo de consumidor (Mm<sup>3</sup>). Año 2009.**

Mes	Antofagasta (Mm <sup>3</sup> )					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de	Total de
Enero	-	5	109	-	-	114
Febrero	-	4	85	-	-	89
Marzo	-	4	71	-	-	74
Abril	-	5	98	-	-	103
Mayo	-	6	107	-	-	114
Junio	-	11	135	-	-	145
Julio	-	11	149	-	-	160
Agosto	-	10	201	-	-	211
Septiembre	-	9	135	-	-	144
Octubre	-	9	132	-	-	141
Noviembre	-	7	109	-	-	116
Diciembre	-	7	97	-	-	103
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>88</b>	<b>1.428</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.516</b>

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Mes	Valparaíso (Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de Servicio GNC	Total de Consumo
Enero	14.928	890	1.784	12	-	17.614
Febrero	9.026	838	1.516	1	-	11.380
Marzo	9.252	921	1.666	1	-	11.840
Abril	3.068	883	1.786	-	-	5.737
Mayo	3.536	1.030	2.072	-	-	6.638
Junio	1.452	1.064	2.083	-	-	4.599
Julio	1.610	1.173	2.659	-	-	5.442
Agosto	4.030	1.222	2.573	-	-	7.825
Septiembre	7.092	1.117	2.393	13	-	10.615
Octubre	9.530	1.048	2.287	-	-	12.865
Noviembre	11.109	910	1.922	-	-	13.941
Diciembre	12.429	846	1.780	-	-	15.055
<b>Total</b>	<b>87.061</b>	<b>11.942</b>	<b>24.521</b>	<b>27</b>	<b>-</b>	<b>123.551</b>

Mes	Libertador Bernardo O'Higgins (Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de	Total de
Enero	2.493	-	-	-	-	2.493
Febrero	566	-	-	-	-	566
Marzo	222	-	-	-	-	222
Abril	569	-	-	-	-	569
Mayo	264	-	-	-	-	264
Junio	14	-	-	-	-	14
Julio	6	-	-	-	-	6
Agosto	1.571	-	-	-	-	1.571
Septiembre	3.465	-	-	-	-	3.465
Octubre	2.756	-	-	-	-	2.756
Noviembre	1.856	-	-	-	-	1.856
Diciembre	2.514	-	-	-	-	2.514
<b>Total</b>	<b>16.296</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16.296</b>

Mes	BioBío (Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de Servicio GNC	Total de Consumo
Enero	-	542	408	58	-	1.008
Febrero	-	623	350	56	-	1.029
Marzo	-	626	396	54	-	1.076
Abril	-	646	482	57	-	1.186
Mayo	-	985	768	88	-	1.841
Junio	-	1.213	974	123	-	2.311
Julio	-	1.351	1.221	127	-	2.699
Agosto	-	1.267	1.145	117	-	2.528
Septiembre	-	1.533	990	104	-	2.626
Octubre	-	1.695	840	84	-	2.620
Noviembre	-	1.105	710	80	-	1.894
Diciembre	-	1.103	587	59	-	1.749
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>12.688</b>	<b>8.871</b>	<b>1.007</b>	<b>-</b>	<b>22.566</b>

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Mes	Magallanes y de la Antártica Chilena (Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de Servicio GNC	Total de Consumo
Enero	6.857	1.543	9.356	728	952	19.438
Febrero	6.284	1.466	7.959	706	844	17.259
Marzo	7.706	1.846	8.801	1.007	1.017	20.376
Abril	8.206	2.873	13.660	1.379	1.005	27.123
Mayo	8.261	3.547	17.046	1.642	1.010	31.506
Junio	8.321	3.375	16.207	1.708	975	30.586
Julio	8.401	3.933	19.611	1.761	1.003	34.710
Agosto	8.344	3.869	19.941	1.753	1.061	34.968
Septiembre	7.640	3.391	17.558	1.556	995	31.140
Octubre	7.424	2.985	16.261	1.457	1.065	29.191
Noviembre	6.368	2.896	15.425	1.469	1.035	27.193
Diciembre	6.998	2.058	12.273	1.050	1.051	23.430
Total	90.811	33.782	174.099	16.217	12.012	326.921

Mes	Región Metropolitana(Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de Servicio GNC	Total de Consumo
Enero	2.814	2.236	7.485	-	-	12.535
Febrero	4.277	1.993	5.389	-	-	11.660
Marzo	4.055	2.764	7.473	-	-	14.292
Abril	3.761	2.451	6.975	-	-	13.187
Mayo	-	3.746	12.542	-	-	16.288
Junio	-	2.512	7.956	-	-	10.468
Julio	-	2.892	10.253	-	-	13.145
Agosto	4.533	6.115	21.158	-	-	31.806
Septiembre	20.491	5.820	24.811	-	-	51.122
Octubre	20.447	3.922	17.867	-	-	42.236
Noviembre	22.891	4.329	14.493	-	-	41.713
Diciembre	22.601	3.934	13.170	-	29	39.734
Total	105.872	42.713	149.570	-	29	298.184

**Gas natural comprimido:** El gas natural comprimido, más conocido por la sigla GNC, es un combustible para uso vehicular que, por ser económico y ambientalmente limpio, es considerado una alternativa sustentable para la sustitución de combustibles líquidos. En ocasiones se usan indistintamente los términos gas natural comprimido y gas natural vehicular (GNV). Sin embargo, el GNV, además de GNC, también puede ser gas natural licuado (GNL), que también es usado como combustible vehicular, aunque en muchísima menor medida.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

**b.1.3 Distribución de Gas Natural, Año 2010****b.1.3.1 Distribución de Gas Natural por Regiones (Mm<sup>3</sup>)**

REGIONES							
Mes	Antofagasta	Valparaíso	Libertador Bernardo O'Higgins	BioBío	Magallanes y de la Antártica Chilena	Región Metropolitana	TOTAL
Enero	114	9.981	2.546	1.453	19.951	36.048	70.093
Febrero	73	6.066	2.600	1.310	18.644	31.285	59.978
Marzo	91	16.189	3.037	851	21.263	40.308	81.739
Abril	139	16.723	3.290	1.600	27.230	47.180	96.162
Mayo	103	12.800	3.702	2.265	29.723	58.600	107.193
Junio	144	11.556	3.778	2.547	31.984	66.695	116.703
Julio	169	14.185	3.691	2.822	37.423	73.132	131.422
Agosto	173	12.416	3.621	2.874	35.250	67.782	122.117
Septiembre	154	12.711	3.521	2.450	33.306	54.069	106.212
Octubre	140	12.758	3.695	2.399	28.396	52.419	99.807
Noviembre	124	10.278	2.757	2.134	24.057	46.711	86.063
Diciembre	118	18.553	3.598	1.579	24.859	44.420	93.126
<b>TOTAL</b>	<b>1.543</b>	<b>154.216</b>	<b>39.836</b>	<b>24.285</b>	<b>332.086</b>	<b>618.649</b>	<b>1.170.616</b>

**b.1.3.2 Gas Natural Distribuido por regiones y tipo de consumidor (Mm<sup>3</sup>). Año 2010.**

Mes	Antofagasta (Mm <sup>3</sup> )					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de	Total de
Enero	-	5	109	-	-	114
Febrero	-	1	72	-	-	73
Marzo	-	1	90	-	-	91
Abril	-	1	139	-	-	139
Mayo	-	2	102	-	-	103
Junio	-	11	132	-	-	144
Julio	-	11	158	-	-	169
Agosto	-	11	162	-	-	173
Septiembre	-	10	144	-	-	154
Octubre	-	14	127	-	-	140
Noviembre	-	5	119	-	-	124
Diciembre	-	7	111	-	-	118
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>78</b>	<b>1.465</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.543</b>

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Mes	Valparaíso (Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de Servicio GNC	Total de Consumo
Enero	8.940	133	909	-	-	9.981
Febrero	3.609	818	1.639	-	-	6.066
Marzo	13.874	804	1.512	-	-	16.189
Abril	14.110	882	1.731	-	-	16.723
Mayo	9.657	1.051	2.091	-	-	12.800
Junio	7.956	1.201	2.398	-	-	11.556
Julio	10.133	1.245	2.807	-	-	14.185
Agosto	8.431	1.294	2.691	-	-	12.416
Septiembre	9.252	1.102	2.357	-	-	12.711
Octubre	9.527	995	2.235	-	-	12.758
Noviembre	7.355	944	1.979	-	-	10.278
Diciembre	15.978	826	1.749	-	-	18.553
Total	118.824	11.296	24.096	-	-	154.216

Mes	Libertador Bernardo O'Higgins (Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de	Total de
Enero	2.546	-	-	-	-	2.546
Febrero	2.600	-	-	-	-	2.600
Marzo	3.037	-	-	-	-	3.037
Abril	3.290	-	-	-	-	3.290
Mayo	3.702	-	-	-	-	3.702
Junio	3.778	-	-	-	-	3.778
Julio	3.691	-	-	-	-	3.691
Agosto	3.621	-	-	-	-	3.621
Septiembre	3.521	-	-	-	-	3.521
Octubre	3.695	-	-	-	-	3.695
Noviembre	2.757	-	-	-	-	2.757
Diciembre	3.598	-	-	-	-	3.598
Total	39.836	-	-	-	-	39.836

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Mes	BioBío (Mm3)					Total de Consumo
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de Servicio GNC	
Enero	-	884	516	53	-	1.453
Febrero	-	897	358	55	-	1.310
Marzo	-	516	298	37	-	851
Abril	-	1.094	437	70	-	1.600
Mayo	-	1.403	758	104	-	2.265
Junio	-	1.482	954	111	-	2.547
Julio	-	1.548	1.155	119	-	2.822
Agosto	-	1.599	1.156	119	-	2.874
Septiembre	-	1.398	955	97	-	2.450
Octubre	-	1.534	794	71	-	2.399
Noviembre	-	1.379	688	67	-	2.134
Diciembre	-	959	560	60	-	1.579
<b>Total</b>	-	14.693	8.629	963	-	24.285

Mes	Magallanes y de la Antártica Chilena (Mm3)					Total de Consumo
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de Servicio GNC	
Enero	6.662	1.700	9.853	833	902	19.951
Febrero	6.096	1.766	9.114	819	848	18.644
Marzo	7.674	1.999	9.392	1.140	1.056	21.263
Abril	8.211	2.729	13.870	1.390	1.029	27.230
Mayo	8.462	3.184	15.357	1.644	1.076	29.723
Junio	8.587	3.583	16.845	1.881	1.088	31.984
Julio	8.768	4.152	21.474	1.919	1.111	37.423
Agosto	8.441	3.834	19.758	2.036	1.180	35.250
Septiembre	7.384	3.558	19.406	1.839	1.119	33.306
Octubre	7.181	2.786	15.741	1.528	1.160	28.396
Noviembre	7.307	2.201	12.119	1.291	1.140	24.057
Diciembre	7.606	2.257	12.516	1.284	1.197	24.859
<b>Total</b>	92.378	33.749	175.446	17.605	12.908	332.086

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Mes	Región Metropolitana(Mm3)					
	Industrial	Comercial	Residencial	Fiscal	Estaciones de Servicio GNC	Total de Consumo
Enero	23.292	3.190	9.566	-	-	36.048
Febrero	20.615	2.544	8.056	-	70	31.285
Marzo	25.296	3.908	10.991	-	113	40.308
Abril	26.937	4.617	15.458	-	167	47.180
Mayo	29.890	6.136	22.324	-	250	58.600
Junio	28.169	7.649	30.597	-	280	66.695
Julio	27.452	7.703	37.648	-	328	73.132
Agosto	30.090	6.337	30.968	-	387	67.782
Septiembre	26.954	4.810	21.929	-	376	54.069
Octubre	30.059	4.093	17.858	-	409	52.419
Noviembre	27.171	3.924	15.230	-	386	46.711
Diciembre	26.824	3.775	13.394	-	428	44.420
<b>Total</b>	<b>322.749</b>	<b>58.686</b>	<b>234.021</b>	<b>-</b>	<b>3.194</b>	<b>618.649</b>

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### b.2 Distribución de Gas Licuado de Petróleo (GLP)

#### b.2.1 Distribución de GLP, Año 2008

##### 1. VENTA NACIONAL POR REGIONES (t).

REGIÓN	Envasado (1)	Granel (2)	Inyección Red (3)	Total
Arica y Parinacota	5.563	7.712	-	13.275
Tarapaca	7.584	6.060	-	13.644
Antofagasta	20.062	16.097	-	36.158
Atacama	10.990	4.854	-	15.845
Coquimbo	25.721	8.086	-	33.806
Valparaíso	74.010	32.353	-	106.364
Libertador Bernardo O'Higgins	38.402	31.278	-	69.681
Maule	37.225	13.844	-	51.069
Biobío	59.001	34.883	-	93.884
La Araucanía	22.541	14.044	-	36.586
Region de los Rios	8.422	4.756	-	13.177
Los Lagos	24.788	23.992	-	48.780
Campo	4.200	3.850	-	8.050
Magallanes y de la Antártica Chilena	917	886	-	1.802
Metropolitana	314.272	287.370	-	601.642
TOTAL	653.697	490.064	-	1.143.760

**(1) Gas Licuado vendido en cilindros**

**(2) Gas Licuado distribuido a estanques de almacenamiento, el que es vendido contra entrega o a través de medidores**

**(3) Gas Licuado inyectado en las fábricas de Gas de Ciudad (Gas Manufacturado).**

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

**b.2.2 Distribución de GLP, Año 2009**

## 1. VENTA NACIONAL POR REGIONES (t).

REGIÓN	Envasado (1)	Granel (2)	Inyección Red (3)	Total
Arica y Parinacota	5.078	6.872	-	11.949
Tarapaca	6.605	6.356	-	12.961
Antofagasta	17.971	14.482	-	32.453
Atacama	10.023	4.519	-	14.542
Coquimbo	24.662	8.586	-	33.248
Valparaíso	69.412	29.061	-	98.473
Libertador Bernardo OHiggins	39.114	33.939	-	73.053
Maule	38.119	15.671	-	53.791
Biobío	58.319	34.853	-	93.171
La Araucanía	22.790	13.451	-	36.242
Region de los Rios	8.373	6.485	-	14.858
Los Lagos	22.965	18.712	-	41.677
Campo	3.794	8.043	-	11.836
Magallanes y de la Antártica Chilena	878	931	-	1.809
Metropolitana	308.571	310.447	-	619.018
TOTAL	636.673	512.407	-	1.149.080

(1) Gas Licuado vendido en cilindros

(2) Gas Licuado distribuido a estanques de almacenamiento, el que es vendido contra entrega o a través de medidores

(3) Gas Licuado inyectado en las fábricas de Gas de Ciudad (Gas Manufacturado).

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### b.2.3 Distribución de GLP, Año 2010

#### 1. VENTA NACIONAL POR REGIONES (t).

REGIÓN	Envasado (1)	Granel (2)	Inyección Red (3)	Total
Arica y Parinacota	6.219	8.802	-	15.021
Tarapaca	8.173	6.417	-	14.591
Antofagasta	21.415	27.449	-	48.864
Atacama	11.925	5.228	-	17.153
Coquimbo	28.659	8.679	-	37.337
Valparaíso	82.084	30.113	-	112.197
Libertador Bernardo OHiggins	42.859	35.514	-	78.373
Maule	41.758	15.718	-	57.476
Biobío	65.371	35.352	-	100.723
La Araucanía	26.210	16.250	-	42.461
Region de los Rios	10.051	7.804	-	17.856
Los Lagos	25.645	23.404	-	49.049
Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo	4.730	4.847	-	9.577
Magallanes y de la Antártica Chilena	883	1.104	-	1.987
Metropolitana	340.569	212.655	-	553.223
TOTAL	716.551	439.336	-	1.155.887

**(1) Gas Licuado vendido en cilindros**

**(2) Gas Licuado distribuido a estanques de almacenamiento, el que es vendido contra entrega o a través de medidores**

**(3) Gas Licuado inyectado en las fábricas de Gas de Ciudad (Gas Manufacturado).**

### **ANEXO 3: EXTRACTO DEL INFORME BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA AÑO 2010**

El Balance Nacional de Energía (BNE) es la contabilización del flujo anual de energía disponible y consumida a nivel nacional. El BNE identifica la producción, importación, exportación, pérdidas y/o variaciones de stock, y el uso que se da a cada energético disponible en el mercado chileno. El BNE se realiza tanto a nivel de energía primaria como secundaria.

El Balance de Energía Primaria contabiliza el flujo de los recursos naturales energéticos disponibles durante un año, que deben pasar por un proceso de transformación antes de su consumo final<sup>97</sup>.

El Balance de Energía Secundaria (BES) contabiliza el flujo de los energéticos resultantes de uno o varios procesos de transformación físicos, químicos o mecánicos, y que se encuentran en un estado apto para su consumo final.

Si se suma el consumo total anual de cada energético secundario se obtiene el Consumo Total Anual del BES. Parte del consumo total anual de cada energético secundario corresponde al consumo final realizado por los distintos sectores de la economía chilena (Consumo Final Secundario – CFS); y otra parte corresponde a lo utilizado para producir otros energéticos secundarios (Consumo de los Centros de Transformación – CCT)

#### **MODIFICACIONES CON RESPECTO A VERSIONES ANTERIORES DEL BNE**

En versiones anteriores del BNE, se presentaba como resultado final del BES a la suma del consumo total anual de todos los energéticos secundarios. Esta forma de presentarlo, puede llevar a confusión, debido a que produce una doble contabilización de energía. Esto debido a que contabiliza energía secundaria destinada a la generación de nueva energía secundaria, y también contabiliza la nueva energía generada. Así, si por ejemplo se utilizan 100 Teracalorías de diesel en los Centros de Transformación para obtener 40 Teracalorías de electricidad, en el Consumo Total del BES estarán las 140 Teracalorías completas.

De esta forma, en el nuevo formato se ha separado el consumo de energía secundaria utilizada para generar nuevas energías, de su consumo final. Para lograr esto, el consumo de cada energético secundario declarado por los Centros de Transformación fue desagregado en dos partes: una corresponde a la que se utiliza para generar un nuevo

---

<sup>97</sup> Se consideran 2 tipos de transformaciones: una que implica una transformación física o química de un energético primario o secundario en otro energético (por ejemplo el petróleo crudo en gasolina, el diesel en electricidad), y otra que sólo sufren transformaciones mecánicas (por ejemplo gas natural, carbón y leña) antes de ser consumidas.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

energético secundario, y la otra, a los consumos propios de los Centros de Transformación (los que ahora serán contabilizados en el Consumo Final como **Consumo del Sector Energético**). De esta forma el CCT mostrado en este BNE corresponde sólo a lo utilizado para generar un nuevo energético secundario, a diferencia de versiones anteriores donde incluye todo el consumo declarado por los Centros de Transformación.

## BALANCE FISICO (UNIDADES FISICAS)

### 1. Distribución Consumo Total

CONSUMO SECTORIAL (UNIDADES FISICAS) AÑO 2010							
ENERGETICO	Sector Transporte	Sector Ind. y Min.	Sector Com.Púb.Res.	Sector Energético	Consumo Final	Consumo Cent.deTransf.	Consumo Total
<b>PETROLEO COMBUSTIBLE</b> (Miles Ton)	<b>562</b>	<b>668</b>	<b>49</b>	<b>44</b>	<b>1.323</b>	<b>248</b>	<b>1.571</b>
<b>DIESEL</b> (Miles m3)	<b>4.362</b>	<b>2.506</b>	<b>313</b>	<b>0</b>	<b>7.180</b>	<b>1.408</b>	<b>8.587</b>
<b>GASOLINA MOTOR (*)</b> (Miles m3)	<b>3.851</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3.853</b>	<b>0</b>	<b>3.853</b>
<b>KEROSENE</b> (Miles m3)	<b>1</b>	<b>59</b>	<b>131</b>	<b>0</b>	<b>190</b>	<b>0</b>	<b>190</b>
<b>GAS LICUADO</b> (Miles Ton)	<b>6</b>	<b>286</b>	<b>895</b>	<b>70</b>	<b>1.257</b>	<b>66</b>	<b>1.324</b>
<b>GASOLINA AVIACION</b> (Miles m3)	<b>11</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11</b>	<b>0</b>	<b>11</b>
<b>KEROSENE AVIACION</b> (Miles m3)	<b>819</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>819</b>	<b>0</b>	<b>819</b>
<b>NAFTA</b> (Miles m3)	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>88</b>	<b>88</b>	<b>0</b>	<b>88</b>
<b>GAS REFINERIA</b> (Miles m3)	<b>0</b>	<b>524</b>	<b>0</b>	<b>384</b>	<b>908</b>	<b>20</b>	<b>928</b>
<b>ELECTRICIDAD</b> (GWh)	<b>437</b>	<b>35.963</b>	<b>18.375</b>	<b>2.254</b>	<b>57.028</b>	<b>0</b>	<b>57.028</b>
<b>CARBON</b> (Miles Ton)	<b>0</b>	<b>357</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>357</b>	<b>6.111</b>	<b>6.469</b>
<b>COKE</b> (Miles Ton)	<b>0</b>	<b>387</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>387</b>	<b>504</b>	<b>891</b>
<b>ALQUITRAN</b> (Miles m3)	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.880</b>	<b>5.880</b>	<b>0</b>	<b>5.880</b>
<b>GAS CORRIENTE</b> (Millones m3)	<b>0</b>	<b>89</b>	<b>38</b>	<b>114</b>	<b>240</b>	<b>0</b>	<b>240</b>
<b>GAS ALTO HORNO</b> (Miles Ton)	<b>0</b>	<b>84</b>	<b>0</b>	<b>579</b>	<b>663</b>	<b>0</b>	<b>663</b>
<b>GAS NATURAL</b> (Millones m3)	<b>21</b>	<b>1.300</b>	<b>609</b>	<b>1</b>	<b>1.931</b>	<b>3.355</b>	<b>5.287</b>
<b>METANOL</b> (Miles Ton)	<b>0</b>	<b>82</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>82</b>	<b>0</b>	<b>82</b>
<b>LEÑA</b> (Miles Ton)	<b>0</b>	<b>3.111</b>	<b>8.515</b>	<b>0</b>	<b>11.626</b>	<b>1.055</b>	<b>12.680</b>
<b>BIOGAS</b> (Millones m3)	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15</b>	<b>15</b>

(\*) Se incluyen las Gasolinas 93, 95 y 97

Fuente: Encuestas a empresas del sector energía e industrias intensivas en consumo energético

Elaboración: Ministerio de Energía, Agosto 2011

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### 3. Distribución Consumo Sector Industrial y Minero

CONSUMO SECTORIAL (UNIDADES FISICAS) AÑO 2010 SECTOR INDUSTRIAL Y MINERO												
ENERGETICO	COBRE	SALITRE	HIERRO	PAPEL Y CELULOSA	SIDE_ DURGIA	PETRO_ QUIMICA	CEMENTO	AZUCAR	PESCA	INDUSTRIAS VARIAS	MINAS VARIAS	TOTAL
PETROLEO COMBUSTIBLE (Miles Ton)	129	23	4	114	10	0	0	0	121	195	72	668
DIESEL (Miles m3)	1.053	42	28	13	0	0	13	1	211	496	650	2.506
KEROSENE (Miles m3)	8	5	0	0	1	0	0	0	0	16	29	59
GAS LICUADO (Miles Ton)	12	5	0	5	4	62	0	1	4	192	3	286
NAFTA (Miles m3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GAS REFINERIA (Miles m3)	0	0	0	0	0	524	0	0	0	0	0	524
ELECTRICIDAD (GWh)	18.896	492	555	4.380	462	221	546	32	78	8.405	1.896	35.963
CARBON (Miles Ton)	7	0	75	0	0	0	77	93	7	98	0	357
COKE (Miles Ton)	15	0	0	0	133	0	234	0	0	6	0	387
ALQUITRAN (Miles m3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GAS CORRIENTE (Millones m3)	0	0	0	0	89	0	0	0	0	0	0	89
GAS ALTO HORNO (Miles Ton)	0	0	0	0	84	0	0	0	0	0	0	84
GAS NATURAL (Millones m3)	604	19	0	105	6	125	4	0	3	148	288	1.300
METANOL (Miles Ton)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	82	0	82
LEÑA (Miles Ton)	0	0	0	2.081	0	0	0	0	0	1.030	0	3.111

Fuente: Encuestas a empresas del sector energía e industrias intensivas en consumo energético

Elaboración: Ministerio de Energía, Agosto 2011

### 4. Distribución Consumo Sector Residencial

CONSUMO SECTORIAL AÑO 2010 (UNIDADES FISICAS) SECTOR COMERCIAL, PUBLICO Y RESIDENCIAL (CPR)				
ENERGETICO	COMERCIAL	PUBLICO	RESIDENCIAL	TOTAL
PETROLEO COMBUSTIBLE (Miles Ton)	47	2	0	49
DIESEL (Miles m3)	299	10	4	313
KEROSENE (Miles m3)	1	0	130	131
NAFTA (Miles m3)	0	0	0	0
GAS LICUADO (Miles Ton)	107	10	778	895
ELECTRICIDAD (GWh)	7.159	1.857	9.358	18.375
CARBON (Miles Ton)	0	0	0	0
GAS CORRIENTE (Millones m3)	19	1	18	38
GAS NATURAL (Millones m3)	120	23	466	609
LEÑA (Miles Ton)	0	0	8.515	8.515

Fuente: Encuestas a empresas del sector energía e industrias intensivas en consumo energético

Elaboración: Ministerio de Energía, Agosto 2011

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### 5. Distribución Consumo del Sector Energético

CONSUMO SECTORIAL						
AÑO 2010						
(Unidades Físicas)						
SECTOR ENERGÉTICO						
ENERGETICO	ELECTRICIDAD (1)	GAS Y COKE (2)	PETROLEO Y GAS NATURAL	CARBON Y LEÑA (3)	GAS NATURAL METANOL (4)	TOTAL
<b>PETROLEO COMBUSTIBLE</b>	<b>0</b>	<b>25</b>	<b>18</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>44</b>
(Miles ton.)						
<b>DIESEL</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
(Miles m3)						
<b>GAS 93 S/P</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
(Miles m3)						
<b>GAS LICUADO</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>69</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>70</b>
(Miles Ton)						
<b>NAFTA</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>88</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>88</b>
(Miles m3)						
<b>GAS REFINERIA</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>384</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>384</b>
(Miles m3)						
<b>ELECTRICIDAD</b>	<b>1.642</b>	<b>0</b>	<b>489</b>	<b>0</b>	<b>122</b>	<b>2.254</b>
(GWh)						
<b>CARBON</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
(Miles Ton)						
<b>ALQUITRAN</b>	<b>0</b>	<b>5.880</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.880</b>
(Miles m3)						
<b>GAS CORRIENTE</b>	<b>0</b>	<b>114</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>114</b>
(Millones m3)						
<b>GAS ALTO HORNO</b>	<b>0</b>	<b>579</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>579</b>
(Miles Ton)						
<b>GAS NATURAL</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
(Millones m3)						
<b>METANOL</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
(Miles Ton)						

(1) Incluye a Generadoras de Servicio Público y Auto Generadoras

(2) Incluye a la Siderurgia y a Plantas de Gas Corriente

(3) Incluye el consumo de carboneras.

(4) Planta elaboradora de Metanol

Fuente: Encuestas a empresas del sector energía e industrias intensivas en consumo energético

Elaboración: Ministerio de Energía, Agosto 2011

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### 6. Distribución en Centros de Transformación

CONSUMO SECTORIAL						
AÑO 2010						
(Unidades Físicas)						
SECTOR CENTROS DE TRANSFORMACION						
ENERGETICO	ELECTRICIDAD (1)	GAS Y COKE (2)	PETROLEO Y GAS NATURAL	CARBON Y LEÑA (3)	GAS NATURAL METANOL (4)	TOTAL
PETROLEO COMBUSTIBLE (Miles ton.)	248	0	0	0	0	248
DIESEL (Miles m3)	1.408	0	0	0	0	1.408
GAS LICUADO (Miles ton.)	0	66	0	0	0	66
GAS REFINERÍA (Miles m3)	20	0	0	0	0	20
CARBON (Miles ton.)	5.588	523	0	0	0	6.111
COKE (Miles ton.)	349	155	0	0	0	504
GAS NATURAL (Mill. m3)	2.096	19	359	0	880	3.355
BIOGAS (Millones m3)	0	15	0	0	0	15
LEÑA Y OTROS (Miles ton.)	1.055	0	0	0	0	1.055

(1) Incluye a Generadoras de Servicio Público y Auto Generadoras

(2) Incluye a la Siderurgia y a Plantas de Gas Corriente

(3) Incluye el consumo de carboneras.

(4) Planta elaboradora de Metanol

Fuente: Encuestas a empresas del sector energía e industrias intensivas en consumo energético

Elaboración: Ministerio de Energía, Agosto 2011

## **ANEXO 4: EFECTOS SOBRE LA SALUD DE LOS CONTAMINANTES EMITIDOS POR LAS CALDERAS ICI**

¿Cuáles son los efectos sobre la salud de los contaminantes emitidos por las calderas de ICI?

Las calderas ICI emiten contaminantes tales como contaminantes atmosféricos peligrosos (HAPs), material particulado y compuestos orgánicos volátiles (VOC). Estos contaminantes pueden contribuir a problemas de salud que pueden afectar a los trabajadores, residentes, y la comunidad en general.

- Las emisiones de las calderas ICI son una función del tipo y la cantidad de combustible primario en la caldera, el tipo de caldera, y el control de emisiones.
- Las calderas emiten una gran variedad de contaminantes, incluyendo aquellos asociados con los procesos de combustión y contaminantes peligrosos en el aire, tales como:
  - Los óxidos de nitrógeno (NOx).
  - El dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>).
  - La contaminación por partículas.
  - El monóxido de carbono (CO).
  - formaldehído.
  - hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP).
  - plomo
  - el cloruro de hidrógeno (HCl).
  - El cadmio.
  - Mercurio.
  - Las dioxinas / furanos.

### **Óxidos de Nitrógeno<sup>98</sup>**

- Los óxidos de nitrógeno pueden reaccionar en el aire para formar lluvia ácida, el ozono troposférico (smog), y otros químicos tóxicos.
- Óxidos de nitrógeno son uno de los principales ingredientes de la capa de ozono a nivel terrestre, que se ha relacionado con una serie de problemas respiratorios.

---

<sup>98</sup> Nitrogen Dioxide, USEPA, 2011

### **Dióxido de azufre<sup>99</sup>**

- El dióxido de azufre puede reaccionar con otras sustancias químicas para formar la contaminación por partículas, que pueden alojarse en los pulmones y causar problemas respiratorios y posiblemente la muerte.
- Dióxidos de azufre puede causar dificultades para respirar temporales para las personas que tienen asma y actividades al aire libre.
- La exposición prolongada a altas concentraciones de dióxido de azufre y las partículas pueden causar enfermedades respiratorias y agravar las enfermedades del corazón.

### **La contaminación por partículas<sup>100</sup>**

- La contaminación por partículas puede causar problemas respiratorios y otros efectos nocivos para la salud.

### **Monóxido de Carbono<sup>101</sup>**

- Cantidades bajas de dióxido de carbono puede afectar a las personas con problemas cardiovasculares.
- Las personas que inhalan grandes cantidades de dióxido de carbono puede afectar el sistema nervioso central y provocar problemas de visión, disminución de la capacidad para trabajar o aprender, destreza manual, y la dificultad para realizar tareas.
- El monóxido de carbono también contribuye a la capa de ozono a nivel terrestre (smog).

### **Formaldehído<sup>102</sup>**

- A corto plazo la exposición al formaldehído puede causar irritación de los ojos, la garganta y la nariz, tos, dolor en el pecho, y bronquitis.
- La exposición prolongada al formaldehído puede causar irritación de ojos y vías respiratorias, problemas reproductivos y de desarrollo.

---

<sup>99</sup> Sulfur dioxide, USEPA, 2011

<sup>100</sup> Particle pollution, USEPA, 2011

<sup>101</sup> Carbon monoxide, USEPA, 2011

<sup>102</sup> Formaldehyde, USEPA, 2011

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- El formaldehído puede ser un probable carcinógeno humano.

### HAP

- Los HAP son causados por la combustión incompleta del combustible.
- Algunos HAPs pueden causar cáncer.

### El plomo<sup>103</sup>

- El plomo es un metal muy tóxico y puede causar efectos adversos a la salud en niveles muy bajos.
- La exposición breve puede causar daño cerebral, daño renal, y problemas gastrointestinales.
- La exposición prolongada puede afectar a la sangre, presión arterial, el sistema nervioso central, los riñones y el metabolismo de la vitamina D.
- Los niños son especialmente susceptibles a la exposición al plomo a largo plazo, lo cual puede resultar en un lento desarrollo cognitivo y la reducción del crecimiento.

### Cloruro de Hidrógeno<sup>104</sup>

- El cloruro de hidrógeno (también conocido como ácido clorhídrico) es producido por la quema de combustibles que contienen cloruros.
- A corto plazo la exposición a cloruro de hidrógeno puede causar irritación en ojos, nariz, e irritación del tracto respiratorio, y la inflamación y el edema pulmonar.
- A largo plazo la exposición ocupacional al cloruro de hidrógeno puede causar gastritis, bronquitis crónica, dermatitis, fotosensibilidad, decoloración y, posiblemente, erosión dental.

### El cadmio<sup>105</sup>

- El cadmio se emite durante la combustión de combustibles fósiles.
- A corto plazo la exposición al cadmio puede irritar los pulmones.
- La exposición prolongada puede causar problemas renales y respiratorios.

---

<sup>103</sup> Lead, USEPA, 2011

<sup>104</sup> Hydrochloride, USEPA, 2011

<sup>105</sup> Cadmium, USEPA, 2011

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### **Mercurio**<sup>106</sup>

- El mercurio es emitido durante la quema de combustibles fósiles.
- La exposición al mercurio puede causar en el sistema nervioso y los riñones, así como daños en el desarrollo.

### **Las dioxinas / furanos**<sup>107</sup>

- Las dioxinas se liberan durante la quema de combustibles que contienen, incluso pequeñas cantidades de cloro.
- Las dioxinas son toxinas persistentes, bioacumulativas, permanecen en el ambiente por largos períodos de tiempo.
- Las dioxinas pueden causar la supresión del sistema inmunológico, trastornos del sistema hormonal y el cáncer.

---

<sup>106</sup> Mercury, USEPA, 2011

<sup>107</sup> Dioxin, USEPA, 2011

## **ANEXO 5: ANÁLISIS DE LAS GUÍAS DEL BANCO MUNDIAL SOBRE MEDIO AMBIENTE, SALUD Y SEGURIDAD.**

### **GUÍAS GENERALES SOBRE MEDIO AMBIENTE, SALUD Y SEGURIDAD.**

Documento de referencia técnica con ejemplos generales de buenas prácticas industriales.

La guía entrega los niveles e indicadores de desempeño que normalmente son alcanzables en instalaciones nuevas, con las tecnologías disponibles y a un costo razonable.

Las guías generales se dividen en cuatro capítulos:

1. Medio ambiente
2. Salud y seguridad ocupacional
3. Salud y seguridad de la comunidad
4. Construcción y desmantelamiento

El enfoque general considera en primer término la identificación de los peligros y riesgos asociados a un proyecto en particular en las etapas de concepción, desarrollo, ejecución y sus posibles modificaciones. Luego se apunta a eliminar tales riesgos y en caso de que esto no sea posible se apunta a minimizar los efectos negativos de la actividad en cuestión.

El primer capítulo de la Guía General se refiere al medioambiente y el primer punto establece un enfoque general para el manejo de emisiones en cada una de las etapas de un proyecto, teniendo en cuenta las principales fuentes de emisión de contaminantes atmosféricos y además entrega diversos enfoques para proyectos ubicados en zonas donde ya hay mala calidad del aire.

Los proyectos deberán evitar, reducir y controlar los efectos adversos de las emisiones al aire generadas. En el caso de que esto no sea posible se deberá apuntar a medidas de eficiencia energética, modificación de procesos, selección de materias primas e insumos que minimicen la generación de residuos y aplicación de técnicas para el control de las emisiones.

Los proyectos que generen emisiones al aire deberán garantizar que sus emisiones no generen concentraciones de contaminantes por sobre los límites de calidad establecidos en la legislación vigente en cada país. De no haber legislación aplicable se recomienda atenerse a los límites establecidos por la Organización Mundial de la Salud (OMS) de acuerdo a la Tabla A5.1.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Tabla A5.1: Guías de calidad del aire de la OMS.

Contaminante	Periodo de promedio	Valor guía µg/m <sup>3</sup>
Dióxido de Azufre (SO <sub>2</sub> )	24 horas	125 (límite provisional-1) 50 (límite provisional-2) 20 (guía)
	10 minutos	500 (guía)
Dióxido de nitrógeno (NO <sub>2</sub> )	1-año	40 (guía)
	1-hora	200 (guía)
Material particulado MP10	1-año	70 (límite provisional-1) 50 (límite provisional-2) 30 (límite provisional-3) 20 (guía)
	24-horas	150 (límite provisional-1) 100 (límite provisional-2) 75 (límite provisional-3) 50 (guía)
Material particulado sólido MP2.5	1-año	35 (límite provisional-1) 25 (límite provisional-2) 15 (límite provisional-3)
	24-horas	10 (guía) 75 (límite provisional-1) 50 (límite provisional-2) 37,5 (límite provisional-3)
Ozono	8 horas diarias máximo	160 (límite provisional-1) 100 (guía)

Fuente: Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad - Guías Generales. IFC, Banco Mundial.

Además se recomienda que las emisiones no contribuyan de manera significativa a alcanzar los límites antes expuestos. Como regla general se recomienda no sobrepasar el 25% de los valores establecidos, lo cual supone un desarrollo sustentable del área en cuestión.

En cuanto a las instalaciones se recomienda que los impactos se cuantifiquen a través de datos obtenidos de modelos de referencia de calidad del aire y modelos de dispersión de contaminantes que estén homologados internacionalmente y que se tomen en cuenta las particularidades de cada instalación.

En el caso de que los proyectos se ubiquen en zonas degradadas o ecológicamente sensibles se recomienda que las emisiones sean tan pequeñas como sea posible, reubicar las fuentes de emisión fuera de las zonas sensibles, uso de combustibles menos contaminantes y establecer medidas compensatorias llevadas a cabo por el titular del proyecto.

## **INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Respecto de las fuentes fijas, se las asocia a la quema de combustibles fósiles generando emisiones de óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre, monóxido de carbono y material particulado. Además se las asocia a emisión de compuestos orgánicos volátiles y metales pesados.

La guía establece recomendaciones en cuanto a medidas preventivas y de control de emisiones en función del contaminante y para el caso de los óxidos de nitrógeno se diferencian las reducciones de emisión en función del tipo de combustible. Las Tablas A5.2 y A5.3 muestra las alternativas tecnológicas recomendadas.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Tabla A5.2: Tecnologías de prevención y control de emisiones desde fuentes fijas para material particulado y dióxido de azufre.

Contaminante	Medida preventiva	Medida de Control	Eficiencia de reducción (%)	Condición de los humos	Observaciones
<b>Material Particulado (MP)</b>					
Las principales fuentes son la combustión de combustibles fósiles y numerosos procesos de fabricación que recogen partículas sólidas a través de los sistemas de extracción de aire y de ventilación. Los volcanes, el spray marino, los incendios forestales y las nubes de polvo (sobre todo en climas secos y semiáridos) contribuyen a los niveles de fondo.	Cambio de combustibles (por ejemplo, seleccionando combustibles con concentraciones bajas de azufre) o reducción de la cantidad de partículas finas que se añaden a un proceso.	Filtro de Manga	99-99,7	Gas seco, t°<205°C	La aplicabilidad de este método depende de las características del gas de humos (temperatura, propiedades químicas, abrasión y carga). La relación típica aire/tejido va de 2,0 a 3,5 cfm/ft2. Pueden obtenerse concentraciones de salida de 23 mg/Nm3
		Precipitador Electrostático	97-99	Función del tipo de partículas	Como condición previa, el gas debe poder eliminar partículas grandes. La eficiencia depende de la resistividad de las partículas. Pueden obtenerse concentraciones de salida de 23 mg/Nm3
		Ciclón	74-95	No hay	Mayor eficiencia con partículas grandes. Pueden obtenerse concentraciones de salida de 30 - 40 mg/Nm3
		Lavador de gases	93-95	No hay	Deshacerse de los lodos húmedos puede suponer un problema, dependiendo de la infraestructura del lugar de la instalación. Pueden obtenerse concentraciones de salida de 30 - 40 mg/Nm3
<b>Dióxido de Azufre (SO2)</b>					
Producido principalmente por la quema de combustibles como petróleo y carbón, y también como producto derivado de algunos procesos de tratamiento de aguas residuales y de producción química.	La selección del sistema de control depende en gran medida de la concentración en los puntos de entrada. Para concentraciones de	Cambio de combustible	>90	-	Algunas alternativas son el carbón con baja concentración de azufre, el diesel ligero o el gas natural, que permiten una reducción de las emisiones de partículas de tipo sulfuroso en el combustible. Otra opción viable es la preparación o limpieza del combustible antes de la combustión, aunque puede tener efectos económicos

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Contaminante	Medida preventiva	Medida de Control	Eficiencia de reducción (%)	Condición de los humos	Observaciones
	SO2 superiores al 10%, se hace pasar la corriente de combustible a través de una planta de ácido, tanto para reducir las emisiones de SO2, como para generar azufre de alta calidad destinado a la venta. Los niveles inferiores al 10% no son lo bastante ricos para este proceso, por lo que deben utilizarse procesos de absorción o depuración en los que las moléculas de SO2 son capturadas en una fase líquida, o de adsorción, en los que se capturan en la superficie de un adsorbente sólido.	Inyección de sorbentes	30-70	--	Se inyecta calcio o cal en los gases de combustión y el sorbente adsorbe el SO2.
		Desulfurización de humo seco	70-90	-	Puede reutilizarse o desecharse
		Desulfurización de humo húmedo	>90	-	Produce yeso como producto derivado

Fuente: Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad - Guías Generales. IFC, Banco Mundial.

Tabla A5.3: Tecnologías de prevención y control de emisiones desde fuentes fijas para óxidos de nitrógeno.

		Reducción según combustible (%)			Observación
		Carbón	Petróleo	Gas	
<p>Asociados a la quema de combustibles. Pueden adoptar varias formas de óxido de nitrógeno: óxido nítrico (NO), dióxido de nitrógeno (NO<sub>2</sub>) y óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), que es también un gas causante del efecto invernadero. El término NO<sub>x</sub> funciona como amalgama entre NO y NO<sub>2</sub>, y a él se atribuyen normalmente las emisiones. En este caso NO se multiplica por la relación entre los pesos moleculares de NO<sub>2</sub> a NO y se suma a las emisiones de NO<sub>2</sub>. Los métodos de reducción de NO<sub>x</sub> parten de alteraciones en condiciones de funcionamiento; como reducir el tiempo de residencia a temperaturas máximas, reducir las temperaturas máximas incrementando las tasas de transferencia de calor o reducir al mínimo la disponibilidad de oxígeno.</p>	Modificación de combustión (en calderas)				<p>Estas modificaciones permiten reducir entre un 5 y un 95% las emisiones de NO<sub>x</sub>. El método de control de combustión empleado depende del tipo de caldera y de la técnica de quemado del combustible.</p>
	Combustión por llama con bajo nivel de exceso de oxígeno	10-30	10-30	10-30	
	Combustión en fases	20-50	20-50	20-50	
	Recirculación del gas de combustión	N/A	20-50	20-50	
	Inyección de agua/vapor	N/A	10-50	N/A	
	Quemadores bajos en NO <sub>x</sub>	30-40	30-40	30-40	
	Tratamiento de gas de combustión	Carbón	Petróleo	Gas	<p>A la hora de reducir las emisiones de NO<sub>x</sub> el tratamiento de gases de combustión resulta más efectivo que los controles de combustión. Las tecnologías utilizadas se pueden clasificar en SCR, SNCR, y adsorción. La tecnología SCR utiliza inyección de amoníaco como agente reductor para convertir NO<sub>x</sub> en nitrógeno en presencia de un catalizador en un convertidor al entrar el flujo de aire al calentador. Normalmente, parte del amoníaco se filtra, pasando a formar parte de las emisiones. La tecnología SNCR utiliza también inyección de aluminio o de derivados de la urea, sin presencia de catalizador</p>
	Reducción catalítica selectiva (SCR)	60-90	60-90	60-90	
	Reducción selectiva no catalítica (SNCR)	N/A	30-70	30-70	

Fuente: Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad - Guías Generales. IFC, Banco Mundial.

## **GUÍA SOBRE MEDIO AMBIENTE, SALUD Y SEGURIDAD PARA LAS ACERÍAS INTEGRADAS.**

Guía enfocada a los procesos de fabricación de lingotes de hierro y acero bruto o de baja aleación a partir del mineral de hierro y aleaciones de hierro. Las guías son aplicables a la fabricación de coque metalúrgico a la producción de hierro y acero primario en altos hornos y hornos básicos de oxígeno (BF y BOF); al reciclaje de los desechos de metal en hornos de arco eléctrico (HAE); a la producción de productos semiacabados y a las actividades de laminado en frío y en caliente.

No abarcan la extracción de materias primas y el procesamiento adicional de los productos semiacabados en productos acabados. Los hornos de cal no son considerados ya que existe la guía específica de fabricación de cemento, la cual es aplicable a los hornos de cal de las acerías.

### **Emisiones de Material Particulado.**

El material particulado se puede generar en cada uno de los procesos de una planta siderúrgica, además es posible encontrar emisiones de metales pesados (arsénico, cadmio, mercurio, plomo, níquel, cromo, cinc, manganeso). Tales emisiones son generadas en los hornos de coque, apagado de coque, altos hornos, convertidores al oxígeno y colada. Además se genera material particulado en las actividades de almacenamiento, transporte y carga de materias primas.

En función de cada etapa del proceso se recomiendan las siguientes técnicas de prevención y control de las emisiones de material particulado:

**Hornos de Coque:** Instalar campanas recolectoras para las pilas de los hornos de coque. Mantener y limpiar todas las emisiones fugitivas asociadas a los hornos de coque (por ejemplo, la cámara del horno, puertas del horno, puertas de nivelación, válvulas y orificios de carga, juntas de marco y tubos de subida) para garantizar un funcionamiento limpio y seguro de los mismos. Llevar a cabo una buena gestión operativa para alcanzar una operación constante y evitar, por ejemplo, el empuje verde. Adoptar medidas de carga “sin humo”. Adoptar sistemas de enfriamiento de coque en seco (CDQ). Emplear una batería de coque no recuperable. Reducir la carga de coque en los altos hornos, incluyendo el uso de inyecciones de carbón pulverizado.

**Plantas de sinter:** Recircular parcial o totalmente el gas residual en la planta de sinter, de acuerdo con la calidad y productividad del sinter. Utilizar sistemas de pulso de precipitadores electrostáticos (ESP), ESP y filtros de mangas o adoptar métodos de extracción previa de polvo (ESP o ciclones) y sistemas de lavado húmedo a alta presión

para extraer el polvo de los gases residuales. La presencia de polvo fino, compuesto principalmente de cloruros de álcali y plomo, puede limitar la eficiencia de los ESP.

**Altos Hornos:** Las emisiones de material particulado generadas por las plantas de altos hornos (BF) incluyen emisiones procedentes de la nave de colada (sobre todo, partículas de óxido de hierro y grafito) y la limpieza del gas de BF que sale de la parte superior del horno. Las medidas para prevenir y controlar las emisiones de material particulado procedentes de los altos hornos incluyen en el uso de sistemas de extracción de polvo, que suelen consistir en lavadores y precipitadores electrostáticos (ESP), antes de reutilizar los gases emitidos.

**Convertidores al Oxígeno:** Las emisiones de material particulado procedentes de los hornos básicos de oxígeno (BOF) se dan durante el pretratamiento caliente del metal (incluida la transferencia de metales calientes, la desulfuración y los procesos de desescoriado); las operaciones de carga; el soplado de oxígeno para reducir el nivel de carbono y la oxidación de las impurezas; y las operaciones de sangría. Las técnicas de prevención y control recomendadas son: Emplear controles primarios para los gases de combustión originados en los BOF, incluidos lavadores Venturi con o sin técnicas de combustión total. Instalar controles secundarios para capturar los gases emitidos durante el proceso de BOF. Encapsular los conductos de colada de metal con extractores calibrados.

**Colada continua y moldeo:** En la zona de moldeo (lingotes y colada continua), el material particulado y los metales son el resultado de la transferencia del acero fundido hasta el molde y del recorte de la longitud del producto por medio de antorchas de oxígeno gas durante la colada continua. Los tubos de escape se equiparán con filtros y otros equipos de reducción, especialmente en los talleres de moldeo, laminado y acabado, siempre que sea necesario.

### **Emisiones de Óxidos de Nitrógeno.**

Las emisiones de óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) se producen debido a la alta temperatura de los hornos y a la oxidación del nitrógeno. Las emisiones de  $\text{NO}_x$  se asocian con las operaciones de sinter; las operaciones de las plantas de peletización; la combustión de combustible para el caldeo de los hornos de coque, incluida la combustión de gas reciclado de los hornos de coque; recuperadores de altos hornos y estufas en el proceso de BF; el uso de gases de proceso o de altas temperaturas de combustión en los hornos de recalentamiento y recocido; y del decapado mixto con ácido, entre otras fuentes.

## **INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Aparte de las técnicas descritas en la Guía General se recomienda: La aplicación de la recirculación de gases residuales. El uso de baterías de horno con sistemas de suministro de aire multifásicos. La adopción de combustión suprimida en los BOF.

### **Emisiones de Dióxido de Azufre.**

Las emisiones de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) se asocian principalmente con la combustión de compuestos de azufre en la alimentación del sinter, principalmente introducidos a través del polvo de coque. Las emisiones de SO<sub>2</sub> también pueden proceder del proceso de induración en la peletización y del calentamiento de los hornos de coque. El nivel de emisiones de SO<sub>2</sub> en los gases residuales generados por los hornos de recalentamiento y recocido depende del contenido en azufre del combustible empleado.

Aparte de las recomendaciones generales se cuentan las siguientes recomendaciones específicas para la industria del acero: La selección de materias primas con bajo contenido en azufre. Minimizar el contenido en azufre del combustible. Añadir absorbentes como cal hidratada [Ca(OH)<sub>2</sub>], óxido de calcio (CaO) o cenizas volátiles con un alto contenido en CaO, que se inyectarán en el orificio de salida de los gases de escape antes de su filtración. Instalar sistemas de depuración de gas en húmedo en el sistema dedicado a la recolección y extracción de polvo. Utilizar una inyección con lavador húmedo de una mezcla de pasta que contenga carbonato cálcico (CaCO<sub>3</sub>), CaO, o Ca(OH)<sub>2</sub>. Emplear lavadores secos cuando sea necesario.

### **Emisiones de Monóxido de Carbono.**

Las fuentes de monóxido de carbono (CO) incluyen los gases residuales procedentes de la banda de sinterización, hornos de coque y convertidores al oxígeno. El CO se origina durante la oxidación del coque en los procesos de fusión y reducción, así como durante la oxidación de los electrodos de grafito y del carbono procedente del baño de metal durante las fases de fusión y refinado en los HAE. Los métodos recomendados para prevenir y controlar las emisiones de CO incluyen: La captura total de los gases emitidos del horno de coque y convertidores al oxígeno. El reciclado de los gases que contengan CO.

## **GUÍA SOBRE MEDIO AMBIENTE, SALUD Y SEGURIDAD PARA LA FABRICACIÓN DE CEMENTO Y CAL.**

Las emisiones al aire en la fabricación de cemento y cal son consecuencia de la manipulación y almacenamiento de materiales intermedios y finales, y del funcionamiento de hornos, enfriadores de clínker y molinos. Actualmente se utilizan varios tipos de hornos

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

para la fabricación de cemento (con precalentador-precalcinador (PCP), con precalentador (PC), largos de proceso seco (LS), semisecos, semihúmedos y de proceso húmedo). Los hornos PCP suelen ser mejores en lo que a desempeño ambiental se refiere. Aunque aún siguen funcionando hornos de eje, por lo general sólo son viables desde un punto de vista económico para las plantas pequeñas, de modo que su número se está reduciendo con la renovación de las instalaciones. En el caso de la fabricación de cal, existen cuatro tipos básicos de hornos que se utilizan para fabricar distintos tipos (reactividad) de cal viva: giratorios, de eje vertical (más de 10 variedades), de parrilla móvil y de calcinación con gas en suspensión.

### **Emisiones de Material Particulado.**

En el caso de las emisiones de partículas asociadas con la manipulación y el almacenamiento de materiales intermedios y finales (incluido el triturado y la molienda de las materias primas), la manipulación y almacenamiento de combustibles sólidos, el transporte de materiales (p. ej. mediante camiones o cintas transportadoras) y las actividades de empaquetado, las técnicas recomendadas para la prevención y control de la contaminación incluyen las siguientes:

- Utilizar un diseño simple y lineal en las operaciones de manipulación de los materiales para reducir la necesidad de múltiples puntos de transferencia;
- Utilizar cintas transportadoras cerradas para el transporte de los materiales y para el control de las emisiones en los puntos de transferencia;
- Limpiar las cintas de retorno en los sistemas de cintas transportadoras;
- Almacenar las materias primas trituradas y premezcladas en naves cubiertas o cerradas;
- Almacenar el carbón pulverizado y el coque de petróleo en silos;
- Almacenar los combustibles derivados de residuos en zonas protegidas del viento y de otros factores climáticos;
- Almacenar el clínker en silos cubiertos / cerrados o en silos dotados de extracción automática de polvo;
- Almacenar el cemento en silos con un sistema automático de recarga y carga de las tolvas a granel;
- Almacenar la cal quemada cribada por tamaños en depósitos o silos y almacenar los granos finos de cal hidratada en silos sellados;
- Implementar un mantenimiento y organización adecuados de la planta para mantener al mínimo las pequeñas fugas y filtraciones de aire;
- Manipular el material (p.ej. durante las operaciones de triturado, molienda de crudo y molienda del clínker) en sistemas cerrados mantenidos mediante extractores a una presión negativa. Recoger el aire de ventilación y eliminar el polvo utilizando ciclones y filtros de bolsa;

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- Implementar, en la medida en que sea posible, sistemas automáticos de llenado y manipulación de los sacos, incluido:
- Emplear una máquina giratoria para rellenar los sacos dotada de un alimentador automático de sacos de papel y control de emisiones fugitivas
- Utilizar un control automático de peso para cada saco durante la descarga
- Utilizar cintas transportadoras para transportar los sacos hasta las empacadoras
- Almacenar las paletas acabadas en naves cubiertas para su posterior envío

Para las emisiones de partículas asociadas con el funcionamiento de hornos, enfriadores de clínker y molinos, incluido el quemado de clínker y caliza, las técnicas recomendadas de prevención y control, además de mantener el buen funcionamiento de los hornos, son:

- Recoger mediante filtros el polvo de los hornos y los enfriadores, y reciclar las partículas recuperadas en la alimentación del horno y en el clínker, respectivamente;
- Utilizar precipitadores electrostáticos (PEE) o filtros de tela (depuradores de filtro) para recoger y controlar las emisiones de partículas finas de los gases que generan los hornos;
- Utilizar ciclones para separar las partículas gruesas de los gases más fríos, y posteriormente filtros de manga;
- Recoger mediante filtros de tela el polvo generado en la molienda y reciclarlo en el interior del molino.

### **Emisiones de Óxidos de Nitrógeno.**

Las emisiones de óxido de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) se generan durante el proceso de combustión a altas temperaturas de los hornos de cemento. Las técnicas de prevención y control recomendadas, además de garantizar el buen funcionamiento de los hornos, son las siguientes:

- Mantener el flujo de aire secundario tan bajo como sea posible (p.ej. reducción de oxígeno);
- Enfriar la llama añadiendo agua al combustible o directamente a la llama (p.ej. disminución de la temperatura o incremento de la concentración de radical hidroxilo). Enfriar la llama puede tener un impacto negativo en el consumo de combustible, provocando un aumento de éste en 2–3 por ciento y, por tanto, un incremento proporcional de las emisiones de dióxido de carbono;
- Utilizar quemadores de bajo  $\text{NO}_x$  para evitar focos de emisión localizada;
- Desarrollar un proceso de combustión en etapas, como el que se aplica en los hornos precalentadores-precalcinadores (PCP) y precalentadores (PC).

**Emisiones de Dióxidos de Azufre.**

Las emisiones de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) en la fabricación de cemento están asociadas, principalmente, con el contenido en azufre volátil o reactivo de las materias primas<sup>6</sup> y, en menor medida, con la calidad de los combustibles utilizados para la generación de energía. Las técnicas recomendadas de control de la contaminación para reducir el SO<sub>2</sub>, además de garantizar el buen funcionamiento de los hornos, incluyen las siguientes:

- Utilizar un molino vertical y los gases que pasan por el molino para recuperar energía y reducir el contenido en azufre del gas. En el interior del molino, el gas que contiene óxido de azufre se mezcla con el carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>) de los metales brutos y genera sulfato de calcio (yeso);
- Seleccionar un combustible con bajo contenido en azufre;
- Inyectar en los gases de escape absorbentes como cal hidratada (Ca(OH)<sub>2</sub>), óxido de calcio (CaO) o cenizas finas con un alto contenido en CaO antes de utilizar los filtros;
- Utilizar lavadores de gases húmedos o secos.

**GUÍA SOBRE MEDIO AMBIENTE, SALUD Y SEGURIDAD PARA FABRICACIÓN DE VIDRIO.**

La fabricación de vidrio es una actividad que se realiza a altas temperaturas e intensiva en términos de energía, lo que provoca la emisión de subproductos de combustión (dióxido de azufre, dióxido de carbono y óxidos de nitrógeno) y la oxidación a altas temperaturas del nitrógeno atmosférico. Las emisiones de los hornos también pueden contener material particulado (MP) y reducidos niveles de metales. Los hornos de fusión generan entre un 80 y un 90 por ciento del total de emisiones de contaminantes a la atmósfera procedentes de las instalaciones de producción de vidrio. Las emisiones generadas durante las fases de formación y acabado están relacionadas con los distintos tipos de procesos de producción de vidrio. Las prensas en contenedor y máquinas de soplado generan la mayor parte de las emisiones mediante el contacto entre el vidrio fundido (la “gota”) y lubricantes de equipos. La fabricación de vidrio plano, vidrio para envases, vajillas y la producción de vidrio artístico también generan emisiones relacionadas con la combustión durante el proceso de recocido, cuando el producto de vidrio se mantiene a 500–550°C en un proceso controlado de refrigeración en el “túnel de recocido” (horno de recocido).

Los productores deben estudiar la posibilidad de reducir el peso de los envases y las vajillas como una forma eficaz de reducir el impacto ambiental aumentando la cantidad de productos que pueden fabricarse a partir de un peso determinado de vidrio fundido.

**Emisiones de Material Particulado.**

Las partículas constituyen contaminantes significativos generados por las instalaciones de fabricación de vidrio. Todos los subsectores de la industria de fabricación de vidrio emplean materias primas en polvo y granuladas. El almacenamiento y la mezcla de materias primas son actividades comunes a todos los subsectores de la industria del vidrio. Las emisiones de polvo son consecuencia del transporte, la manipulación, el almacenamiento y la mezcla de materias primas. El polvo generado durante estos procesos suele ser más grueso que las partículas emitidas por los procesos en caliente, que registran un tamaño inferior a 1 µm, aunque las partículas pequeñas se aglutinan rápidamente para formar partículas de mayor tamaño. Mientras que el polvo emitido durante los procesos de manipulación constituye principalmente un problema para la seguridad y la higiene en el trabajo (OHS), los MP generados durante los procesos calientes en el taller de composición representan un posible problema ambiental.

Las principales fuentes de emisiones de MP fina a la atmósfera como resultado del proceso de fusión consisten en la combinación de compuestos volátiles de la mezcla y flujo de fusión con óxidos de azufre empleados para producir compuestos que se condensan en forma de gases residuales de horno, la transferencia de materiales finos en la mezcla y la combustión de ciertos combustibles fósiles.

Las medidas de prevención y control para reducir las emisiones de partículas incluyen:

- Una mayor utilización del polvo de vidrio;
- La optimización del diseño y la geometría del horno para facilitar la reducción de la temperatura del horno;
- El uso de combustible con bajo contenido en azufre.
- La incorporación de consideraciones relativas a los patrones de carga del material, tamaño del grano y optimización de la humedad.

**Emisiones de Óxidos de Nitrógeno.**

Las principales fuentes de emisión de óxido de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) son la generación de NO<sub>x</sub> térmico provocada por las altas temperaturas del horno, la descomposición de los compuestos de nitrógeno en la mezcla de materiales y la oxidación del nitrógeno presente en los combustibles. Las modificaciones convencionales del proceso primario se basan normalmente en las siguientes técnicas o en una combinación de las mismas: Un índice reducido de aire / combustible, la combustión por fases, quemadores sellados de NO<sub>x</sub> reducido y la elección de combustible. Una medida efectiva adicional consiste en operar los hornos en condiciones levemente reducidas.

Es importante minimizar el suministro de aire de combustión de los hornos para mejorar la eficiencia energética y limitar la formación de  $\text{NO}_x$ . Se recomienda por lo general mantener un 0,7–1 % de  $\text{O}_2$  en los hornos de fusión y un 1– 2 % de  $\text{O}_2$  en los hornos de llama longitudinal, medido a la salida de la cámara de combustión, y supervisar el nivel de monóxido de carbono (CO), que deberá mantenerse al mínimo (de 200–300 ppm a 1.000 ppm de CO como máximo).

**Emisiones de Óxidos de Azufre.**

La presencia de óxido de azufre ( $\text{SO}_x$ ) en los gases residuales procedentes de los hornos de vidrio depende del contenido en azufre del combustible y del contenido en sulfito / sulfato / sulfuro de las materias primas, especialmente la adición de sodio o sulfato de calcio para la oxidación del vidrio.

Las técnicas de control de la contaminación recomendadas para reducir las emisiones de dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) incluyen, entre otras:

- El uso de combustibles con bajo contenido en azufre y, en particular, de gas natural;
- La reducción en la cantidad de sodio o sulfato de calcio en la mezcla de materiales.
- Por lo general, cuando se emplea gas natural como combustible, el nivel de  $\text{SO}_x$  en los gases de escape es reducido. En caso de querer reducir aún más las emisiones de gas ácido, se utilizará por ejemplo un combustible que contenga azufre, pudiendo emplear las siguientes técnicas:
- Un lavador seco en el que se inyectan materiales basados en calcio o sodio en los productos de la corriente de gases de combustión antes de filtrar los gases residuales;
- La instalación de lavadores semihúmedos (lavadores reactivos o reactores de enfriamiento), que se caracterizan por añadir algunas sustancias químicas reactivas básicas (de calcio y sodio) que se disuelven en el agua de lavado (reducción en húmedo).
- Cuando se emplea el proceso de absorción en seco (como sucede con la reducción del  $\text{SO}_2$  y / o del cloruro de hidrógeno [HCl] o el fluoruro de hidrógeno [HF] con bicarbonato de sodio [ $\text{NaHCO}_3$ ] o cal hidratada [ $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ]), las bolsas filtrantes suelen ser más eficaces que los ESP, dado que cuentan con una superficie de contacto más amplia y un prolongado tiempo de contacto sólido-gas.

## **GUÍA SOBRE MEDIO AMBIENTE, SALUD Y SEGURIDAD PARA FABRICACIÓN DE BALDOSAS CERÁMICAS Y ARTEFACTOS CERÁMICOS.**

Las emisiones asociadas a procesos de combustión surgen del proceso de cocción de artículos cerámicos. Respecto del material particulado, sólo se mencionan técnicas de prevención y control asociadas a emisiones fugitivas.

En cuanto a los óxidos de azufre algunas de las técnicas de prevención y control de las emisiones son:

- Utilizar combustibles con un bajo contenido de azufre, como el gas natural o el gas licuado de petróleo;
- Utilizar materias primas y aditivos con bajo contenido de azufre, a fin de reducir los niveles de este elemento en los materiales procesados;
- Optimizar el proceso de calentamiento y la temperatura de cocción, que debe reducirse al rango más bajo (por ejemplo, hasta 400°C), y
- Utilizar lavadores de gases húmedos o en seco. Si la sorción seca no es capaz de producir una concentración suficiente de gas limpio, utilizar lavadores de gases húmedos (por ejemplo, lavadores reactivos o reactores de enfriamiento) agregando productos químicos reactivos básicos (por ejemplo, a base de calcio o de sodio) disueltos en el agua de lavado (reducción por vía húmeda).

Respecto de los óxidos de nitrógeno se recomiendan las siguientes medidas:

- Optimizar la temperatura de la llama máxima en el horno y utilizar un control computarizado de la cocción;
- Reducir el contenido de nitrógeno en las materias primas y los aditivos, y
- Utilizar quemadores de baja emisión de NO<sub>x</sub>.

### **Respecto de los Cloruros y Fluoruros:**

Los cloruros y los fluoruros son contaminantes que se encuentran en los gases de desecho de los hornos de cerámica, generados por las impurezas de los materiales que conforman la arcilla. La utilización de aditivos y agua que contienen cloruros durante la preparación de las materias primas puede generar emisiones de ácido clorhídrico. El ácido fluorhídrico se puede generar por la descomposición de los fluorosilicatos de la arcilla.

Algunas de las medidas recomendadas para prevenir y controlar las emisiones de cloruro y fluoruro son:

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- Utilizar materias primas y aditivos con bajo contenido de flúor, que pueden utilizarse para diluir las emisiones en el material procesado, y
- Utilizar lavadores de gas secos. Tanto el ácido fluorídrico como el ácido clorhídrico se pueden controlar con absorbentes básicos, como el bicarbonato de sodio ( $\text{NaHCO}_3$ ), el hidróxido de calcio [ $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ] y la cal, en seco o con humedad.

## GUÍA SOBRE MEDIO AMBIENTE, SALUD Y SEGURIDAD PARA REFINACIÓN DE PETRÓLEO.

Las emisiones de gases de escape y gases de combustión (dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ) y monóxido de carbono ( $\text{CO}$ )) en el sector de la refinación del petróleo proceden de la combustión del gas y del fuel-oil o gasóleo de las turbinas, las calderas, los compresores y otros motores para generar energía y calor. Los gases de combustión se producen también en las calderas de calor residual asociadas a algunas unidades de proceso durante la regeneración continua del catalizador o durante la combustión del coque de petróleo. Los gases de combustión se emiten a la atmósfera desde la chimenea de la unidad de soplado del betún, desde el regenerador de catalizador de la unidad de craqueo catalítico en lecho fluido (FCCU) y de la unidad de craqueo catalítico de residuos (RCCU), así como en la planta de azufre, que puede contener pequeñas cantidades de óxidos de azufre. Para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno deben utilizarse quemadores de bajo  $\text{NO}_x$ .

### Operación de venteo y quema en antorcha.

El venteo y la quema en antorcha de gases son importantes medidas operativas y de seguridad utilizadas en las instalaciones de refino de petróleo para garantizar que los vapores y los gases se eliminen de manera segura. Los hidrocarburos de petróleo se emiten en los procesos de venteo de emergencia y en las descargas de las válvulas de seguridad, y se recogen en la red de extracción para ser quemados.

El gas sobrante no debe eliminarse por venteo, sino que se debe enviar a un sistema de quema en antorcha de gases para su eliminación. Se podría aceptar el venteo de emergencia en circunstancias específicas en las que no es posible quemar la corriente de gas, sobre la base de un estudio preciso del riesgo y será necesario proteger la integridad del sistema. Se deberá documentar exhaustivamente la justificación para no utilizar un sistema de quema de gases antes de considerar la función de venteo de emergencia.

En el proceso de quema de gas se deberán tener en cuenta las siguientes medidas de prevención y control de la contaminación:

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- Implementar medidas, en la mayor medida posible, para disminuir las fuentes de emisiones de gas;
- Utilización puntas de antorcha eficientes y optimización del tamaño y cantidad de las boquillas de combustión;
- Potenciación al máximo de la eficiencia de la combustión de la antorcha mediante el control y optimización del flujo de combustible / aire / vapor, para asegurar una proporción correcta entre las corrientes principal y auxiliar de alimentación a la antorcha;
- Reducción al mínimo, sin poner en peligro la seguridad, del gas destinado a la antorcha, procedente de purgas y pilotos, mediante medidas que incluyan la instalación de dispositivos de reducción de los gases de purga, unidades de recuperación de gases para la quema, gases de purga inertes, tecnología de válvulas de asiento de elastómero, cuando proceda, e instalación de pilotos de protección;
- Reducción al mínimo del riesgo de que se apague el piloto garantizando la suficiente velocidad de salida y facilitando dispositivos de protección contra el viento;
- Utilización de un sistema fiable de encendido del piloto;
- Instalación de sistemas de protección de la presión de instrumentos de alta integridad, cuando resulte apropiado, para disminuir las situaciones de sobrepresión y evitar o reducir situaciones de quema en antorcha;
- Instalación, cuando proceda, de recipientes de expansión para evitar las emisiones de condensado;
- Reducción al mínimo del arrastre o la suspensión de líquidos en la corriente de gas de alimentación de la antorcha con un sistema apropiado de separación de líquidos;
- Reducción al mínimo de los desprendimientos de llama y avances de llamas;
- Hacer funcionar la antorcha de modo que permita controlar los olores y las emisiones visibles de humos (sin humo negro);
- Colocar la antorcha a una distancia de seguridad de las comunidades locales y de los trabajadores, incluidas las dependencias destinadas al alojamiento de los trabajadores;
- Implantación de programas de mantenimiento y de sustitución de los quemadores para garantizar la máxima eficiencia continua de la antorcha;

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- Medición del gas destinado a la antorcha.

### Óxidos de Azufre.

Las emisiones de óxidos de azufre ( $\text{SO}_x$ ) y de sulfuro de hidrógeno pueden proceder de las calderas, los calentadores y otros equipos de procesos, en función del contenido en azufre del petróleo crudo procesado. Pueden producirse emisiones de dióxido y trióxido de azufre en la regeneración del ácido sulfúrico en el proceso de alquilación con ácido sulfúrico. El dióxido de azufre de los gases residuales de una refinería puede tener niveles de concentración iniciales de 1.500 –7.500 miligramos por metro cúbico ( $\text{mg}/\text{m}^3$ ).

Entre las medidas recomendadas para minimizar y prevenir la contaminación se incluyen las siguientes:

- Reducir al mínimo las emisiones de  $\text{SO}_x$ , en la medida que sea viable, a través de la desulfuración de los combustibles, o dirigiendo la utilización de combustibles con alto contenido de azufre a unidades equipadas con controles de emisiones de  $\text{SO}_x$ .
- Recuperar el azufre de los gases de cola utilizando unidades de recuperación de azufre de gran eficiencia (por ejemplo, unidades Claus);
- Instalar dispositivos de precipitación de nieblas (por ejemplo, dispositivos de precipitación electrostáticos o dispositivos antivaho) para eliminar el vapor de ácido sulfúrico;
- Instalar lavadores de gas con una solución de hidróxido sódico para tratar los gases de combustión procedentes de las torres de absorción de la unidad de alquilación.

### Material Particulado.

Las emisiones de partículas sólidas en las unidades de la refinería están asociadas a los gases de combustión procedentes de los hornos, las partículas finas de catalizador emitidas por las unidades de regeneración de craqueo catalítico fluidizado y otros procesos basados en catalizadores, la manipulación del coque y las partículas finas y las cenizas generadas durante la incineración de los lodos. Las partículas sólidas pueden contener metales (por ejemplo, vanadio y níquel). Las medidas para controlar las partículas sólidas pueden también contribuir al control de las emisiones de metales procedentes de la refinación del petróleo.

Entre las medidas recomendadas para minimizar y prevenir la contaminación se incluyen las siguientes:

- Instalar ciclones, dispositivos de precipitación electrostáticos, filtros de bolsa y lavado en húmedo para reducir las emisiones de partículas sólidas en los puntos de

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

emisión. La combinación de estas técnicas puede conseguir una disminución de partículas sólidas superior al 99 por ciento;

- Implementar técnicas para la reducción de emisiones de partículas sólidas durante la manipulación del coque; entre ellas:
  - Almacenar el coque a granel en recintos cerrados protegidos
  - Mantener el coque constantemente húmedo
  - Cortar el coque en una trituradora y transportarlo a un silo de almacenamiento intermedio (Hydrobins)
  - Rociar el coque con una capa fina de petróleo para adherir el polvo fino al coque
  - Utilizar cintas transportadoras cubiertas con sistemas de extracción para mantener una presión negativa
  - Utilizar sistemas de aspiración para extraer y recoger el polvo de coque
  - Transportar en forma neumática las partículas finas recogidas en los ciclones a un silo fijo con filtros de aire de salida y reciclar dichas partículas almacenándolas

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

## ANEXO 6: RESUMEN DE LAS NORMAS SUDAMERICANAS

### ARGENTINA

**TÍTULO:** “Establece las condiciones y requerimientos que deberán cumplir las empresas u organismos responsables del diseño, construcción y/u operación de centrales térmicas de generación de energía eléctrica, sea cual fuere su naturaleza jurídica. Cumplimiento de la legislación ambiental. Límites a la emisión de contaminantes gaseosos. Medición de los niveles de contaminación.” Resolución Secretaría de Energía y Minería 0108/2001.

Año de publicación:	2001
Entrada en vigencia:	1 de febrero del 2001
Tipo de fuente emisora:	Plantas térmicas de generación eléctrica
Excepciones:	No hay
Contaminante:	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , MPT
Tipo de combustible:	Fuel oil (u otro combustible líquido), Gas natural y carbón mineral (u otro combustible fósil sólido).

Tipo de caldera	Combustible	Límite máximo de emisión (mg/m <sup>3</sup> N)		
		SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	MPT (1)
Turbovapor (turbina movida por vapor a alta presión)	Fuel-oil (u otro combustible líquido)	1700	600	140
	Gas Natural	-	400	6
	Carbón mineral (u otro combustible sólido de origen fósil)	1700	900	120
Turbogas (turbina movida por combustión)	Gas Natural	-	100	6
	Combustibles líquidos	(2)	100	20

(1) Material particulado total.

(2) Los contenidos de azufre de los mismos no deberán superar el 0,5%, como indicación indirecta del nivel de emisión de SO<sub>2</sub>.

Utilizando dos o más combustibles simultáneamente en calderas, los límites superiores se calcularán en base al porcentaje de calorías aportadas por cada uno de ellos.

Los límites de emisiones para centrales de ciclo combinado serán similares a los establecidos para las Centrales Turbogas.

Respecto a los valores indicados como máximos para las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), estos rigen de la siguiente manera:

- Para Centrales nuevas o ampliaciones que se autoricen e instalen en el futuro, desde la vigencia de la presente resolución.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- Para Centrales con instalaciones que fueron autorizadas hasta el presente con posterioridad a la fecha de vigencia de la Ley N° 24.065, serán válidos los límites vigentes a la fecha de publicación de la presente resolución.
- Para el caso de Centrales existentes, no comprendidas en las categorías anteriores, no regirán los valores máximos de emisión de NO<sub>x</sub> establecidos en la presente resolución.

### Medición de los niveles de contaminación.

Establece que las unidades generadoras en las Centrales Térmicas deberán contar con instalaciones de medición de emisiones contaminantes gaseosas que permitan la realización de los siguientes registros:

- a) Centrales Turbovapor:
  - Con equipos iguales o menores a los 75 MW de potencia unitaria, se realizarán mediciones periódicas de concentración de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, O<sub>2</sub> y MPT, con la frecuencia que establezca el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE).
  - Con equipos mayores a los 75 MW de potencia unitaria, se realizarán mediciones continuas con detectores automáticos y registradores gráficos de concentración de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, O<sub>2</sub> y MPT (u opacidad), en cada una de las chimeneas principales.
  - Unidades de cualquier potencia que solamente puedan utilizar gas natural como combustible, deberán realizar mediciones trimestrales de NO<sub>x</sub> y MPT.
- b) Centrales Turbogas:
  - Mediciones periódicas de concentración de NO<sub>x</sub>, O<sub>2</sub> y MPT, con la frecuencia que establezca ENRE.
  - Análisis mensual del contenido de azufre del combustible, cuando se utilice combustible líquido.
- c) Centrales de ciclo combinado:
  - Sin agregado de combustible adicional en el recuperador de calor, se deberán realizar las mediciones indicadas para Centrales Turbogas.
  - Con agregado de gas natural como combustible adicional al recuperador de calor, se deberán realizar las mediciones indicadas para Centrales Turbogas.
  - Con agregado de combustibles líquidos livianos adicional en el recuperador de calor, se deberán realizar análisis periódicos de NO<sub>x</sub>, O<sub>2</sub> y MPT con la frecuencia que indique el ENRE y un análisis mensual del contenido de azufre del combustible.
  - Con agregado de fuel oil adicional al recuperador de calor, se deberá instalar detectores automáticos continuos y registradores gráficos que indiquen la concentración de SO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, MPT (u opacidad) y NO<sub>x</sub>, en las chimeneas de las calderas de recuperación, cuando la suma de la potencia del turbovapor y turbogas sean iguales o superiores a los 250 MW.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

## URUGUAY

Según información revisada en la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA) de Uruguay, no existe ninguna norma que regule las emisiones desde fuentes fijas. Al año 2010 se menciona que se utilizan estándares internacionales, actualmente se está elaborando nueva propuesta para fuentes fijas.

A continuación se presentan los estándares de emisión por ramo específico, contenidos en la "Propuesta de estándares emisiones gaseosas de fuentes fijas" (Septiembre del 2011).

### Límite de emisión, combustión para generación de energía.

	Combustible	SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	NO <sub>x</sub> como NO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	MP (mg/Nm <sup>3</sup> )	CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	Oxígeno Seco (%)
TURBINAS	Gas natural	-	100	-	-	15
	Líquido	400 80 <sup>(1)</sup>	150	50	-	15
MOTORES	Gas Natural	-	200 <sup>(2)</sup> 400 <sup>(3)</sup>	-	-	15
	Líquido	600	1850 <sup>(4)</sup> 2000 <sup>(3)</sup>	50	-	15
CALDERAS (Potencia térmica mayor a 40MW)	Gas	-	400	-	-	3
	Líquido	1700	600	50	-	3
	Sólido	1400 <sup>(5)</sup>	900	50	-	6
CALDERAS (Potencia térmica mayor o igual a 12MW y menor a 40 MW)	Gas	-	400	-	-	3
	Líquido	5100	600	250	-	3
	Sólido	4250 <sup>(5)</sup>	900	250	1500	6
CALDERAS (Potencia térmica mayor o igual a 5 MW y menor a 12 MW)	Gas	-	400	-	-	3
	Líquido	5100	600	350	-	3
	Sólido	4250 <sup>(5)</sup>	900	350	2000	6

(1) a partir de la puesta en funcionamiento de la planta desulfuradora de ANCAP.

(2) encendido a chispa.

(3) combustible dual.

(4) encendido de compresión.

(5) no será de aplicación si el combustible no contiene azufre.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

La frecuencia de monitoreo de todos los contaminantes se determina según la siguiente tabla:

Potencia térmica (MW)	Frecuencia de monitoreo
Mayor o igual a 40 <sup>1,2</sup>	Continuo
Entre 12 y 40 <sup>2</sup>	4 veces al año
Entre 5 y 12 <sup>2</sup>	1 vez al año

Los emprendimientos que utilicen biomasa como combustible el 100% del tiempo de operación en régimen están exentos de monitorear SO<sub>2</sub>.

### Fabricación de Clinker y Cal.

Límites máximos de emisión a la atmósfera (corregidos al 7% de oxígeno).

Contaminante	Unidad	
	Hornos de producción de clinker y cal	Otras fuentes (molinos, enfriador de clinker, envasado, entre otras)
MP (mg/Nm <sup>3</sup> )	75	50
SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	500	
NO <sub>x</sub> como NO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	850	
Cd+Tl y sus compuestos (expresados en Cd +Tl) (mg/Nm <sup>3</sup> )	0.07	
Hg y sus compuestos (expresado en Hg) (mg/Nm <sup>3</sup> )	0.07	
Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V y sus compuestos (expresados en Sb+As+Pb+Cr+Co+Cu+Mn+Ni+V) (mg/Nm <sup>3</sup> )	0.7	

Los estándares propuestos son válidos para producción de Clinker y cal en las siguientes condiciones:

- Uso de combustibles tradicionales.
- Sustitución de combustibles tradicionales por combustibles alternativos que cumplan las restricciones técnicas que establezca DINAMA (PTR).

La frecuencia de monitoreo para los contaminantes MP, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> se determina según la siguiente tabla:

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Unidad	Frecuencia de monitoreo
Chimenea de hornos de clinker	Continuo
Hornos de cal con capacidad de producción mayor o igual a 50 ton/d	Continuo
Hornos de cal con capacidad de producción entre 20 ton/d y 50 ton/d	3 veces al año
Hornos de cal con capacidad de producción inferior o igual a 20 ton/d	1 vez al año
Enfriador de clinker	Continuo
Otras fuentes	1 vez al año

La frecuencia de monitoreo de metales será anual.

### Fabricación de pasta de celulosa y papel.

Límites máximos de emisión a la atmósfera (corregidos al 7% de oxígeno).

	MP (mg/Nm <sup>3</sup> )		SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )		NOx como NO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )		TRS (mgH <sub>2</sub> S/Nm <sup>3</sup> )	
	Menor a 150.000 TSA/año	Mayor a 150.000 TSA/año	Menor a 150.000 TSA/año	Mayor a 150.000 TSA/año	Menor a 150.000 TSA/año	Mayor a 150.000 TSA/año	Menor a 150.000 TSA/año	Mayor a 150.000 TSA/año
Caldera de recuperación	100	70	100	50	500	280	9	9
Horno de cal	100	70	100	50 <sup>1</sup> 500 <sup>2</sup>	500	280 <sup>3</sup> 500 <sup>4</sup>	19	19
Tanque de disolución	0.1 kg/kgSS de licor negro	0.1 kg/kgSS de licor negro	-	-	-	-	0.016 kg/kgSS de licor negro como H <sub>2</sub> S	0.016 kg/kgSS de licor negro como H <sub>2</sub> S

1 quema de combustible líquido sin gases no condensables.

2 quema de combustible líquido con gases no condensables u otro energético que los contenga.

3 combustible líquido.

4 gases no condensables y metanol junto con polvo de biomasa, combustible fósiles, o gases de pirolisis.

TSA: Toneladas secas al aire.

SS: Sólidos secos.

La frecuencia de monitoreo de todos los contaminantes se determina según la siguiente tabla:

Producción (Ton/año)	Frecuencia de monitoreo
Mayor o igual a 150.000	Continuo
Menor o igual a 150.000	4 veces al año

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### Refinación de petróleo.

Límites máximos de emisión a la atmósfera (corregidos al 3% de oxígeno).

Instalaciones	NOx como NO2 (mg/Nm3)		SO2 (mg/Nm3)		CO (mg/Nm3)		MP (mg/Nm3)		H2S (ppm)		Ni - V mg/Mn3
	Gas de refinaria	Combustible líquido	Gas de refinaria	Combustible líquido	Gas de refinaria	Combustible líquido	Gas de refinaria	Combustible líquido	Gas de refinaria	Combustible líquido	
Hornos y calderas (1)	450	450	500	5100	1500	1500	50	150	10		
Regeneración de catalizadores en unidades de craqueo catalítico de lecho fluido (FCC) con caldera de CO	600	600	500	5100	500	500	50	150	10		Ni: 1 mg/Nm3. V: 5 mg/Nm3.
Planta de recuperación de azufre						-			10		

Nota: gas seco al 3% de oxígeno.

(1) incluye los hornos de las plantas de recuperación de azufre.

Plantas de recuperación de azufre: 97% de recuperación mínima durante todo el ciclo de vida de la instalación.

Se deberán monitorear en forma continua todos los contaminantes que correspondan a los emitidos en cada unidad de combustión, con excepción H<sub>2</sub>S en calderas y hornos para los cuales se estable monitoreo discreto tres veces al año.

### Fundición de metales, Acería, Fabricación de arrabio.

Contenido en oxígeno 3% seco para combustibles líquidos y gaseosos, 6% seco para combustibles sólidos.

Límites máximos de emisión a la atmósfera.

Contaminante	Estándar (mg/Nm <sup>3</sup> )
MP	50
CO	300
Pb, Cd y sus compuestos	2
Cr, Ni y sus compuestos	5
Cu y sus compuestos (fundición no ferrosa)	5 (20) para fundición de Cu y sus aleaciones
HCl (fundentes de cloruro y acería)	10
HF (fundentes de fluoruro y acería)	10
SO2	500
NOx como NO2	700

Hornos de recalentamiento y tratamientos térmicos: Opacidad: 1,5 en escala de Ringelmann.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

La frecuencia de monitoreo de todos los contaminantes se determina según la siguiente tabla:

Capacidad de producción instalada	Contaminante	Frecuencia de monitoreo
Mayor a 50 Ton/año	Todos los contaminantes	3 veces al año
Menor a 50 Ton/año	Material particulado y metales	1 vez al año

Nota: En los procesos en que se incorpora oxígeno puro, o las emisiones fugitivas se derivan a la chimenea que evacua las emisiones del horno, o se utiliza aire ambiente para disminuir la temperatura de las emisiones, la DINAMA evaluará en cada caso, la forma en que se realizarán los monitoreos de emisiones, y la referencia al contenido de oxígeno, de modo que las mediciones de contaminantes no se vean afectadas por dilución de las emisiones al aire.

### Otros emisores.

Los estándares que se proponen en esta sección serán de aplicación a toda actividad industrial excepto las actividades específicas que cuentan con estándares particulares (procesos de combustión, procesos de fabricación de clinker y cal, procesos de fundición, incineración de residuos, fabricación de celulosa y papel, y refinería de petróleo).

Límites máximos de emisión a la atmósfera.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Contaminante	Concentración	Observaciones
Opacidad (escala Ringelmann)	1	Equivale a 20% de opacidad
MP (mg/Nm <sup>3</sup> )	200 50 <sup>(1)</sup>	<sup>(1)</sup> material particulado que contenga sustancias tóxicas
NOx como NO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	350 1500 <sup>(2)</sup>	<sup>(2)</sup> Fabricación de vidrio
SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	1000	
COV Totales (mg C/Nm <sup>3</sup> )	100	En el caso de uso de solventes, se deberá incluir un balance de masa, y se aplica un valor máximo de emisión de fugas de 30% En caso que se considere necesario se podrá establecer límites para compuestos orgánicos volátiles específicos.
CN como HCN (mg/Nm <sup>3</sup> )	5	
Compuestos de Fluor como HF (mg/Nm <sup>3</sup> )	50	
H <sub>2</sub> S(mg/Nm <sup>3</sup> )	5	
Compuestos inorgánicos de cloro como HCl (mg/Nm <sup>3</sup> )	100	
Niebla Ácida (mg/Nm <sup>3</sup> )	100	
Cr total(mg/Nm <sup>3</sup> )	5	
Cr VI (mg/Nm <sup>3</sup> )	1	
As y sus compuestos (mg/Nm <sup>3</sup> )	1	
Cd y sus compuestos (mg/Nm <sup>3</sup> )	1	
Pb y sus compuestos(mg/Nm <sup>3</sup> )	1	
Hg y sus compuestos (mg/Nm <sup>3</sup> )	0.2	
Cu y sus compuestos (mg/Nm <sup>3</sup> )	8	
Dioxinas y furanos (ngEQT/Nm <sup>3</sup> )	0.14	Referido al 7% de oxígeno

A continuación se presenta una tabla con actividades que están incluidas en este ramo y que como mínimo deben monitorear los siguientes contaminantes y cumplir con los estándares anteriormente presentados.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

Actividad industrial	Contaminante <sup>2</sup>
Plantas asfálticas	MP, opacidad
Fabricación de cerámica	MP, HF
Fabricación de vidrio	MP, NOx, HF, HCl
Uso de solventes	COV
Industria química <sup>1</sup>	MP, otros contaminantes dependiendo de los procesos
Plantas de acondicionamiento y/o procesamiento de granos	MP
Fabricación de ladrillos, tejas y de otros productos a base de mezcla de áridos	MP
Crematorios	MP

1 Incluye además fabricación, formulación y fraccionamiento de productos farmacéuticos, veterinarios y agroquímicos.

2 El monitoreo de SO<sub>2</sub> quedará sujeto al tipo de combustible que se utilice.

Cualquier emprendimiento que considere utilizar combustibles alternativos de origen mineral, requerirá autorización de la DINAMA para su uso, y los niveles de emisiones al aire no podrán incrementarse respecto a los correspondientes al uso de combustible convencional, debiendo incluir el monitoreo de metales pesados y sus compuestos.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

## BRASIL

**Título:** “Establece os limites máximos de emissão de poluentes atmosféricos para fontes fixas.” RESOLUÇÃO CONAMA nº 382 de 2006. (Establece los límites máximos de emisión de contaminantes atmosféricos para fuentes fijas).

Año de publicación:	2006
Entrada en vigencia:	2 de febrero del 2007
Tipo de fuente emisora:	Fuentes fijas por tipo de producción
Excepciones:	No hay
Contaminante:	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , MP y CO
Tipo de combustible:	Combustibles fósiles en sus distintas variedades y Biomasa.

### ***Límites de emisión para contaminantes atmosféricos provenientes de procesos de generación de calor a partir de combustión externa de fuel oil:***

Potencia Térmica nominal (MW)	MP (1)	NO <sub>x</sub> (1) (como NO <sub>2</sub> )	SO <sub>x</sub> (1) (como SO <sub>2</sub> )
Menor que 10	300	1600	2700
Entre 10 y 70	250	1000	2700
Mayor que 70	100	1000	1800

(1) Los resultados deben ser expresados en la unidad de concentración mg/m<sup>3</sup>N, en seco y al 3% de exceso de oxígeno.

- En las pruebas de rendimiento de los equipos nuevos, se debe cumplir con los límites establecidos a plena carga.
- La evaluación periódica, para cumplir con los límites establecidos se podrá verificar en condiciones normales de operación, a criterio de la agencia ambiental de licencias.
- Para los sistemas con potencias de hasta 10 MW, la agencia ambiental de licencias puede aceptar sólo la evaluación periódica de monóxido de carbono, en cuyo caso, el máximo de emisión de este contaminante es de 80 mg/m<sup>3</sup>N.
- Para las fuentes de emisión de contaminantes generados en el proceso de generación de calor, situadas fuera del territorial del mar de Brasil, cuyas emisiones no afectan significativamente a las comunidades, deberá ser realizado solamente un control de eficiencia de quema de combustible, cumpliendo con el límite de emisión de 80 mg/m<sup>3</sup>N de monóxido de carbono - CO, independientemente de la energía o combustible.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### **Límites de emisión para contaminantes atmosféricos provenientes de procesos de generación de calor a partir de combustión externa de Gas Natural:**

Potencia Térmica Nominal (MW)	NO <sub>x</sub> (1) (como NO <sub>2</sub> )
Menor que 70	320
Mayor o igual a 70	200

(1) Los resultados deben ser expresados en la unidad de concentración mg/m<sup>3</sup>N, en seco y al 3% de exceso de oxígeno.

- En las pruebas de rendimiento de los equipos nuevos, se debe cumplir con los límites establecidos a plena carga.
- La evaluación periódica, para cumplir con los límites establecidos se podrá verificar en condiciones normales de operación, a criterio de la agencia ambiental de licencias.

### **Límites de emisión para contaminantes atmosféricos provenientes de procesos de generación de calor a partir de la combustión externa de derivados de la madera:**

Aplica a fuentes industriales y de generación energética.

Se entiende por *derivados de la madera* a: la madera como leña, aserrín, polvo, lijado, corteza, madera aglomerada, madera contrachapada o MDF y similares, que no han sido tratados con productos halogenados, recubiertos con polímeros, pinturas u otros recubrimientos.

Potencia Térmica Nominal (MW)	MP (1)	NO <sub>x</sub> (1) (como NO <sub>2</sub> )
Menor a 10	730	No Aplica
Entre 10 y 30	520	650
Entre 30 y 70	260	650
Mayor que 70	130	650

(1) Los resultados deben ser expresados en la unidad de concentración mg/m<sup>3</sup>N, en base seca y al corregidos al 8% de oxígeno.

- En las pruebas de rendimiento de los equipos nuevos, se debe cumplir con los límites establecidos a plena carga.
- La evaluación periódica, para cumplir con los límites establecidos se podrá verificar en condiciones normales de operación, a criterio de la agencia ambiental de licencias.
- A criterio de la agencia ambiental de licencias para sistemas con potencias de hasta 10MW, alternativamente los límites de la tabla anterior pueden ser aceptados.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- Monitoreo periódico del monóxido de carbono. En este caso, el límite máximo de emisiones de este contaminante se establece en la siguiente tabla:

Potencia Térmica Nominal (MW)	CO (1)
Hasta 0,05	6500
Entre mayor a 0,05 y 0,15	3250
Entre mayor a 0,15 y 1	1700
Entre mayor a 1 y 10	1300

(1) Los resultados deben ser expresados en la unidad de concentración  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ , en base seca y al corregidos al 8% de oxígeno.

- Evaluación periódica de la concentración de partículas a través de opacidad, en cuyo caso, las emisiones máximas permitidas de este contaminante no debe exceder un nivel de escala de Ringelmann.

### ***Límites de emisión para contaminantes atmosféricos provenientes de turbinas a gas para la generación de energía eléctrica:***

Turbina por tipo de combustible	NO <sub>x</sub> (1) (como NO <sub>2</sub> )	CO (1)	SO <sub>x</sub> (1) (como SO <sub>2</sub> )	MP (1)
Gas Natural	50	65	No Aplica	No Aplica
Combustibles líquidos	135	No Aplica	200	50

(1) Los resultados deben ser expresados en la unidad de concentración  $\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$ , en base seca y al corregidos al 15% de oxígeno.

- Los límites establecidos para turbinas a combustible líquido también se aplican a turbinas a gas natural, cuando estas utilicen combustible líquido en situaciones de emergencia o en caso de desabastecimiento.
- En las pruebas de rendimiento de los equipos nuevos, se debe cumplir con los límites establecidos a plena carga.
- La evaluación periódica, para cumplir con los límites establecidos se podrá verificar en condiciones normales de operación, a criterio de la agencia ambiental de licencias.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### **Límites de emisión para contaminantes atmosféricos provenientes de procesos de refinerías de petróleo:**

Los límites de emisión aplican a:

*Hornos y calderas quemando gas de refinería.*

Potencia Térmica Nominal (MW)	MP (1)	NO <sub>x</sub> (1) (como NO <sub>2</sub> )	SO <sub>x</sub> (1) (como SO <sub>2</sub> )
Menor que 10	150	320	70
Entre 10 y 70	125	320	70
Mayor que 70	50	200	70

(1) Los resultados deben ser expresados en la unidad de concentración mg/m<sup>3</sup>N, en base seca y al corregidos al 3% de oxígeno.

*Unidades de craqueamiento catalítico- calderas de monóxido de carbono o recuperadoras de gases de regeneradores*

MP (1) al 8% de O <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub> (1) (como SO <sub>2</sub> ) al 3% de O <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub> (1) (como NO <sub>2</sub> ) al 3% de O <sub>2</sub>
75 (2)	1200	600

(1) Los resultados deben ser expresados en la unidad de concentración mg/m<sup>3</sup>N, en base seca y la concentración de oxígeno especificada para cada contaminante.

(2) No se contabiliza la masa de sulfato.

### *Unidad de recuperación de azufre (URA)*

Las URA deben garantizar durante todo su ciclo de vida una eficiencia de recuperación mínima del 96% de azufre, controlado por la tasa de emisión como se muestra en el ejemplo que sigue:

$$TE_{SO_x} = 2SP * [(100 - Ef) / Ef]$$

Siendo:

TE SO<sub>x</sub>: tasa máxima de emisión de la URA (masa de SO<sub>x</sub> expresada como SO<sub>2</sub>/periodo de tiempo)

SP: tasa de producción de azufre prevista para la unidad (masa de azufre producido/periodo de tiempo)

Ef: 96% - eficiencia de recuperación de azufre requerida

2: factor de conversión de S para el SO<sub>2</sub> obtenido de [PM SO<sub>2</sub>/PM S]

Ejemplo, URA autorizada para producir 50t/día de S.

El límite de emisión expresado en SO<sub>2</sub> es:

Tasa de emisión máxima = 2\*50(t/día)\*((100-96)/96) = 4,17 (t/día) de SO<sub>x</sub>.

Las unidades deben tener los equipos y procedimientos que permitan el control de la eficiencia de la unidad.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

### *Convertor de amoniaco*

Eficiencia de destrucción de amoniaco	NO <sub>x</sub> (expresado como NO <sub>2</sub> ) Base seca – 1% de O <sub>2</sub>
98%	720 mg/m <sup>3</sup> N

Límite de emisión de SO<sub>2</sub> en convertidores de amoniaco:

- Las emisiones de SO<sub>2</sub> en función de la cantidad de H<sub>2</sub>S presente en el agua ácida que es tratada en la segunda torre de agotamiento.
- La tasa de emisión máxima debe ser calculada en función de la carga de H<sub>2</sub>S de las unidades de aguas ácidas que alimentan la unidad.
- Las unidades de aguas ácidas que contienen las dos torres de agotamiento deben ser diseñadas de forma que por lo menos el 90% del H<sub>2</sub>S que entra a la unidad se agote en la primera torre de agotamiento se envía a la URA.

### *Combustión mixta*

Las instalaciones de combustión mixta, o sea, que utilicen dos o más combustibles, deberán tener límites de emisión diferenciados, obtenidos a partir de la media ponderada de los límites máximos de emisión en a las potencias térmicas, calculados de la siguiente forma:

$$LEt = \frac{\sum_1^n LExCxPCI}{\sum_1^n CxPCI} \quad \text{Siendo,}$$

LE: Límite de emisión de cada combustible utilizado.

LEt: Límite de emisión para una instalación mixta.

C: Consumo de cada combustible utilizado.

PCI: Poder calorífico inferior de cada combustible utilizado.

- En las pruebas de rendimiento de los equipos nuevos, se debe cumplir con los límites establecidos a plena carga.
- La evaluación periódica, para cumplir con los límites establecidos se podrá verificar en condiciones normales de operación, a criterio de la agencia ambiental de licencias.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

**Límites de emisión para contaminantes atmosféricos provenientes de procesos de fabricación de celulosa.**

Equipo	MP (1)	TRS (1) (como SO <sub>2</sub> )	SO <sub>x</sub> (1) (como SO <sub>2</sub> )	NO <sub>x</sub> (1) (como NO <sub>2</sub> )
Caldera de recuperación	100	15	100	470
Estanque de disolución	0,1 kg/tSS	0,008 kg/tSS	No Aplica	No Aplica
Horno de cal	100	30	No Aplica	470

(1) Los resultados deben ser expresados en la unidad de concentración mg/m<sup>3</sup>N, en base seca y al corregidos al 8% de oxígeno, con excepción de los límites establecidos para el estanque de disolución.

(2) tSS: toneladas de sólidos secos.

- Los gases no condensables – GNC, concentrados y diluidos, generados en las unidades de producción del proceso de fabricación deben ser recogidos y enviados a los hornos de cal, caldera de recuperación o de otro sistema de tratamiento con el límite de las emisiones específicas establecidas por el organismo ambiental licenciador.
- En las pruebas de rendimiento de los equipos nuevos, se debe cumplir con los límites establecidos a plena carga.
- La evaluación periódica, para cumplir con los límites establecidos se podrá verificar en condiciones normales de operación, a criterio de la agencia ambiental de licencias.

**Límites de emisión para contaminantes atmosféricos provenientes de hornos de fusión de vidrio.**

Contaminante	Clasificación	Emisión (kg/ t.v.f) (1)
Particulado	Receta soda – cal	0,4
	Receta borosilicato	0,8
	Plomo + otros	0,5
NO <sub>x</sub>	Vidrio claro (incoloro)	
	Doméstico	4,5
	Plano	4,3
	Botella	3,2
	Técnicas especiales	4,5
	Vidrio de color	
	Doméstico	7,5
	Plano	6,7
	Botella	5,4
Técnicas especiales	6,7	
SO <sub>x</sub>	Gas Natural	1,4
	Petróleo	5

(1) (kg/t.v.f.):kilos por tonelada de vidrio fundido.

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

- En las pruebas de rendimiento de los equipos nuevos, se debe cumplir con los límites establecidos a plena carga.
- La evaluación periódica, para cumplir con los límites establecidos se podrá verificar en condiciones normales de operación, a criterio de la agencia ambiental de licencias.

### ***Límites de emisión para contaminantes atmosféricos provenientes de la industria de cemento portland.***

Equipo	MP*	NO <sub>x</sub> (como NO <sub>2</sub> )
Hornos	50 (1)	650 (3)
Enfriadores	50	No aplica
Molinos de cemento	50	No aplica
Secadores de escoria y arena	50 (2)	No aplica
Ensayadoras	50	No aplica

\*Los resultados deben ser expresados en unidades de concentración de mg/m<sup>3</sup>N, en base seca y con el contenido de oxígeno definido para cada fuente.

(1) Contenido de oxígeno – 11%

(2) Contenido de oxígeno – 18%

(3) Contenido de oxígeno – 10%

- En las pruebas de rendimiento de los equipos nuevos, se debe cumplir con los límites establecidos a plena carga.
- La evaluación periódica, para cumplir con los límites establecidos se podrá verificar en condiciones normales de operación, a criterio de la agencia ambiental de licencias.

### ***Límites de emisión para contaminantes atmosféricos generados en las industrias siderúrgicas integradas y semi-integradas y plantas de pellets de mineral de hierro.***

Unidad de producción	Fuentes de emisión puntual	MP (1)	SO <sub>2</sub> (1)	NO <sub>x</sub> (1) (como NO <sub>2</sub> )	%O <sub>2</sub> (1)
Coquería	Sistema de eliminación de polvo de desenfornamiento	70	No aplica	No aplica	No aplica
	Cámara de combustión de hornos de coque	50	800	700	7%
Sinterización	Sistema primario de eliminación de polvo	70	600	700	No aplica
	Sistema secundario de eliminación de polvo	70	No aplica	No aplica	
Altos Hornos de coque	Sistema de eliminación de polvo al inicio del almacenamiento	40	No aplica	No aplica	
	Sistema de eliminación de polvo en el inicio o sala de corrida	40	No aplica	No aplica	

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Unidad de producción	Fuentes de emisión puntual	MP (1)	SO <sub>2</sub> (1)	NO <sub>x</sub> (1) (como NO <sub>2</sub> )	%O <sub>2</sub> (1)
Altos Hornos de carbón vegetal	Sistema de eliminación de polvo al inicio del almacenamiento	50	No aplica	No aplica	
	Sistema de eliminación de polvo en el inicio o sala de corrida	50	No aplica	No aplica	
Acería LD	Sistema primario de eliminación de polvo	80	No aplica	No aplica	
	Sistema secundario de eliminación de polvo	40	No aplica	No aplica	
	Sistema de eliminación de polvo de desulfurización de arrabio	40	No aplica	No aplica	
	Sistema de eliminación de polvo de hornos de cal	100	No aplica	470	8%
Acería eléctrica	Sistemas primario y secundario de eliminación de polvo	≤ 50 t/c: 50 > 50 t/c: 40	No aplica	No aplica	No aplica
Laminación	Hornos de recalentamiento de placas con quema de gases siderúrgicos	50	800	700	7%
Peletización	Sistema de escape del horno de peletización	70	700	700	No aplica
Central térmica	Caldera con quema de gases siderúrgicos	50	600	350	5%

(1) Los resultados deben ser expresados en la unidad de concentración mg/m<sup>3</sup>N, en base seca y al contenido de oxígeno mostrado.

(2) t/c: toneladas de acero/corrida.

- En las pruebas de rendimiento de los equipos nuevos, se debe cumplir con los límites establecidos a plena carga.
- La evaluación periódica, para cumplir con los límites establecidos se podrá verificar en condiciones normales de operación, a criterio de la agencia ambiental de licencias.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

**ANEXO 7: PROYECTOS APROBADOS Y EN REVISIÓN POR EL SISTEMA DE EVALUACIÓN AMBIENTAL (SEA)**

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

**a. Análisis por Sector Industrial**

**SECTOR FABRIL**

Nombre	Tipo	Región	Tipología	Titular	Inversión (MMUS)	Tipo Caldera	N° calderas	Potencia	Capacidad	Combustible	Contaminante						unidad	
											CO	Nox	Sox	HC	MP10	CO2		COVs
Planta Unidad Sur (e-seía)	DIA	Décima	k1	Envases Roble Alto S.A.	30.000	de vapor	1		8 ton/h	petróleo n°2 y gas natural	0,358	2,27	1,906	0,018			0,231	kg/h
Regularización Planta de Alimentos para Peces Cultivos Marinos	DIA	Décima	k1	Cultivos Marinos Chiloé S.A.	1.2000	de vapor	1		7,2 ton/h	fuel oil n°6	0,00579 (mg/m3N)	54,67	181,8		0,388			µg/m3N
DIA, Planta de Alimentos - Los Fioridos (e-seía)	DIA	Décima	k1	Los Fioridos Limitada.	15.0000	de vapor	2		10 ton/h	carbón	275,6				2.351,60			gr/h
Proyecto Ballena	EIA	Décima	k1	TROLUW CHILE	30.0000	de vapor	2	800 BHP	12 ton/h	petróleo n°6	0	38,2	102,4		FM			kg/d
Ampliación Planta Cartulinas Valdivia (e-seía)	DIA	Decimocuarta	k1	Cartulinas CMPE SA	8.0000	de vapor	1		10 ton/h	biomasa (carbón 2 - 3%)	60,48	0,21	3,54		3,21			µg/m3N prom anual
Planta textil de Inversiones Polo Sur Ltda. Planta Textil Polo Sur	DIA	Duodécima	k1	Inversiones Polo Sur Ltda	0,8000	de vapor	1		3 ton/h	gas natural	0,028	0,304	0,52		0,048	86,4		kg/mes
Regularización Ambiental Reconstrucción Industrias Isla Quihua S.A.	DIA	Octava	h2	industrias Isla Quihua S.A.	2,0000	de vapor	1		27,2 ton/h	petróleo n°6	0,028	0,304	0,52		0,048			ton/día
									5,5 ton/h	petróleo n°6	0,028	0,304	0,52		0,048			ton/día
									11,6 ton/h	petróleo n°6	0,028	0,304	0,52		0,048			ton/día
									22 ton/h	petróleo n°6	0,028	0,304	0,52		0,048			ton/día
Cambio 3 de Combustible en Planta Crossville- Torné (e-seía)	DIA	Octava	k1	CROSSVILLE FABRIC CHILE SA	0,0176	de vapor	1		7 ton/h	petróleo n°6	5,28	138	533		131			kg/día
AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE MOLIJURAS	DIA	Octava	k1	MASISA S.A.	6,5000	caliente termic	1	7 MW		biomasa		207			16,2			kg/día
ACTUALIZACIÓN PROYECTO INSTALACIÓN CALDERA	DIA	Octava	k1	Aseraderos Arauco S.A.	1,1000	de vapor	1	11 Gal/h		biomasa	1244	81			539			kg/día
AUMENTO DE CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE ACERO LÍQUIDO DE COMPAÑÍA SIDERÚRGICA HUACHIPATO	EIA	Octava	k1	Compañía Siderúrgica Huachipato S.A.	82,2500	sinfo	1	s/i	s/i	s/i	0,3	3,7	9,1	2734,2	1,1			ton/año
								s/i	s/i	s/i	4829,7	2,2	14,2	2384,5	4,6			ton/año
								s/i	s/i	s/i	2,8	92,3	194,2	534	57,3			ton/año
								s/i	s/i	s/i	10,8	40,2	5,5	493,1	1,4			ton/año
*Caldera de Biomasa para Reducir uso de Combustibles Fósiles*	DIA	RM	h2	Papeles Cordillera S.A.	18.0000	de vapor	1		60 ton/h	biomasa (carbón máx 8%)		185	19,38		15			mg/m3N
Aumento de Producción Línea Osa de Yeso Cartón (e-seía)	DIA	RM	h2	Compañía Industrial El Volcán	13.8000	sinfo	1	s/i	s/i	GN-GLP/petróleo	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i		ton/año
										petróleo n°6	5,7	115,1	0,15		2,32			0,56 ton/año
Maquina Papelera O3 (e-seía)	DIA	RM	h2	CMPC Tissue S.A.	81,0000	de vapor	1	80 MMBTU/h	30 ton/h	GLP	3,95	41,1	0		0,95	2,3		ton/año
										GN	2,63	29,9			1,15			ton/año
Centro de Distribución UNIMARC (e-seía)	DIA	RM	h2	RENDIC HERMANOS S.A.	41,2500	de vapor	1	15.0000 kcal/h		GLP-GN	5,6	22,7	s/i		s/i			gr/h
Planta de Desarrollo y Elaboración de Productos Farmacéuticos (e-seía)	DIA	RM	h2	RIDER-SYNTHON LTDA	23,0000	de vapor	1	1,75 MW		GLP-diesel	0	61	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	ppm
										GLP-diesel	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	mg/m3N
PLANTA RENCA EMBOTELLADORA ANDINA (e-seía)	DIA	RM	h2	Embotelladora Andina S.A	70,0000	de vapor	1	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	7,1	s/i	s/i	mg/m3N
Centro de Distribución Lo Aguirre 161/08 (e-seía)	DIA	RM	h2	SAITEC S.A.	47,7100	de vapor	1	214 Kw		GN	7,1	29,1						gr/h
Aumento de Capacidad Planta Neumáticos (e-seía)	DIA	RM	h2	Goodyear de Chile S.A.I.C	420,0000	de vapor	3		14,51 ton/h	Petróleo n°6	39	15,8	15,4		2,4			0,1 ton/año
									14,51 ton/h	2 diesel y 1 GN	24,2	21,6	0,9		1,2			0,6 ton/año
Centro de Distribución SODIMAC SA (e-seía)	DIA	RM	h2	SODIMAC S.A.	20,6460	agua caliente	1	218,4 KW		GN/propane	sin datos esp	sin datos esp			sin datos esp	sin datos esp		kg/día
										GN-Diesel	24,85				1,57			kg/día
										GN-Diesel	17,22				1,85			kg/día
										GN-Diesel	13,42				1,22			kg/día
Ampliación de la capacidad de producción de la máquina papelera MP-20 (e-seía)	DIA	RM	h2	Papeles Cordillera S.A.	32,0000	de vapor	1		20 ton/h	biomasa	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i		kg/h
										petróleo diesel	11,4	228,2			21,94 kg/día			mg/m3N
										GN-petróleo diesel	22,2	398			17,44 kg/día			mg/m3N
										GN-petróleo diesel	91,23	91,97			9,28 kg/día			mg/m3N
Nueva Planta de Nitrato de Potasio Coya Sur (e-seía)	DIA	Segunda	k1	SQM S.A.	78.6000	de vapor	s/i	s/i		Petróleo n°6	18,96	54,48			4,32			kg/día
Ampliación Planta Carbonato de Litio a 48.000 ton/año (e-seía)	DIA	Segunda	k1	SQM Salar S.A.	52.0000	agua caliente	1	s/i		GN		0			0,02			kg/h
PLANTA DE PROCESAMIENTO DE MOLIBDENO EN MEJILLONES	EIA	Segunda	k1	Molibdenos y Metales S.A.	94.2000	de vapor	2	700 HP	10 ton/h	GN-petróleo diesel	4	15,9	0,7		2			ton/año
Construcción de Planta Industrial "Planta 3" (e-seía)	DIA	Septima	k1	Productos Fernández S.A.	20.0000	de vapor	2		6,8 ton/h	petróleo n°6		177			22	13900		kg/día
									50 ton/h	petróleo n°6	228,7 ppm				890,3			mg/m3N
Aumento de Capacidad Planta Maule (e-seía)	DIA	Séptima	k1	Cartulinas CMPC S.A.	20,0000	de vapor	1		51 ton/h	petróleo n°6	167,7				926,8			mg/m3N
										biomasa	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i	s/i		kg/h
Fábrica de Planchas y Cajas de Cartón Corrugados (e-seía)	DIA	Sexta	k1	Jaime Hernández Meller	27,0000	de vapor	1	1800 HP		GN-petróleo n° 5	4,442	12,736			0,767			kg/h
INSTALACIÓN NUEVAS CALDERAS ÁREA DE SUMINISTROS (e-seía)	DIA	Quinta	k1	ENAP REFINERIAS S.A	20,0000	de vapor	2	65,4 MM kcal/h	90 ton/h	Mezcla de gas combustible de refinería g	8,522	10,145	0,061		0,193			kg/h
Traslado Operaciones Las Salinas Fase I Planta de Lubrificantes Q	DIA	Quinta	k1	Compañía de Petróleos de Chile CO	30,0000	de vapor	1		10 ton/h	GLP		> 50			> 10 mg/m3			ppm

concentración en 24h  
concentración diaria  
concentración en 1hr

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

**SECTOR FORESTAL**

Nombre	Tipo	Región	Tipología	Titular	Inversión (MMUS)	Tipo Caldera	N° calderas	Potencia	Capacidad	Combustible	Contaminante							unidad
											CO	NOx	SOx	HC	MP10	CO2	COVs	
Proyecto Cazada Chile	EIA	Décima	m3	Compañía Industrial Puerto Montt S.A	180,000	de vapor	2	180 MM BTU		petróleo diesel	4,71	7,28		1,13	3,76		3,54	g/s
AUMENTO DE CAPACIDAD DE CALDERA DE PODER PLANTA VALDIVIA	DIA	Decimocuarta	m4	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	20,000	de vapor	1		120 ton/h	biomasa (diesel respaldo)		373,5	76,4		115,9			kg/día
Coincineración de Lodos Terciarios en Planta Valdivia	DIA	Decimocuarta	m4	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	0,000	de vapor	1	s/l	s/l	biomasa (diesel respaldo)		4,69	3,04		2,24			ton/día
Coincineración de Lodos Terciarios (e-seia)	DIA	Decimocuarta	m4	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	0,000	de vapor	1	s/l	s/l	biomasa (diesel respaldo)		4,69	3,04		2,24			ton/día
Paneles Pallaco (e-seia)	DIA	Decimocuarta	m3	Paneles Arauco S.A.	200,000	de vapor	1	40 MW	210 ton/h	biomasa	23,45	31,89	70,35		5,16			g/s
Optimización Operacional de Planta Pacifico, Mininco (e-seia)	DIA	Interregional	m4	CMPC Celulosa S.A.	0,000	de vapor	1		150 ton/h	biomasa		2,69	1,31		0,39			ton/día
Aserradero Loncoche (e-seia)	DIA	Novena	m3	CMPC Maderas S.A.	13,300	de vapor	1		12 ton/h	biomasa		2,9	4,4		4,72			kg/h
Ampliación Planta de Chapados y Contrachapados EAGON LAUTARO S.A. (e-seia)	DIA	Novena	m3	EAGON LAUTARO S.A.	5,000	de vapor	1		30 ton/h	biomasa	0,1058 mg/m3N en 8hr	43,75	0,52		62,86			µg/m3N anual
Bioenergía del Sur Lautaro (e-seia)	DIA	Novena	m3	Inversiones Ecoholdings Limitada	6,000	de vapor	1	10300 kW	15 ton/h	biomasa	30	8	1,05		2,4			kg/h
Regularización de Modificaciones y Ampliación de Forestal Santa Elena Ltda. - Planta Nueva Imperial (e-seia)	DIA	Novena	m3	Forestal Santa Elena Ltda.	6,000	de vapor	2	4000000 Kcal/h		biomasa	352,5	38,9	1,9		49,8			ton/año
Planta de Paneles Contrachapados Santa Elena (e-seia)	DIA	Novena	m3	Paneles Santa Elena S.A.	14,000	de vapor	1		25 ton/h	biomasa	0,042 mg/m3N en 8hr	1,86	0,37		2,6			µg/m3N anual
Planta de Secado y Remanufactura de Maderas Forestal Santa Elena (e-seia)	DIA	Novena	m3	Forestal Santa Elena Limitada	8,000	de vapor	1	15000000 kcal/hr	25 ton/h	biomasa		1,2	0,2		0,18			ton/día
AMPLIACIÓN ASERRADERO EL COLORADO (e-seia)	DIA	Octava	m3	Aserraderos Arauco S.A.	14,000	de vapor	1		25 ton/h	biomasa	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	ton/día
Modernización de Planta Laja	EIA	Octava	m4	CMPC CELULOSA S.A.	400,000	de vapor	1		180 ton/h	biomasa	3,16	1,65	2,31		1,71			ton/día
Fabricación de Papel Onda y Testliner a partir de papeles y cartones reciclados Fabricación de papel onda a partir de MP reciclada (e-seia)	DIA	Octava	m4	Forestal y Papelera Concepción S.A.	4,100	de vapor	1	54 MW	s/l	biomasa	1,84	1,73	0,48		1,5			ton/día
Regularización COLCURA S.A. Colcura (e-seia)	DIA	Octava	m3	COLCURA S.A.	0,500	de vapor	1	6567,9 MM BTU/año	6,5 ton/h	biomasa	65,04	0,51	0,002		2,38			g/s
Ampliación Planta Paneles Río Itata Ampliación Industrias Río Itata (e-seia)	DIA	Octava	m3	Industrias Río Itata II S.A.	4,000	de vapor	2		17 ton/h (10+7)	biomasa	0,86	6,51	0,161		7,13			g/s
Planta Los Ángeles - Andes Bio-Pellets planta pellets (e-seia)	DIA	Octava	m3	Andes Bio-Pellets S.A.	2,500	de vapor	1		0,7 ton/h	biomasa	2,38	0,88	0,11		2,2	733		ton/año
Ampliación de Planta de Tableros para la Fabricación de Puertas moldeadas (e-seia)	DIA	Octava	m3	Masonite Chile S.A.	58,000	aceite térmico	1	22 Gcal/h	12 ton/me	biomasa	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	ton/día
OBRAS NUEVAS Y ACTUALIZACIONES DEL COMPLEJO FORESTAL INDUSTRIAL ITATA	EIA	Octava	m4	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	0,000	de vapor (poder)	1	29 MW	210 ton/h	biomasa	1,63	1,3	1,1		0,65		0,068	ton/día
						turbina (respaldo)	1	10 MW		Diesel	0,2	2,6	15,9	0,2	0,6			kg/h
								10 MW		GN	3,6	13,9	0	0,5	0,3			kg/h
						de vapor (recuperadora)	1	2 x 70 MW		Ocos inorgánicos	1,85	2,54	1,6		1,21		0,018	ton/día
*Ampliación de la Planta Mulchén, CMPC Maderas S.A. (e-seia)	DIA	Octava	m3	CMPC Maderas S.A.	27,500	de vapor	1	20 MW		biomasa	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	ton/día	
Proyecto Ampliación Planta Santa Fe	EIA	Octava	m4	CMPC Celulosa S.A.	600,000	de vapor	1		60 ton/h + 20% (Bio)	biomasa SF1								kg/h
						recuperadora	1			Ocos inorgánicos SF1	158,3	80,8	125,4		65,8		0,9	kg/h
						de vapor	1			140 ton/h	biomasa SF2	30,4	57	3,8		19		1,8
						recuperadora y Est Dts SF2	1			Ocos inorgánicos SF2	90	90	31,7		33,8		0,6	kg/h
Planta de Paneles MDP Teno	DIA	Séptima	m3	PANELES ARAUCO S. A.	110,000	de vapor y aceite térmico	1	s/l	s/l	biomasa			13,89	0,56		2,78		g/s

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### SECTOR INMOBILIARIO

Nombre	Tipo	Región	Tipología	Titular	Inversión (MMU\$)	Tipo Caldera	N° calderas	Potencia	Capacidad	Combustible	Contaminante							unidad
											CO	NOx	SOx	HC	MP10	CO2	COVs	
CLINICA BICENTENARIO	DIA	RM	h1	Clinica Bicentenario S.A.	80,0000		2	1860 Kw		GN	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l
CLINICA LAS CONDES 2010-2011 (e-seia)	DIA	RM	h1	INMOBILIARIA CLC S.A.	120,0000	condensación (calefacción)	4	625 Mcal/h		GN	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l
						condensación (agua caliente)	1	313 Mcal/h		GN	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l
						generador de vapor	1	50 BHP		GN-Diesel	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l
CONDOMINIO LOS ANDES (e-seia)	DIA	RM	h1	Administradora Hogares S.A. para Los Andes Fondo de Inversión Privado	59,0000	calefaccion - agua caliente	3	200.000 Kcal/h			s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l
Proyecto Inmobiliario Edificio Gran Capital (e-seia)	DIA	RM	h1	Empresa inmobiliaria Max S.A.	72,8000	calefacción	2	1000000 Kcal		GN	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l	s/l

#### b. Análisis por Tipo de Empresa

Los proyectos que se presentan a continuación corresponden a otros proyectos ingresados por las empresas que no aparecen en los sectores fabril y forestal.

#### Empresa Aserraderos Arauco

Nombre	Tipo	Región	Inversión (MMU\$)	Fecha Presentación	Tipo Caldera	N° calderas	Potencia	Capacidad	Combustible	Contaminante							unidad
										CO	NOx	SOx	HC	MP10	CO2	COVs	
<a href="#">PLANTA TÉRMICA COGENERACIÓN VIÑALES (e-seia)</a>	DIA	Séptima	105	12-08-2008	de vapor	1	41 MW (turbogenerador)	210 ton/h	biomasa	24,9	33,9	11,5		4,9			g/s
									biomasa - petr	21,9	29,9	71,5		4,2			g/s

#### Empresa Arauco Generación

Nombre	Tipo	Región	Inversión (MMU\$)	Fecha Presentación	Tipo Caldera	N° calderas	Potencia	Capacidad	Combustible	Contaminante							unidad
										CO	NOx	SOx	HC	MP10	CO2	COVs	
<a href="#">TURBINA DE RESPALDO 24 MW (e-seia)</a>	DIA	Octava	3,7	23-06-2004	turbogenerador	1	24 MW		GN	3,07	12	0	0,41	0,25			g/s
<a href="#">Operación de la Turbina TG 24 MW con Petróleo Diesel como Combustible Alternativo (e-seia)</a>	DIA	Octava	0,14	18-01-2006	turbogenerador	1	24 MW		petróleo n° 2	0,1	12,4	36	0,2	0,5			g/s

## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### Empresa Celco

Nombre	Tipo	Región	Inversión (MMU\$)	Fecha Presentación	Tipo Caldera	N° calderas	Potencia	Capacidad	Combustible	Contaminante							unidad
										CO	NOx	SOx	HC	MP10	CO2	COVs	
<a href="#">Planta de Cogeneración de Energía Eléctrica y Vapor con Biomasa en CFI</a>	DIA	Octava	73	29-11-2007	poder	1	34 MW (turbogenera	210 ton/h	biomasa	26,725	36,346	12,4		10,583			g/s
								250 ton/h	biomasa-petróleo n° 6	19,868	27,02	55,629		7,868			g/s

### Empresa CMPC Celulosa

Nombre	Tipo	Región	Inversión (MMU\$)	Fecha Presentación	Tipo Caldera	N° calderas	Potencia	Capacidad	Combustible	Contaminante							Observación		
										CO	NOx	SOx	HC	MP10	CO2	COVs		unidad	
<a href="#">Optimización Operacional de Planta Santa Fe - Línea 2 (e-seja)</a>	DIA	Octava	130	17-11-2009	recuperadora	1	120 MW (3 turbogeneradores)	810 ton/h	biomasa	108,8	70,4	16,3		27,1			kg/h	corresponde a la chimenea común de la caldera recuperadora N° 1, de la caldera de biomasa N° 1 y del venteo del estanque disolvente N° 1.	
						1			Qcos inorgánicos								kg/h		
						1			Qcos inorgánicos	81,3	152,1	44,6		47,9				kg/h	corresponde a la chimenea común de la caldera recuperadora N° 2, del estanque disolvente N° 2 y del nuevo incinerador de gases TRS.
						1			100 MW (turbogenerador)	210 ton/h	biomasa	95	103,3	34,6		17,1			kg/h

### Empresa CMPC Maderas

Nombre	Tipo	Región	Inversión (MMU\$)	Fecha Presentación	Tipo Caldera	N° calderas	Potencia	Capacidad	Combustible	Contaminante							unidad
										CO	NOx	SOx	HC	MP10	CO2	COVs	
<a href="#">Ampliación Secado Planta Nacimiento, CMPC Maderas S.A. (e-seja)</a>	DIA	Octava	18	13-09-2004	de vapor	2	20 MW	30 ton/h	biomasa	7,97	11,95			5,98			kg/h

### Empresa Huachipato

Nombre	Tipo	Región	Inversión (MMU\$)	Fecha Presentación	Tipo Caldera	N° calderas	Potencia	Capacidad	Combustible	Contaminante							unidad
										CO	NOx	SOx	HC	MP10	CO2	COVs	
<a href="#">Mejoras en la Generación de Vapor y Aprovechamiento de Gases Excedentes Mejoras en la Generación de Vapor (e-seja)</a>	DIA	Octava	46,8	29-08-2008	de vapor	1		25 ton/h	Petróleo N° 6, Gas Mezcla, Gas Alto Horno	5,6	12,8	19		5,5			ton/año
					de vapor	1	15 Mwe (turbogenerador)	80 ton/h	Gas Alto Horno, Gas Mezcla, Petróleo	23,4	33,6	56,1		10,8			ton/año

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

Empresa ENAP

Nombre	Tipo	Región	Inversión (MMUS)	Fecha Presentación	Tipo Caldera	N° calderas	Potencia	Capacidad	Combustible	Contaminante							Observación	
										CO	NOx	SOx	HC	MP10	CO2	COVs		unidad
<a href="#">Central Combinada ERA</a>	EIA	V	390	14-03-2007	turbogenerador	3	54 MW (x 3)	250 ton/h	GN	293	488	0		98		153	ton/año	GN --> 333 días al año Diesel --> 7 días al año
									Diesel	8	59	7		4		72	ton/año	
					GN	193	482	0		96		86	ton/año					
					Diesel	6	48	10		3		3	ton/año					
<a href="#">Reemplazo de Caldera de Vapor en Terminal Quintero (e-seia)</a>	DIA	V	0,8	16-12-2003	de vapor	1		10 ton/h	GN	0,9	1,08	0		0,08			kg/h	

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

**ANEXO 8: UNIVERSO DE CALDERAS A TRAVÉS DEL RETC (DOCUMENTO EN ELECTRÓNICO)**

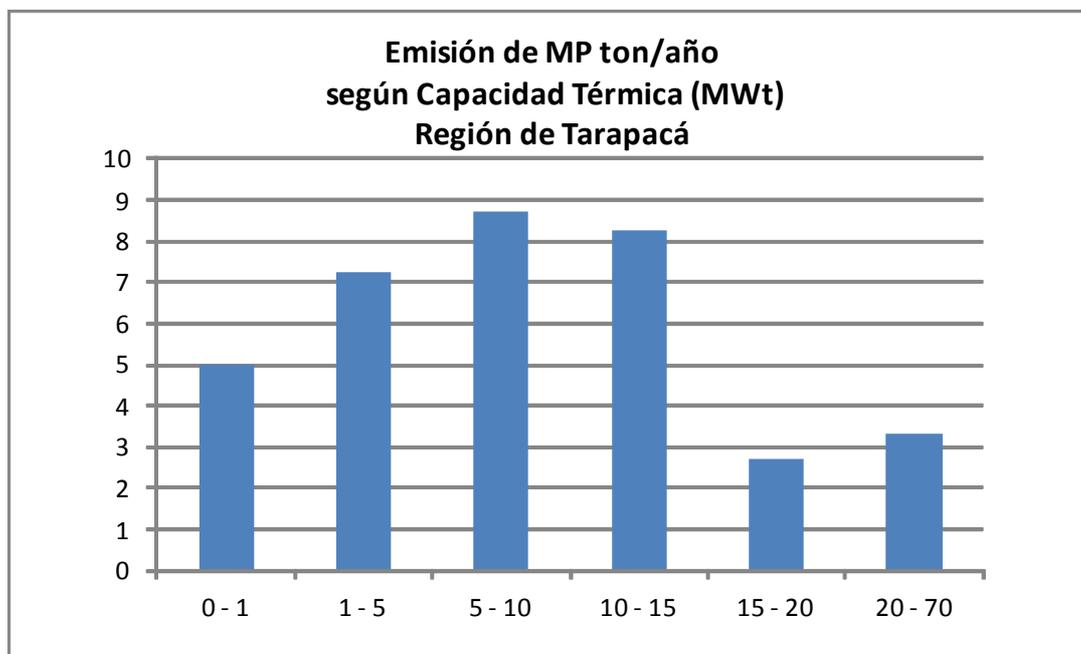
**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

**ANEXO 9: EMISIONES DE MP, NO<sub>x</sub> Y SO<sub>x</sub> A NIVEL REGIONAL.****Tarapacá.**

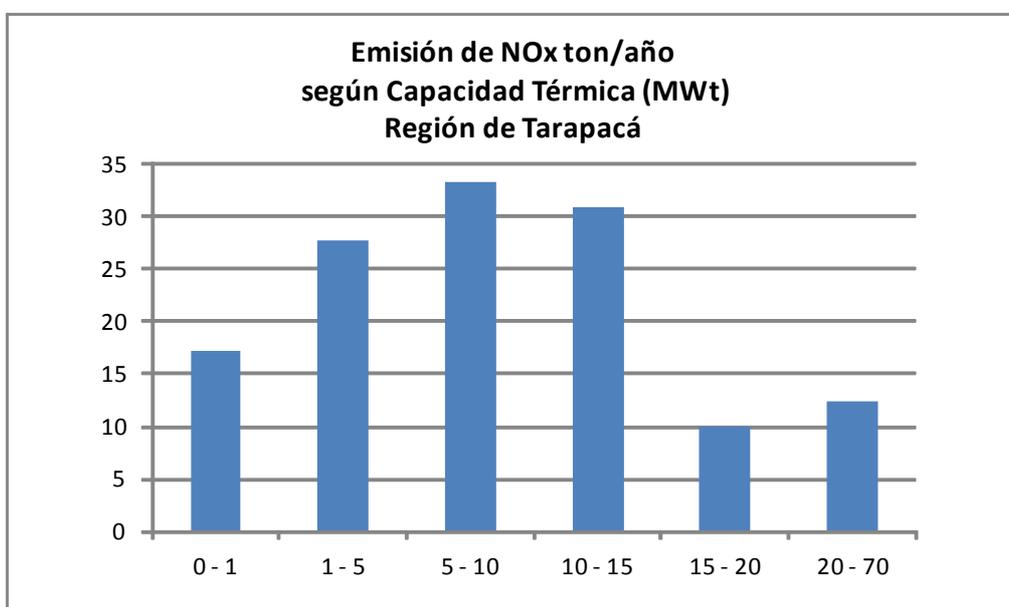
	EMISIONES MP ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
PETRÓLEO	4,486	7,150	8,648	8,255	2,686	3,317	34,543
CARBÓN	0,514	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,514
GAS	0,020	0,075	0,076	0,000	0,000	0,000	0,171
BIOMASA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>5,020</b>	<b>7,226</b>	<b>8,724</b>	<b>8,255</b>	<b>2,686</b>	<b>3,317</b>	
<b>PORCEN</b>	<b>14,3%</b>	<b>20,5%</b>	<b>24,8%</b>	<b>23,4%</b>	<b>7,6%</b>	<b>9,4%</b>	



## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

	EMISIONES NOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
PETRÓLEO	16,755	26,704	32,299	30,830	10,033	12,389	129,010
CARBÓN	0,241	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,241
GAS	0,262	1,003	1,011	0,000	0,000	0,000	2,276
BIOMASA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
TOTAL	17,258	27,707	33,309	30,830	10,033	12,389	
PORCEN	13,1%	21,1%	25,3%	23,4%	7,6%	9,4%	



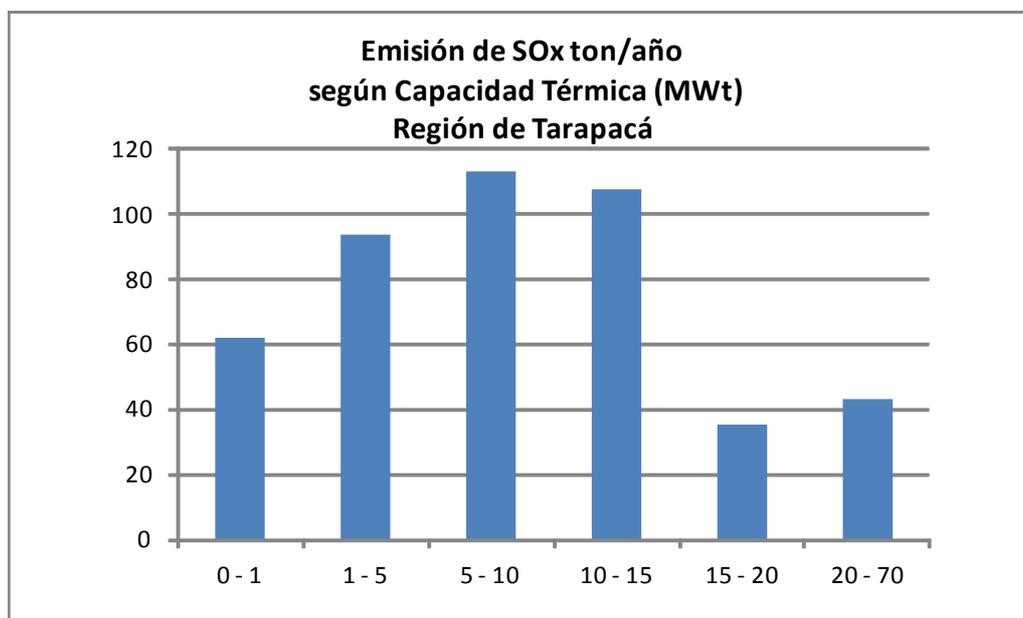
**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

	EMISIONES SOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
PETRÓLEO	58,594	93,386	112,950	107,813	35,086	43,324	451,153
CARBÓN	3,541	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,541
GAS	0,032	0,124	0,125	0,000	0,000	0,000	0,282
BIOMASA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

TOTAL	62,167	93,511	113,075	107,813	35,086	43,324	
PORCEN	13,7%	20,6%	24,9%	23,7%	7,7%	9,5%	



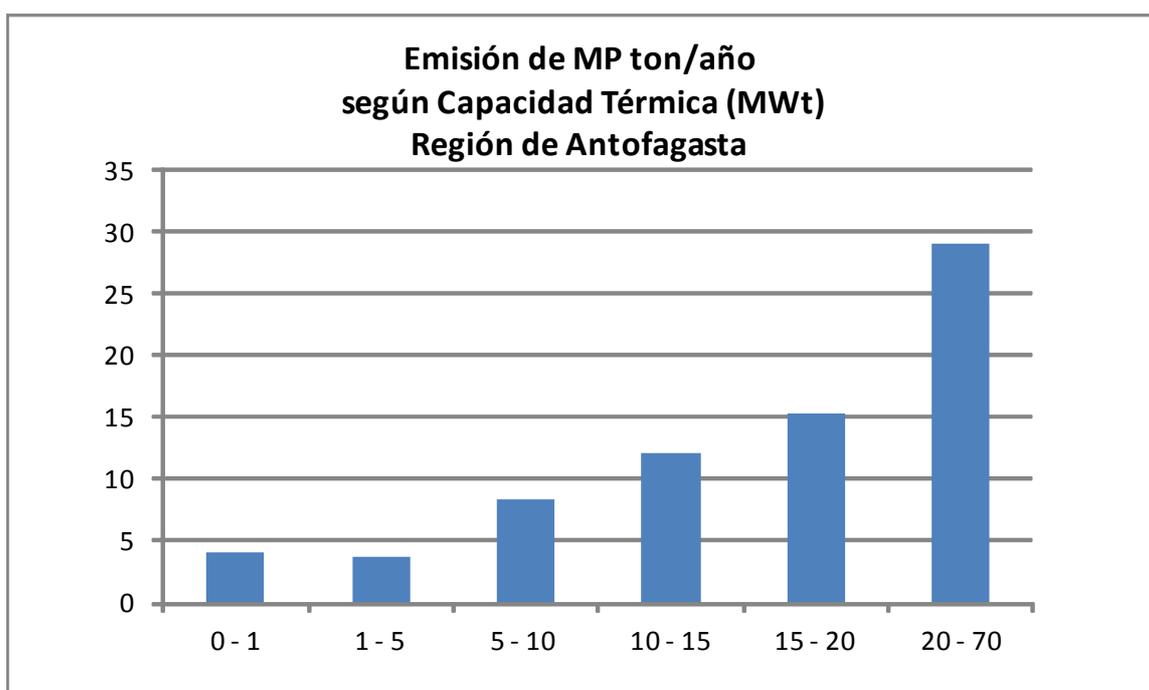
## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### Antofagasta.

	EMISIONES MP ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
PETRÓLEO	1,868	3,461	8,416	12,152	15,356	28,973	70,226
CARBÓN	2,312	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,312
GAS	0,007	0,205	0,000	0,000	0,000	0,000	0,213
BIOMASA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

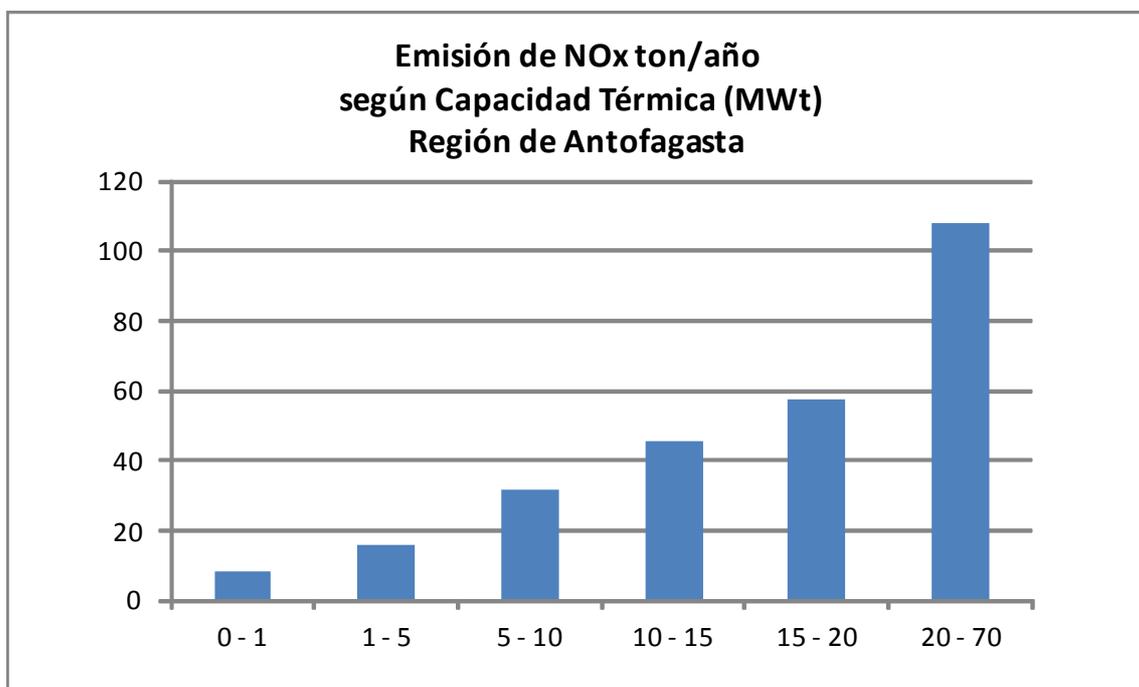
TOTAL	4,188	3,666	8,416	12,152	15,356	28,973	
PORCEN	5,8%	5,0%	11,6%	16,7%	21,1%	39,8%	



## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

	EMISIONES NOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
PETRÓLEO	6,977	12,925	31,431	45,386	57,353	108,209	262,281
CARBÓN	1,084	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,084
GAS	0,098	2,730	0,000	0,000	0,000	0,000	2,829
BIOMASA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>8,159</b>	<b>15,656</b>	<b>31,431</b>	<b>45,386</b>	<b>57,353</b>	<b>108,209</b>	
<b>PORCEN</b>	<b>3,1%</b>	<b>5,9%</b>	<b>11,8%</b>	<b>17,0%</b>	<b>21,5%</b>	<b>40,7%</b>	

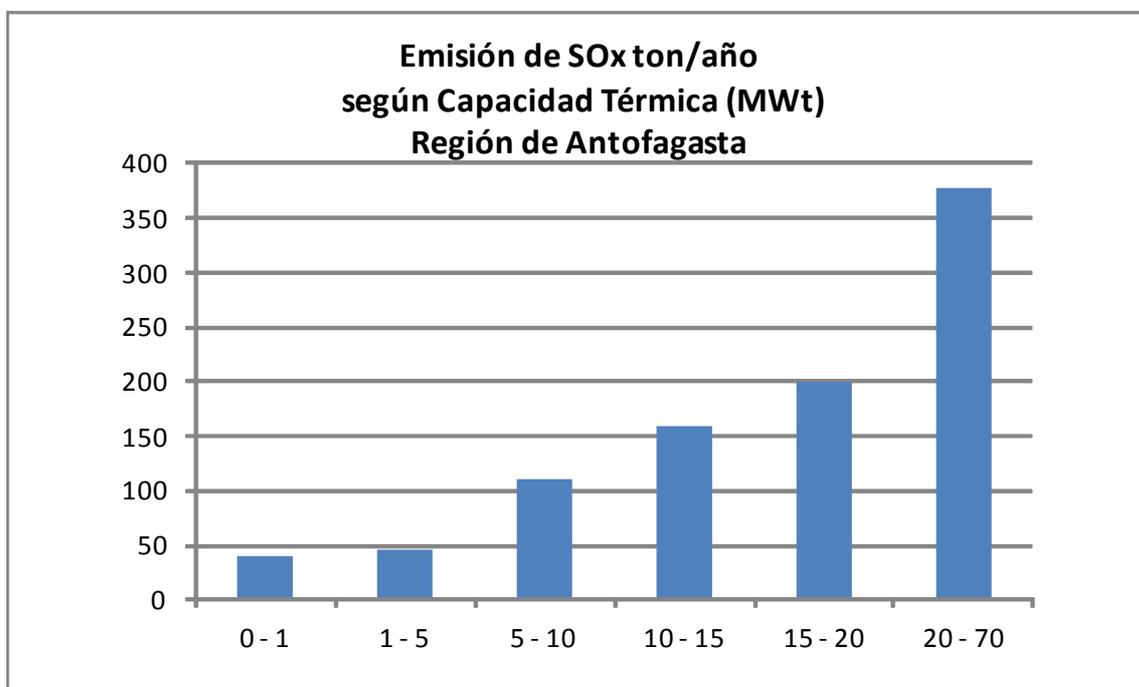


## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

	EMISIONES SOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
PETRÓLEO	24,398	45,200	109,917	158,715	200,564	378,413	917,208
CARBÓN	15,925	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,925
GAS	0,012	0,338	0,000	0,000	0,000	0,000	0,350
BIOMASA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

TOTAL	40,335	45,539	109,917	158,715	200,564	378,413	
PORCEN	4,3%	4,9%	11,8%	17,0%	21,5%	40,5%	



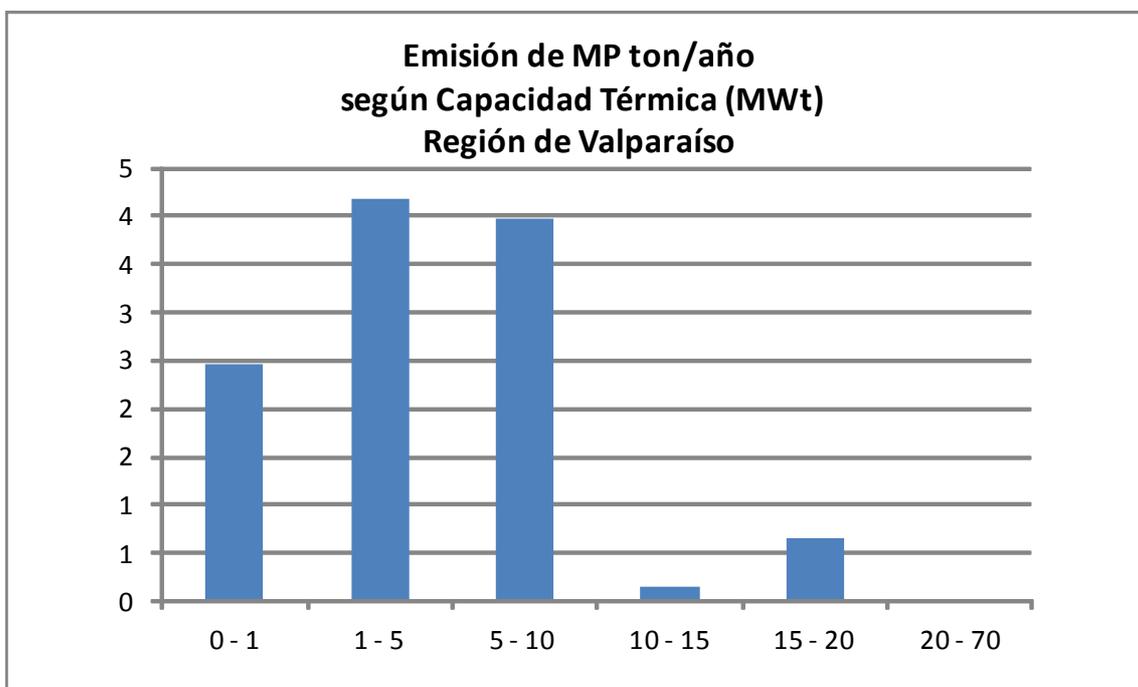
## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### Valparaíso

	EMISIONES MP ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	1,251	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,251
PETRÓLEO	1,143	3,922	3,971	0,000	0,000	0,000	9,036
CARBÓN	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GAS	0,062	0,254	0,000	0,139	0,663	0,000	1,117
BIOMASA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

TOTAL	2,455	4,176	3,971	0,139	0,663	0,000
PORCEN	21,5%	36,6%	34,8%	1,2%	5,8%	0,0%

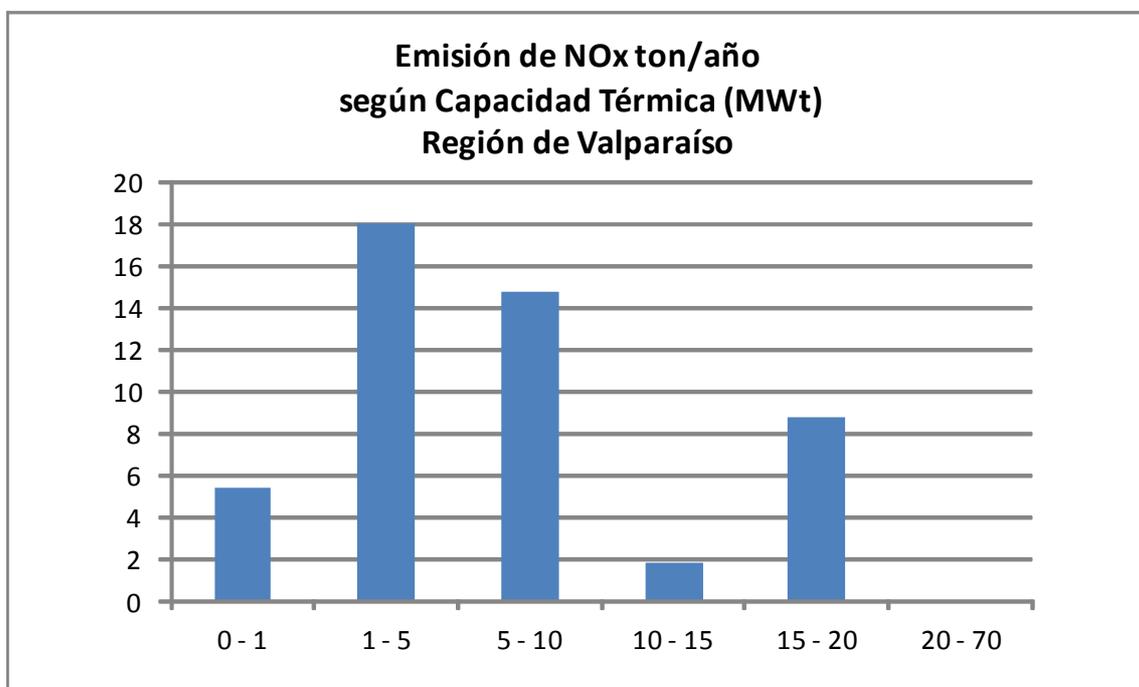


**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

	EMISIONES NOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,293	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,293
PETRÓLEO	4,268	14,649	14,832	0,000	0,000	0,000	33,749
CARBÓN	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GAS	0,820	3,376	0,000	1,850	8,809	0,000	14,854
BIOMASA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
<b>TOTAL</b>	<b>5,381</b>	<b>18,024</b>	<b>14,832</b>	<b>1,850</b>	<b>8,809</b>	<b>0,000</b>	
<b>PORCEN</b>	<b>11,0%</b>	<b>36,9%</b>	<b>30,3%</b>	<b>3,8%</b>	<b>18,0%</b>	<b>0,0%</b>	

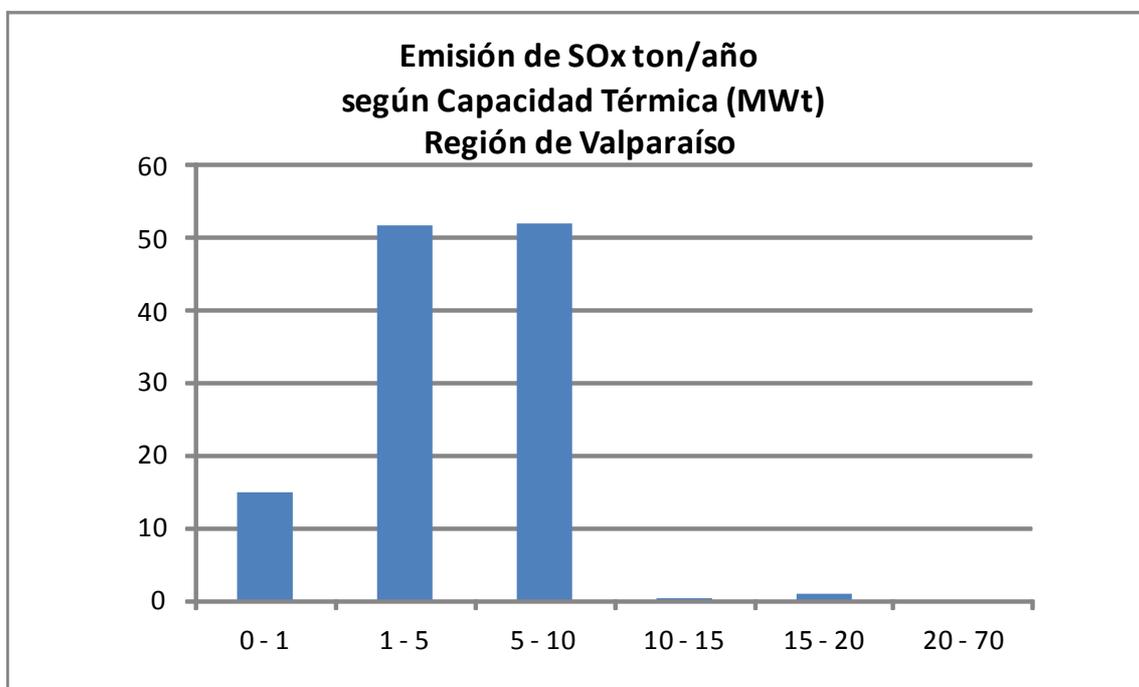


## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

	EMISIONES SOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,016	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,016
PETRÓLEO	14,926	51,227	51,869	0,000	0,000	0,000	118,022
CARBÓN	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
GAS	0,102	0,418	0,000	0,229	1,091	0,000	1,840
BIOMASA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

TOTAL	15,043	51,645	51,869	0,229	1,091	0,000
PORCEN	12,5%	43,1%	43,3%	0,2%	0,9%	0,0%

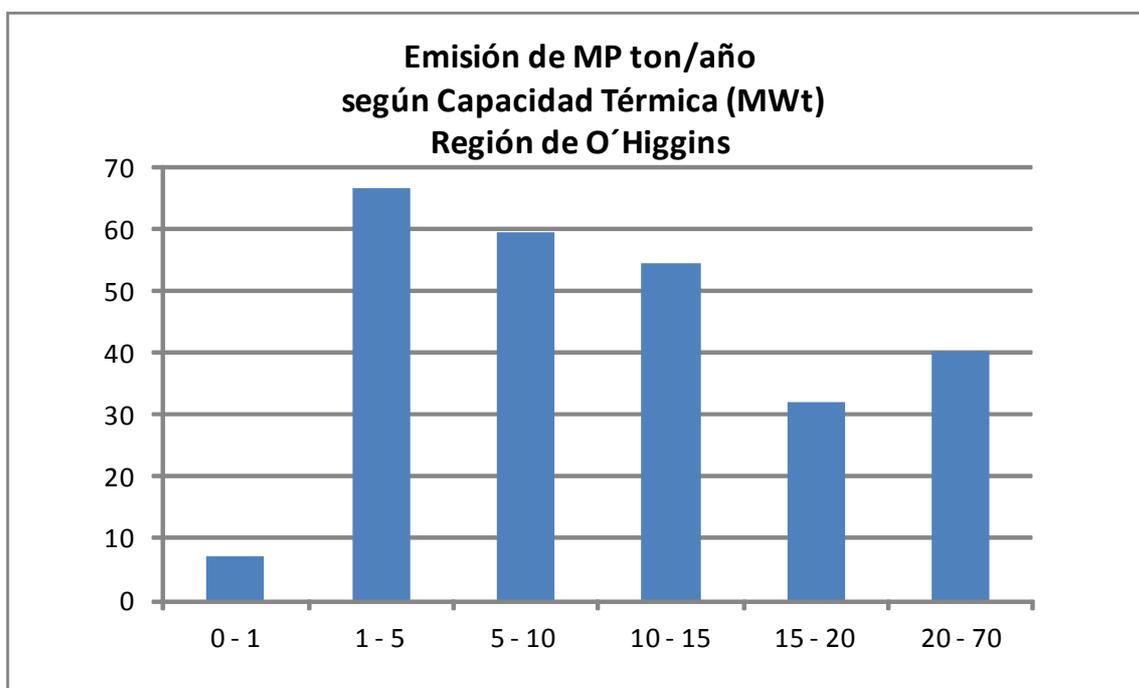


## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### O'Higgins

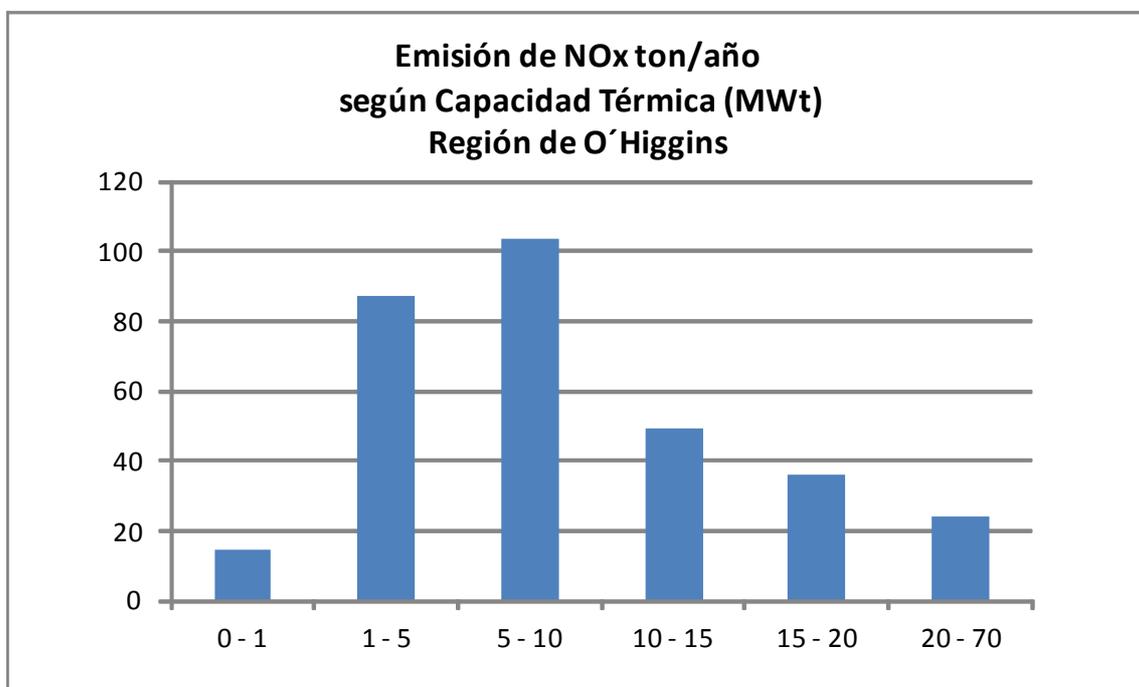
	EMISIONES MP ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	4,166	21,951	11,023	9,596	0,000	0,000	46,736
PETRÓLEO	2,711	17,779	24,036	7,971	8,162	4,145	64,804
CARBÓN	0,000	22,569	14,167	36,997	0,000	0,000	73,733
GAS	0,242	0,325	0,181	0,000	0,000	0,000	0,748
BIOMASA	0,000	3,981	9,996	0,000	23,760	36,201	73,938
<b>TOTAL</b>	<b>7,119</b>	<b>66,605</b>	<b>59,403</b>	<b>54,563</b>	<b>31,922</b>	<b>40,347</b>	
<b>PORCEN</b>	<b>2,7%</b>	<b>25,6%</b>	<b>22,9%</b>	<b>21,0%</b>	<b>12,3%</b>	<b>15,5%</b>	



## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

	EMISIONES NOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,976	5,145	2,583	2,249	0,000	0,000	10,954
PETRÓLEO	10,125	66,400	89,771	29,770	30,483	15,482	242,030
CARBÓN	0,000	10,579	6,641	17,342	0,000	0,000	34,562
GAS	3,216	4,316	2,408	0,000	0,000	0,000	9,940
BIOMASA	0,000	0,933	2,343	0,000	5,569	8,485	17,329
<b>TOTAL</b>	<b>14,317</b>	<b>87,373</b>	<b>103,746</b>	<b>49,361</b>	<b>36,052</b>	<b>23,966</b>	
<b>PORCEN</b>	<b>4,5%</b>	<b>27,8%</b>	<b>33,0%</b>	<b>15,7%</b>	<b>11,5%</b>	<b>7,6%</b>	

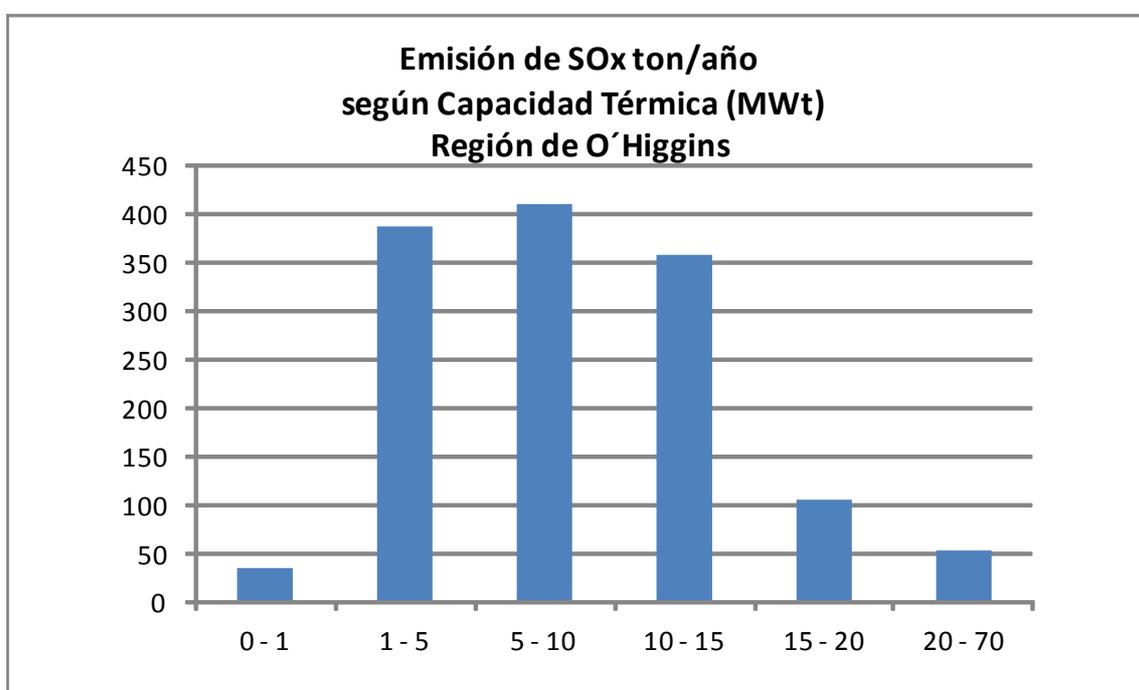


## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

	EMISIONES SOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,052	0,274	0,138	0,120	0,000	0,000	0,584
PETRÓLEO	35,407	232,205	313,931	104,107	106,600	54,140	846,389
CARBÓN	0,000	155,447	97,574	254,816	0,000	0,000	507,837
GAS	0,398	0,535	0,298	0,000	0,000	0,000	1,231
BIOMASA	0,000	0,046	0,116	0,000	0,275	0,419	0,855

TOTAL	35,858	388,507	412,057	359,042	106,875	54,559	
PORCEN	2,6%	28,6%	30,4%	26,5%	7,9%	4,0%	



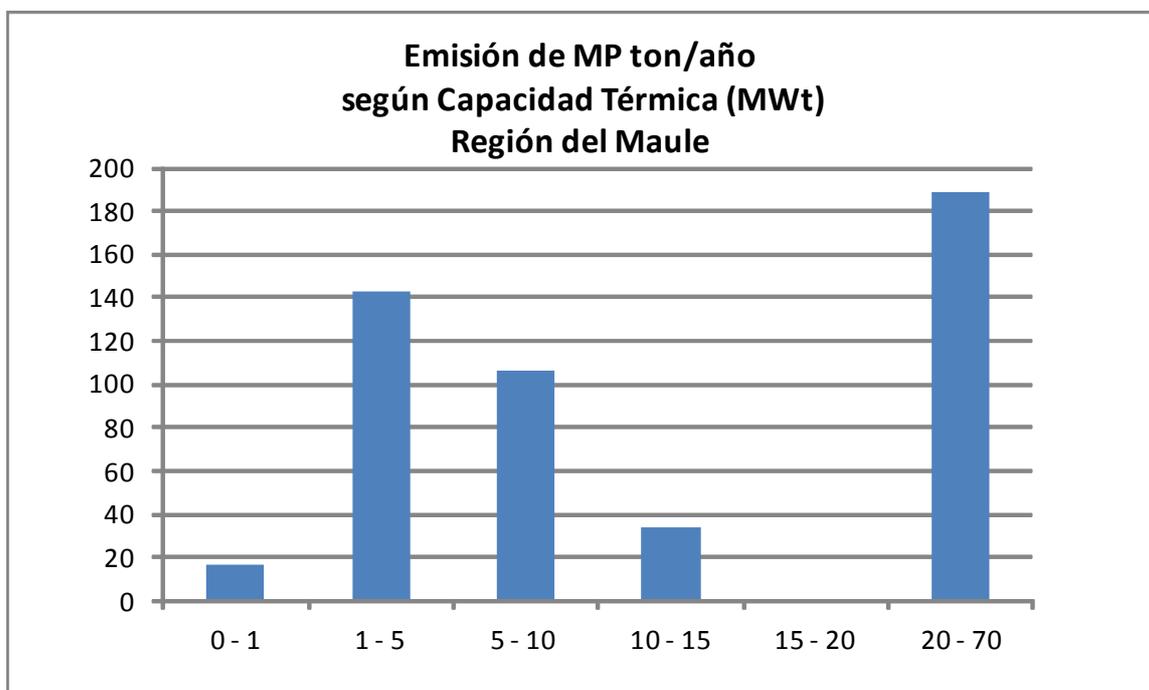
## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### Maule

	EMISIONES MP ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	8,508	24,634	0,000	0,000	0,000	45,764	78,906
PETRÓLEO	3,448	15,347	14,748	8,284	0,000	19,008	60,834
CARBÓN	0,533	13,568	38,028	25,632	0,000	0,000	77,762
GAS	0,208	0,058	0,000	0,000	0,000	0,000	0,266
BIOMASA	4,516	89,355	53,665	0,000	0,000	124,502	272,038

TOTAL	17,2137	142,963	106,44	33,91559	0,000	189,274	
PORCEN	3,5%	29,2%	21,7%	6,9%	0,0%	38,6%	

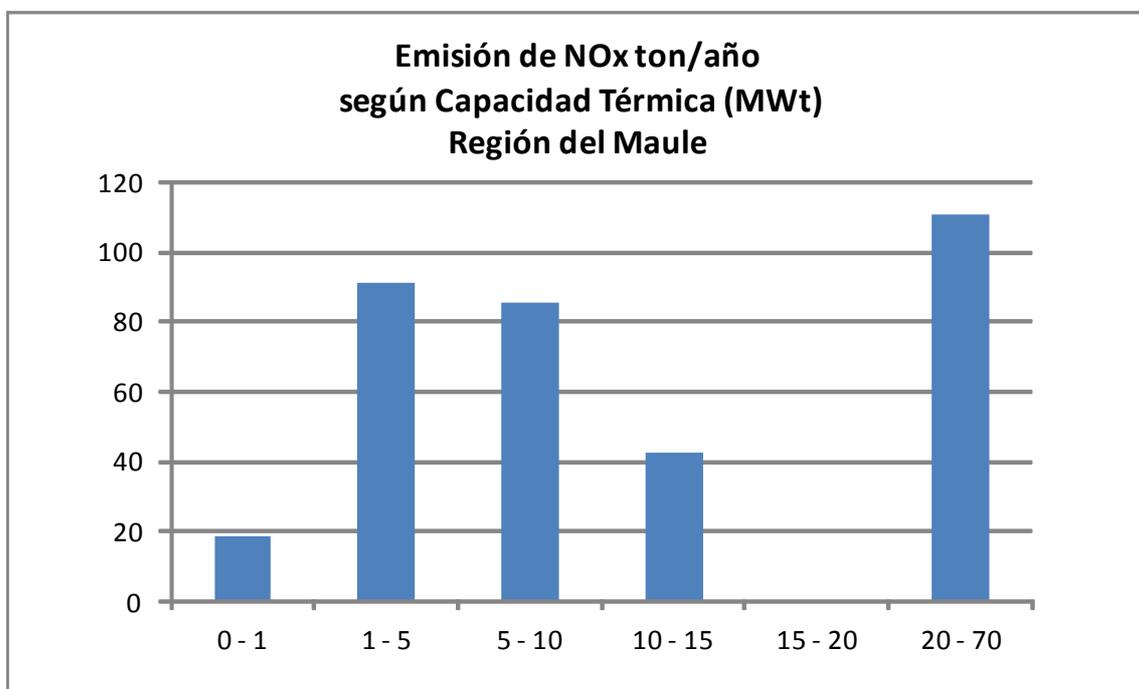


## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

	EMISIONES NOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	1,994	5,774	0,000	0,000	0,000	10,726	18,494
PETRÓLEO	12,876	57,319	55,080	30,938	0,000	70,991	227,205
CARBÓN	0,250	6,360	17,826	12,015	0,000	0,000	36,451
GAS	2,765	0,769	0,000	0,000	0,000	0,000	3,534
BIOMASA	1,059	20,943	12,578	0,000	0,000	29,180	63,759
<b>TOTAL</b>	<b>18,944</b>	<b>91,165</b>	<b>85,483</b>	<b>42,953</b>	<b>0,000</b>	<b>110,898</b>	
<b>PORCEN</b>	<b>5,4%</b>	<b>26,1%</b>	<b>24,5%</b>	<b>12,3%</b>	<b>0,0%</b>	<b>31,7%</b>	

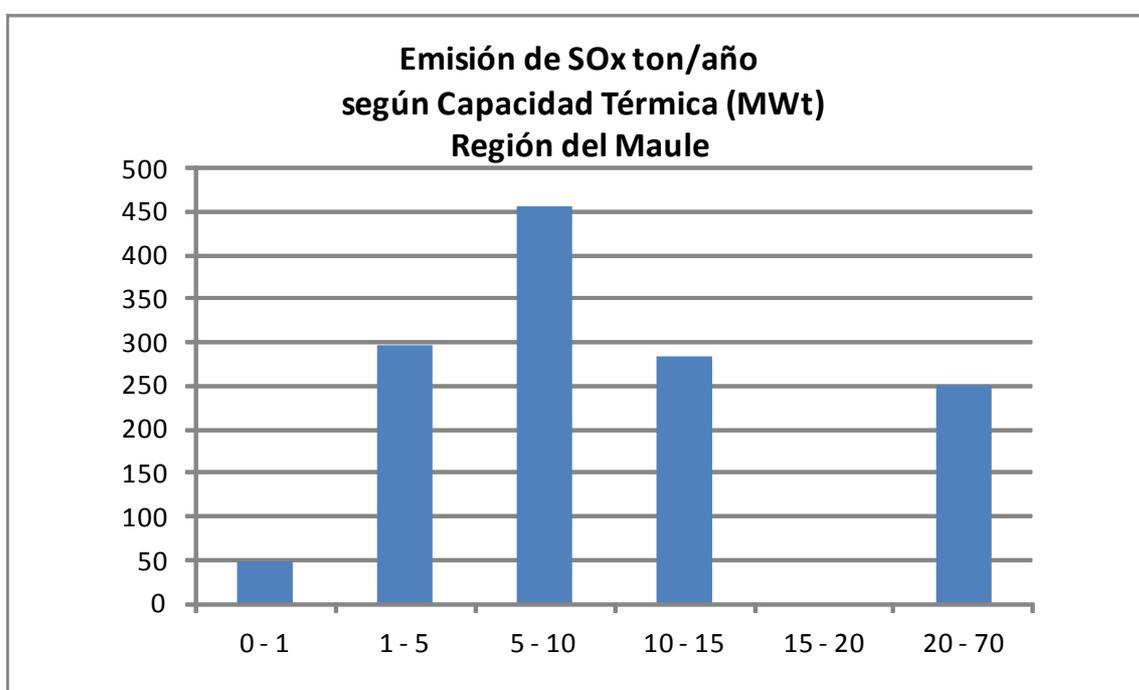


## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

	EMISIONES SOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,106	0,308	0,000	0,000	0,000	0,572	0,986
PETRÓLEO	45,029	200,449	192,616	108,190	0,000	248,260	794,544
CARBÓN	3,674	93,453	261,919	176,540	0,000	0,000	535,586
GAS	0,343	0,095	0,000	0,000	0,000	0,000	0,438
BIOMASA	0,052	1,033	0,620	0,000	0,000	1,440	3,145

TOTAL	49,204	295,338	455,155	284,730	0,000	250,272	
PORCEN	3,7%	22,1%	34,1%	21,3%	0,0%	18,8%	



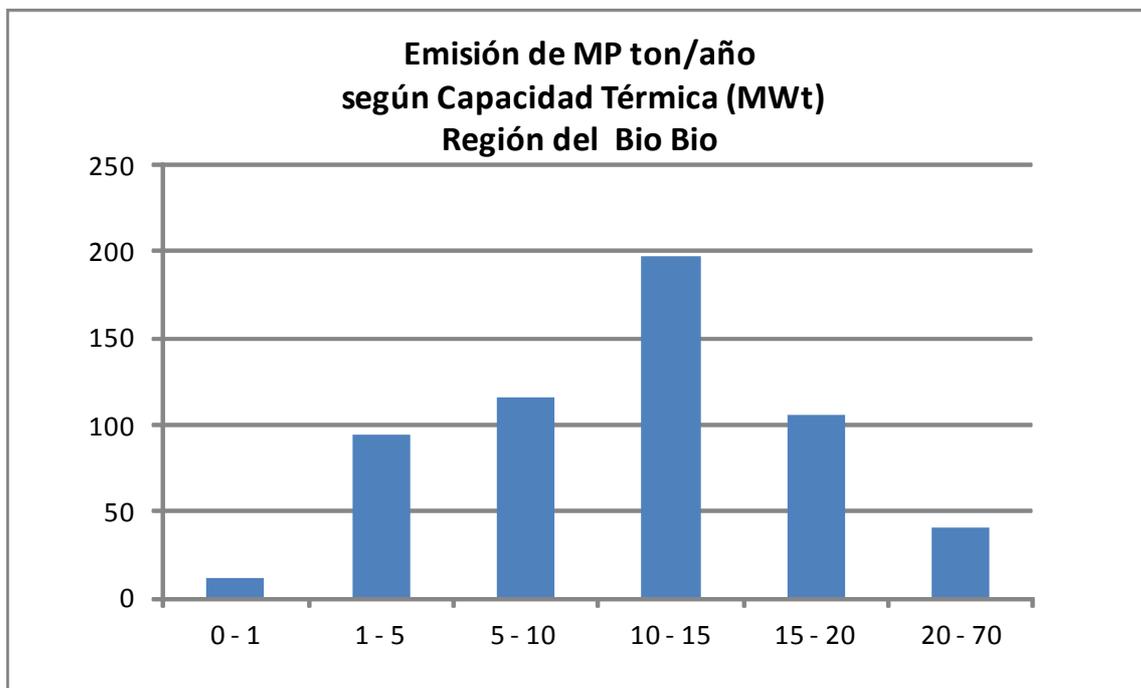
## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### Bio Bio

	EMISIONES MP ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	1,281	0,000	5,829	0,000	12,374	0,000	19,483
PETRÓLEO	2,216	6,664	7,263	23,476	30,836	9,296	79,752
CARBÓN	1,097	29,459	7,491	121,072	15,903	28,766	203,787
GAS	0,084	0,301	0,192	1,084	1,627	3,310	6,598
BIOMASA	6,968	58,201	95,141	51,256	44,884	0,000	256,450

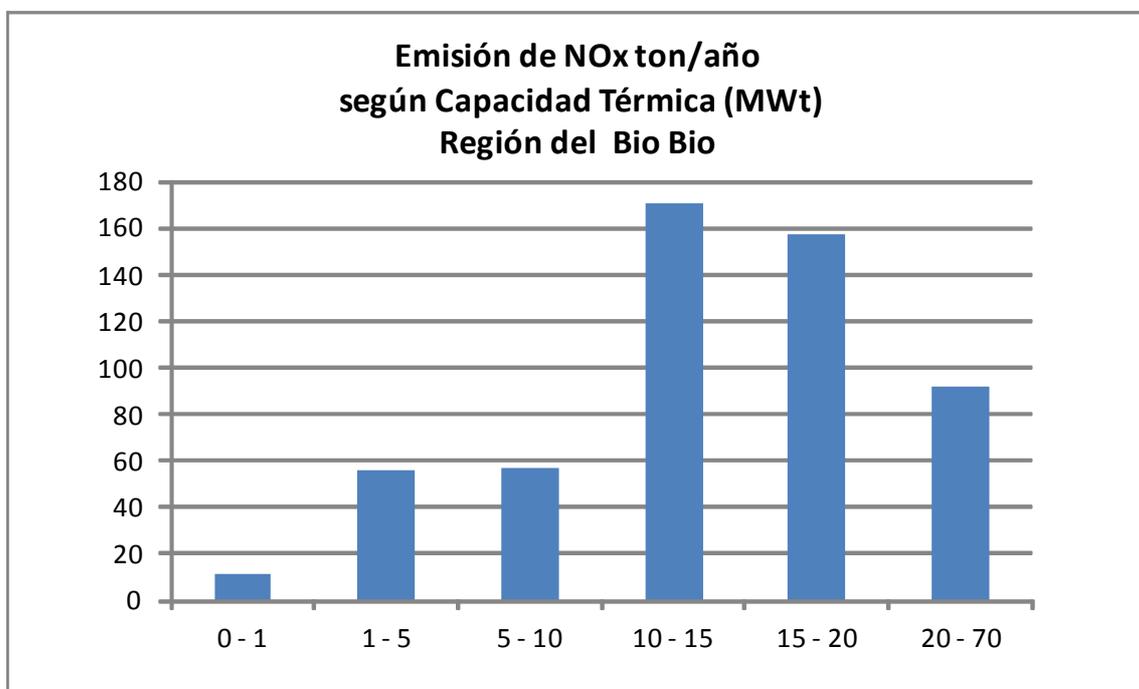
TOTAL	11,646	94,626	115,915	196,888	105,623	41,372
PORCEN	2,1%	16,7%	20,5%	34,8%	18,7%	7,3%



## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

	EMISIONES NOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,300	0,000	1,366	0,000	2,900	0,000	4,566
PETRÓLEO	8,277	24,890	27,125	87,679	115,168	34,720	297,859
CARBÓN	0,514	13,809	3,511	56,752	7,454	13,484	95,525
GAS	1,119	4,006	2,547	14,406	21,625	44,006	87,708
BIOMASA	1,633	13,641	22,299	12,013	10,520	0,000	60,105
<b>TOTAL</b>	<b>11,844</b>	<b>56,346</b>	<b>56,848</b>	<b>170,851</b>	<b>157,667</b>	<b>92,209</b>	
<b>PORCEN</b>	<b>2,2%</b>	<b>10,3%</b>	<b>10,4%</b>	<b>31,3%</b>	<b>28,9%</b>	<b>16,9%</b>	



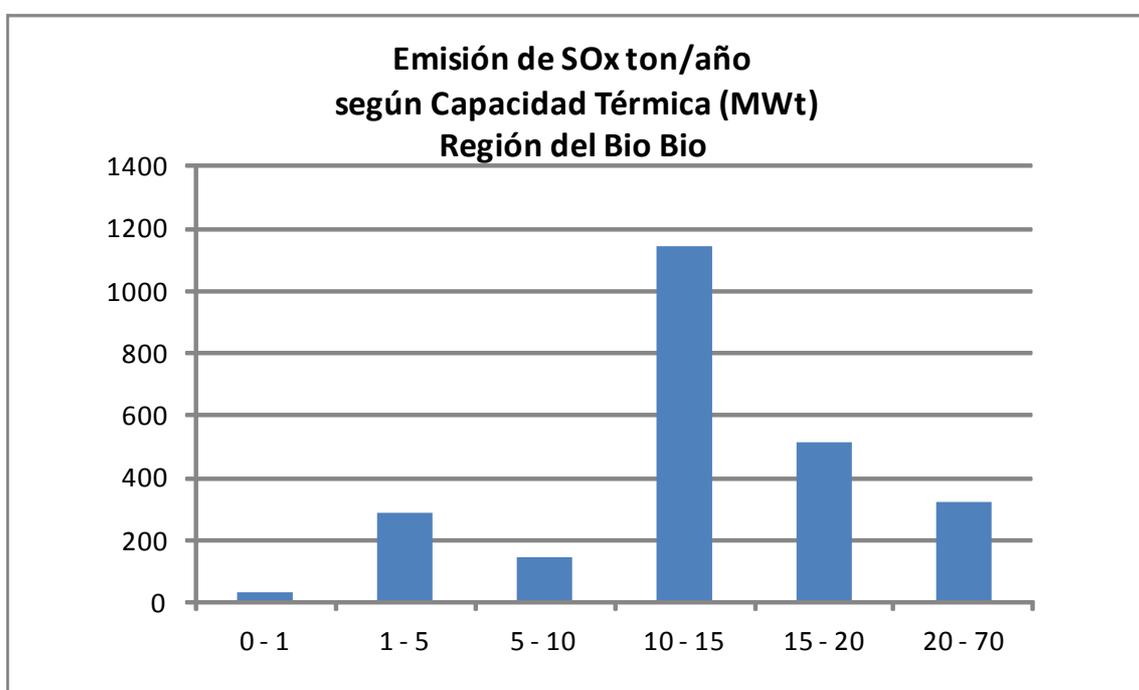
**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

	EMISIONES SOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,016	0,000	0,073	0,000	0,155	0,000	0,244
PETRÓLEO	28,946	87,041	94,857	306,618	402,746	121,416	1041,625
CARBÓN	7,557	202,900	51,595	833,880	109,531	198,123	1403,586
GAS	0,139	0,496	0,316	1,785	2,679	5,452	10,867
BIOMASA	0,081	0,673	1,100	0,593	0,519	0,000	2,965

TOTAL	36,738	291,110	147,940	1142,876	515,630	324,991	
PORCEN	1,5%	11,8%	6,0%	46,5%	21,0%	13,2%	



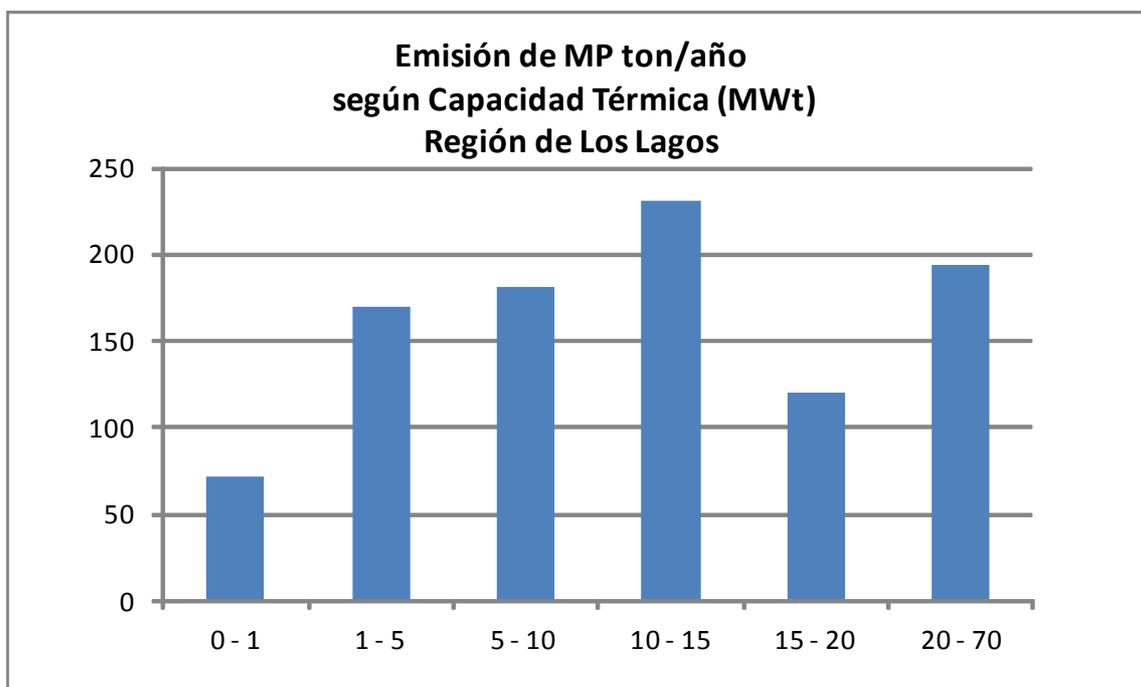
## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

### Los Lagos

	EMISIONES MP ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	60,953	120,230	92,981	51,161	11,335	89,638	426,298
PETRÓLEO	8,912	25,911	30,171	29,750	9,416	12,410	116,569
CARBÓN	0,627	11,662	37,344	131,506	58,269	38,401	277,809
GAS	0,317	0,298	0,191	0,000	0,373	0,000	1,178
BIOMASA	0,884	12,343	21,079	18,558	41,114	54,191	148,170

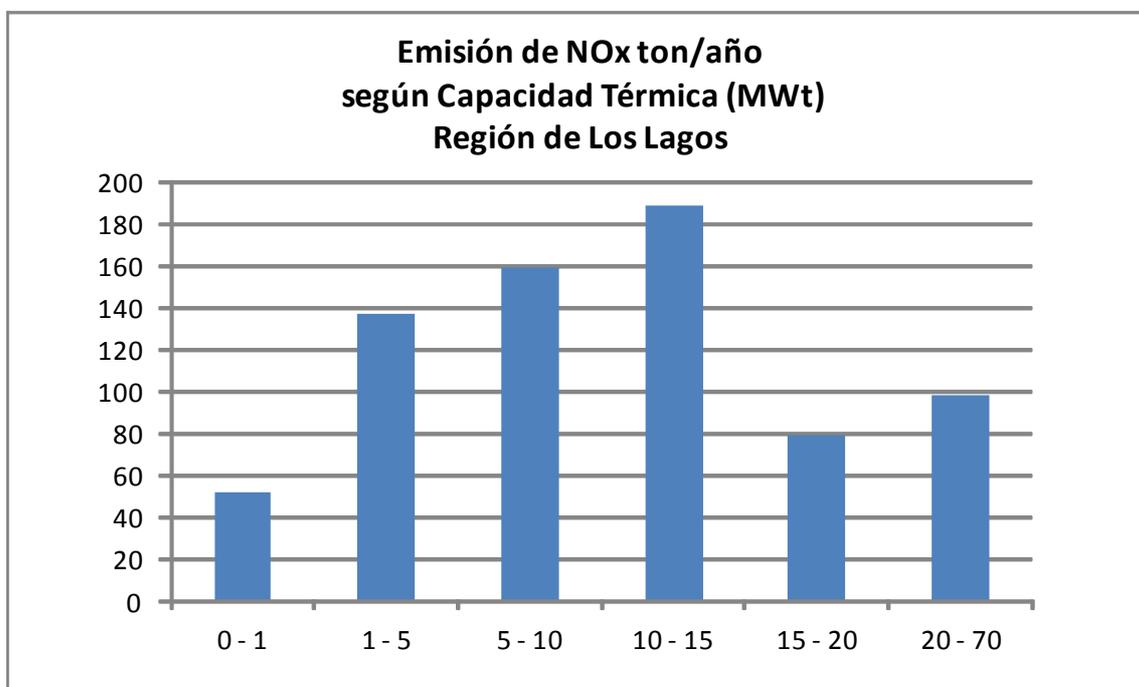
TOTAL	71,693	170,444	181,766	230,975	120,506	194,641	
PORCEN	7,4%	17,6%	18,7%	23,8%	12,4%	20,1%	



## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

	EMISIONES NOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	14,286	28,179	21,792	11,991	2,657	21,009	99,914
PETRÓLEO	33,283	96,772	112,684	111,109	35,165	46,350	435,363
CARBÓN	0,294	5,467	17,505	61,644	27,314	18,001	130,223
GAS	4,208	3,965	2,539	0,000	4,952	0,000	15,664
BIOMASA	0,207	2,893	4,940	4,350	9,636	12,701	34,727
<b>TOTAL</b>	<b>52,278</b>	<b>137,275</b>	<b>159,460</b>	<b>189,093</b>	<b>79,724</b>	<b>98,061</b>	
<b>PORCEN</b>	<b>7,3%</b>	<b>19,2%</b>	<b>22,3%</b>	<b>26,4%</b>	<b>11,1%</b>	<b>13,7%</b>	

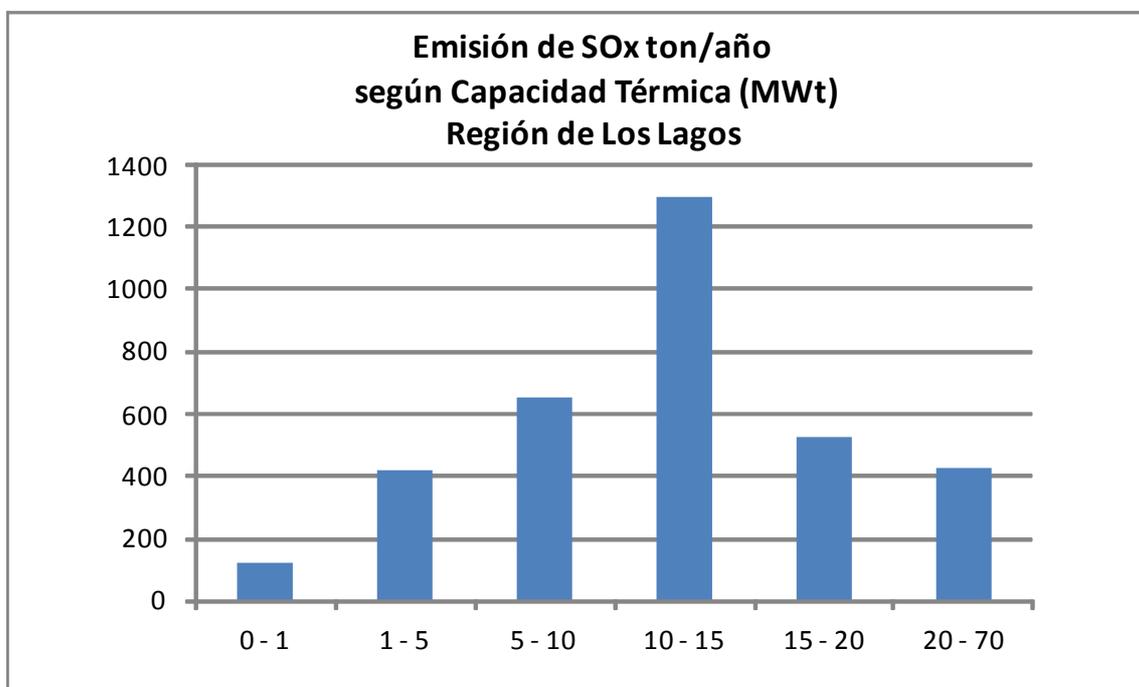


## INFORME FINAL

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

	EMISIONES SOx ton/año						TOTAL
	0 - 1	1 - 5	5 - 10	10 - 15	15 - 20	20 - 70	
LEÑA	0,762	1,503	1,162	0,640	0,142	1,120	5,329
PETRÓLEO	116,391	338,415	394,059	388,553	122,974	162,088	1522,481
CARBÓN	4,316	80,322	257,204	905,751	401,330	264,489	1913,413
GAS	0,521	0,491	0,315	0,000	0,614	0,000	1,941
BIOMASA	0,010	0,143	0,244	0,215	0,475	0,627	1,713

TOTAL	122,001	420,874	652,984	1295,158	525,535	428,325	
PORCEN	3,5%	12,2%	19,0%	37,6%	15,3%	12,4%	



**ANEXO 10: LISTA DE CHEQUEO DEL REGISTRO DE CALDERA SEGÚN LO DISPUESTO EN EL D.S. N° 48/1984**

Antecedentes Caldera	Regiones														
	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo (*)	Valparaíso	RM (*)	O'Higgins	Maule	Biobío	La Araucanía	Los Ríos	Los Lagos	Aysén	Magallanes y Antártica (*)
Nombre del propietario	x	x	x	x		x		x	x	x	x	x	x	x	
Dirección de la instalación	x	x	x <sup>2</sup>	x		x		x	x	x	x	x	x	x <sup>1</sup>	
Nombre del fabricante	x	x	x	x <sup>1</sup>		x <sup>1</sup>		x	x	x <sup>3</sup>			x <sup>1</sup>	x <sup>1</sup>	
Número de fabricación	x	x		x <sup>1</sup>		x <sup>1</sup>		x	x	x <sup>3</sup>			x <sup>1</sup>		
Año de construcción	x	x		x <sup>1</sup>		x <sup>1</sup>		x	x	x <sup>4</sup>			x <sup>1</sup>	x <sup>1</sup>	
Superficie de calefacción		x				x <sup>1</sup>		x <sup>1</sup>	x <sup>1</sup>	x <sup>3</sup>			x <sup>1</sup>		
Presión máxima de trabajo		x	x			x <sup>1</sup>		x <sup>1</sup>	x <sup>1</sup>	x <sup>4</sup>			x <sup>1</sup>	x <sup>1</sup>	
Producción de vapor		x	x			x <sup>1</sup>		x <sup>1</sup>	x <sup>1</sup>				x		
Tipo de combustible empleado		x	x	x <sup>1</sup>		x <sup>1</sup>		x <sup>1</sup>	x	x <sup>5</sup>	x	x	x	x <sup>1</sup>	
Sistema de tratamiento de agua de alimentación						x <sup>1</sup>									
Informar cuando deje de utilizarlo, lo traslade o lo transfiera				x		x			x		x				

(\*) No entregaron el Registro de Calderas.

<sup>1</sup> Solo algunas empresas entregan la información.

<sup>2</sup> Solo señalan la comuna.

<sup>3</sup> Información incompleta, ya que de las cuatro provincias de la Región, solo la provincia de Concepción entrega la información.

<sup>4</sup> Información incompleta, ya que de las cuatro provincias de la Región, solo las provincias de Concepción y Ñuble entrega la información.

<sup>5</sup> Información incompleta, ya que de las cuatro provincias de la Región, solo la provincia de Concepción, Ñuble y Arauco entrega la información.

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---

**ANEXO 11: FICHAS TECNICAS CALDERAS CLEAVER BROOKS**

**INFORME FINAL**

Antecedentes para Elaborar una Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial

---