dictuc
GREENLAB

Informe Número
1616639
Original



GENERACIÓN DE ANTECEDENTES QUE PERMITAN ACTUALIZAR LA PROPUESTA DE UNA NORMA DE EMISIÓN PARA CALDERAS

ID Licitación: 608897-58-LE23

Estudio solicitado por la Subsecretaría del Medio Ambiente

INFORME FINAL

Santiago, 05 de abril de 2024

Título del Proyecto

Generación de antecedentes que permitan actualizar la propuesta de una norma de emisión para calderas.

Autores:

Jefe de proyecto: Luis Cifuentes

Experto asesor: Juan Carlos Bordones, Claudia Pfeng González.

Ingeniero de proyecto: Viviana Cerda Gho, Valentina Morandé, Santiago Lira, Alejandro Bañados, Daniela Madrazo, Rocío Herrera, Pollette Lara.

Dictuc S.A.

Vicuña Mackenna Nº 4860, Macul – Santiago

Datos Mandante

Razón Social: Subsecretaría del Medio Ambiente

RUT: 61.979.930-5

Dirección: San Martín 73, Santiago

Cuerpo del informe

316 hojas (incluye portada)

Fecha del informe

05/abril/2024

Información Contractual

Correlativo Contrato: 3405

OC N°: 608897-108-SE23

Contraparte técnica

Nombre: Emmanuel Mesías

Cargo: Profesional de la Sección de Normas, del Departamento de Planes y Normas, de la División de Calidad del Aire, del Ministerio del Medio Ambiente.

E-mail: emesias@mma.gob.cl

Resumen

Este estudio tiene por objeto generar los antecedentes para actualizar la propuesta de una norma de emisión para calderas, realizando un análisis y recomendaciones que permitan apoyar la formulación de la norma para calderas del sector industrial, comercial y residencial. Analizar la tendencia de la regulación internacional, comparar con la normativa nacional y la propuesta del proyecto definitivo. Describir y analizar el mercado nacional, y desarrollar una base de datos nacional de calderas y sus emisiones. Identificar mejores técnicas de control de emisiones para calderas. Analizar el cumplimiento normativo actual de calderas en los planes de descontaminación, la sinergia entre una futura norma de emisión y estos, y analizar las emisiones típicas en zonas sin PPDAs. Proponer y justificar nuevos escenarios normativos para calderas a nivel nacional, y evaluar costos y beneficios asociados a las propuestas.

Sr. Luis Cifuentes

Director GreenLab

Dictuc S.A.

Sr. Felipe Bahamondes

Gerente General

Dictuc S.A.

Tabla de Contenidos

Tabla de Contenidos I

Lista de Tablas VI

Lista de Figuras XII

Acrónimos y Abreviaturas XIV

Resumen Ejecutivo ..... ***XV***

1. Antecedentes y justificación del estudio ***1***

2. Objetivos del estudio ***3***

2.1 Objetivo general **3**

2.2 Objetivos específicos del estudio **3**

2.3 Alcance de este informe **3**

3. Análisis de la regulación internacional respecto de calderas y comparación con normativa nacional y proyecto definitivo ***5***

3.1 Análisis de la regulación internacional de las emisiones al aire de calderas industriales, comerciales y residenciales **5**

3.1.1 Clasificación según combustible 10

3.1.2 Clasificación según antigüedad de la fuente 10

3.1.3 Clasificación según tamaño 10

3.1.4 Unidades de medida y antigüedad de fuentes 13

3.2 Comparación de regulaciones internacionales para cada contaminante **14**

3.3 Análisis de la normativa nacional vigente que regula calderas u otros instrumentos de gestión ambiental **36**

3.3.1 Normas de emisión 36

3.3.1.1 D.S. N° 321/1991 del MINSAL, que “Establece Norma de Emisión de Contaminantes que Indica” 36

3.3.1.2 D.S. N° 4/1992 del MINSAL, que “Establece Norma de Emisión de Material Particulado a Fuentes Estacionarias Puntuales y Grupales” 37

3.3.1.3 D.S. N° 1.583/1992 del MINSAL, que “Establece Norma de Emisión de Material Particulado a Fuentes Estacionarias Puntuales que Indica” 38

3.3.1.4 Resolución N° 2.063/2005 SEREMI de Salud de la Región Metropolitana, que “Establece Fuentes Estacionarias a las que les son Aplicables las Normas de Emisión de Monóxido de Carbono (CO) y Dióxido de Azufre (SO2)” 38

3.3.1.5 D.S. N° 29/2013 del MMA, que “Establece Norma de Emisión para Incineración, Coincineración y Coprocesamiento y Deroga Decreto N°45/2007 del MINSEGPRES” 39

3.3.1.6 D.S. N° 13/2011 del MMA, que “Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas” 41

3.3.1.7 Resolución 569 Exenta del MMA, que "Aprueba Anteproyecto de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, Elaborado a Partir de la Revisión del Decreto Supremo Nº13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente y lo Somete a Consulta" 41
3.3.1.8 Proyecto Definitivo de la Norma de Emisión para Calderas del MMA (2018) 42
3.3.2 Planes de Descontaminación Atmosférica.....44
3.3.2.1 D.S. N° 8/2015 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica de Temuco y Padre Las Casas" 45
3.3.2.2 Resolución Exenta Nº 1532/2021 del MMA, que "Aprueba Anteproyecto de Revisión de Plan de Descontaminación Atmosférica por MP2,5 , para las comunas de Temuco y Padre Las Casas y de y de Actualización del Plan de Descontaminación por MP_{10} , para las mismas comunas" 47
3.3.2.3 D.S. N° 47/2015 del MMA, que "Establece Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental para la Comuna Osorno" 49
3.3.2.4 D.S. N° 48/2015 del MMA, que "Establece Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental para las Comunas de Chillán y Chillán Viejo" 50
3.3.2.5 D.S. N° 49/2015 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica para las Comunas de Talca y Maule" 51
3.3.2.6 D.S. N° 25/2016 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación para la comuna de Valdivia" 51
3.3.2.7 D.S. N° 31/2016 del MMA, que "Establece Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para la Región Metropolitana de Santiago" 52
3.3.2.8 D.S. N° 4/2017 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica para la Comuna de Los Ángeles" 54
3.3.2.9 D.S. N° 44/2017 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica para el Valle Central de la provincia de Curicó" 56
3.3.2.10 D.S. N° 6/2018 del MMA, "Establece Plan de Prevención y de Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concepción Metropolitano" 56
3.3.2.11 D.S. N° 7/2018 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica para la Ciudad de Coyhaique y su Zona Circundante" 60
3.3.2.12 D.S. N° 105/2018 del MMA, que "Aprueba Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las Comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví" 60
3.3.2.13 D.S. N° 1/2021 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica para el Valle Central de la Región del Libertador Bernardo O'Higgins" 61
3.3.2.14 D.S. Nº 5/2021 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica para la ciudad de Calama y su área Circundante" 63
3.3.2.15 Resolución Exenta Nº 82/2022 del MMA, que "Aprueba Anteproyecto Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para la Provincia de Quillota y las Comunas de Catemu, Panquehue y LlaiLlay" 64
3.3.3 Compensación de emisiones 65
3.3.4 Análisis de los límites de emisión para calderas recopilados de la normativa nacional.....66

3.4 Descripción de las unidades utilizadas para expresar los límites de emisión.....73

3.5 Revisión de las metodologías utilizadas para evaluar el cumplimiento normativo de las calderas y evaluación de su aplicabilidad en el país.....76
3.5.1 Esquema de fiscalización propuesto.....79

4. Descripción y análisis del mercado nacional..... 83

4.1 Análisis de la base de datos de aduana para partidas 84.02 y 84.03 84

4.2 Descripción y análisis de los principales rubros y actividades económicas en que se utilizan calderas.....87

4.3 Descripción y análisis de las disponibilidades y tipos de combustibles que se consumen a nivel regional 100

4.4 Análisis del tipo y nivel de emisiones de distintos combustibles y la factibilidad de introducir mejoras a los combustibles más sucios 110

4.4.1 Material particulado 119
4.4.1.1 Combustibles gaseosos 119
4.4.1.2 Combustibles líquidos 120
4.4.1.3 Combustibles sólidos 120
4.4.2 Dióxido de azufre 121
4.4.3 Óxidos de nitrógeno 121
4.4.4 Monóxido de carbono e Hidrocarburos 122

4.5 Descripción de las calderas comercializadas en el país según país de origen y caracterización del mercado nacional 122

4.5.1 Tipos de Calderas Industriales 124
4.5.1.1 Calderas Pirotubulares o Igneotubulares 125
4.5.1.2 Calderas Acuotubulares 125
4.5.2 Tecnologías de Calderas 126
4.5.2.1 Calderas con Combustibles Sólidos 126
4.5.2.2 Calderas con Combustibles Líquidos 127
4.5.2.3 Calderas con Combustibles Gaseosos 128

5. Identificación de las mejores técnicas y tecnologías de control de emisiones para calderas 129

5.1 Identificación de las potenciales tecnologías de abatimiento para reducir las emisiones de gases y partículas para las calderas 129

5.1.1 Potenciales tecnologías de abatimiento para reducir emisiones de MP, SO_X y NOx 134

5.2 Comparación de diferentes tipos de tecnologías de control 140

5.2.1 Selección de los Equipos de Remoción de Emisiones de Material Particulado 140
5.2.2 Reducción de emisiones de Óxidos de Azufre 141
5.2.2.1 Utilizar Combustibles con Menor Contenido de Azufre 141
5.2.2.2 Mecanismos de Reducción de Azufre en los Gases de Salida 142
5.2.2.3 Combustión en Lecho Fluidizado 142
5.2.3 Reducción de Monóxido de Carbono y Compuestos Orgánicos Volátiles 142
5.2.4 Reducción de Óxidos de Nitrógeno (NO_X) 143
5.2.4.1 Modificaciones en la Combustión y en los Procesos 143
5.2.4.2 Tecnologías de Post Tratamiento para Control de Emisiones de NOx 143
5.2.5 Ventajas y Desventajas de Tecnologías de Control 144

6. Desarrollo de una base de datos a nivel nacional de calderas y sus respectivas emisiones 146

6.1 Consolidación de una base de datos nacional de calderas. 146

6.1.1 Clasificación de calderas según sector económico 147
6.1.2 Resultados del catastro nacional de calderas para el año 2022 148

6.2 Elaboración de inventario de emisiones 150

6.2.1 Revisión y corrección de datos 150
6.2.1.1 Completitud de datos faltantes 150

6.2.1.2 Corrección de datos 152
6.2.2 Metodología para la estimación de emisiones 155
6.2.2.1 Niveles de actividad 155
6.2.2.2 Factores de emisión 157
6.2.3 Resultados de la estimación del inventario de emisiones 160

6.3 Estimación de la concentración de los contaminantes en los gases de salida 168

6.4 Proyección de emisiones de cada contaminante bajo escenarios de regulación propuestos y en escenario de línea base 170
6.4.1 Metodología para la proyección de emisiones 170
6.4.1.1 Proyección en escenario de línea base 170
6.4.1.2 Proyección en escenarios normativos 176
6.4.2 Resultados de la proyección de emisiones 178
6.4.2.1 Resultados en escenario línea base 178
6.4.2.2 Resultados en escenarios normativos 186

7. Análisis del cumplimiento normativo actual vinculado a calderas en los PPDAs, de las emisiones típicas en zonas sin PPDAs, y de la sinergia entre una futura norma de emisión y los PPDAs 190

7.1 Análisis del cumplimiento normativo actual vinculado a calderas en planes de descontaminación atmosférica 190

7.2 Análisis de las emisiones típicas en zonas sin PDA 191

7.3 Evaluación de la sinergia entre la futura norma de emisión y los PDA's 196

8. Propuesta de nuevos escenarios normativos 201

8.1 Revisión del diseño propuesto en el proyecto definitivo 201
8.1.1 Tamaño de fuente regulada 201
8.1.2 Contaminantes normados 202
8.1.3 Límites de emisión 202
8.1.3.1 Calderas Cogeneradoras y Recuperadoras 206
8.1.4 Gradualidad de implementación 207
8.1.5 Esquema de fiscalización 207
8.1.6 Unidades de medida 208

8.2 Propuesta de nuevos criterios normativos y tres límites de emisión por contaminante 209
8.2.1 Para calderas nuevas de potencia menor a 1 MWt 209
8.2.2 Límites de emisión de MP – para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt 210
8.2.3 Límites de emisión de SO_2 – para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt 211
8.2.4 Límites de emisión de NOx – para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt 212
8.2.5 Límites de emisión de Mercurio 213
8.2.6 Límites de emisión de COVs 214

8.3 Propuesta de medidas de control de emisiones 214

9. Evaluación de costos y beneficios asociados a la aplicación de las propuestas regulatorias para calderas a nivel nacional 216

9.1 Confección de una base de datos que incluya el potencial de reducción de emisiones de los contaminantes según escenario 216

9.2 Estimación de los costos para cada tecnología de abatimiento 216
9.2.1 Estimación de costos para cada tecnología de abatimiento 216
9.2.2 Estimación de costos monitoreo y fiscalización 224

9.3 Identificación de los costos de implementar metodologías de medición y determinación de parámetros para el cumplimiento normativo 225

9.4 Identificación y valorización de los beneficios en salud, productividad, pérdida, co-beneficios, y otros efectos 228

9.5 Comparación de costos y beneficios derivados de la norma a través de una razón beneficio costo 232

9.6 Comparación cuantitativa en formato de tabla de los distintos tipos de beneficios calculados en las evaluaciones internacionales recopiladas 233

10. Conclusiones 237

11. Bibliografía 240

12. Anexos 244

12.1 Clasificación de los combustibles regulados en la normativa internacional 244

12.2 Otras normas relacionadas a calderas 245
12.2.1 Otras normas de aplicación a nivel nacional 245
12.2.1.1 D.S. N° 144/1961 del MINSAL, "Normas para evitar Emanaciones o Contaminantes Atmosféricos de Cualquier Naturaleza" 245
12.2.1.2 D.S. N° 32/1990 del MINSAL, "Reglamento de Funcionamiento de Fuentes Emisoras de Contaminantes Atmosféricos que Indica, en Situaciones de Emergencia de Contaminación Atmosférica" 245
12.2.1.3 D.S. N° 2.467/1993 del MINSAL, que "Aprueba Reglamento de Laboratorios de Medición y Análisis de Emisiones Atmosféricas Provenientes de Fuentes Estacionarias" 246
12.2.1.4 D.S. N° 138/2005 del MINSAL, que "Establece Obligación de Declarar Emisiones que Indica" 246
12.2.1.5 Circular N° B32/23 del 2006 del MINSAL, que "Imparte Instrucciones sobre Aplicación del D.S. N° 138/2005 del MINSAL, sobre Declaración de Emisiones de Contaminantes Atmosféricos" 247
12.2.1.6 Resolución N° 42.549/2006 del MINSAL, que "Establece procedimiento de acreditación del cumplimiento de metas individuales de emisión y compensación de emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx)" 247
12.2.1.7 D.S. N°10/2012 del MINSAL y la Subsecretaría de Salud Pública, que "Aprueba Reglamento de Calderas, Autoclaves y Equipos que Utilizan Vapor de Agua" 248
12.2.1.8 Ley 20.780/2014 del Ministerio de Hacienda, "Reforma Tributaria que Modifica el Sistema de Tributación de la Renta e Introduce Diversos Ajustes en el Sistema Tributario" 248
12.2.2 Otras normativas de aplicación en la Región Metropolitana 250
12.2.2.1 Resolución N° 7.077/1976 del Servicio Nacional de Salud 250
12.2.2.2 Resolución N° 15.027/1994 del MINSAL, que "Establece Procedimiento de Declaración de Emisiones para Fuentes Estacionarias que Indica" 250
12.2.2.3 D.S. N° 812/1995 del MINSAL, "Complementa Procedimiento de Compensación de Emisiones para Fuentes Estacionarias Puntuales que Indica" 250
12.2.2.4 Resolución N° 5.155/1999 del Servicio de Salud del Ambiente de la Región Metropolitana, que "Establece Forma de Declarar Emisiones Gaseosas para las Fuentes Estacionarias que Indica" 251

12.3 Comunas con presencia de calderas 251

12.4 Parámetros y ecuaciones para el cálculo de costos de tecnologías de abatimiento 257

12.5 Propiedades de los combustibles 265

12.6 Listado de calderas cogeneradoras – Ministerio de Energía 267

12.7 Listado de calderas cogeneradoras resultantes del inventario de emisiones 269

12.8 Calderas que salen del parque en proyección de escenario línea base 283

Lista de Tablas

Tabla 1-1 Razón beneficio-costo por escenario XVII
Tabla 2-1 Actividades abordadas en este informe 4
Tabla 3-1 Normativa Internacional 6
Tabla 3-2 Contaminantes regulados en las normas de cada país estudiado 9
Tabla 3-3 Clasificación de tamaños propuesta, según el límite superior del rango de potencia de la fuente 11
Tabla 3-4 Límites máximos, mínimos y promedio para material particulado y combustibles sólidos 16
Tabla 3-5 Límites máximos, mínimos y promedio para material particulado y combustibles líquidos 17
Tabla 3-6 Límites máximos, mínimos y promedio para dióxido de azufre y combustibles sólidos 19
Tabla 3-7 Límites máximos, mínimos y promedio para dióxido de azufre y combustibles líquidos 21
Tabla 3-8 Límites máximos, mínimos y promedio para dióxido de azufre y combustibles gaseosos 23
Tabla 3-9 Límites máximos, mínimos y promedio para óxidos de nitrógeno y combustibles sólidos 25
Tabla 3-10 Límites máximos, mínimos y promedio para óxidos de nitrógeno y combustibles líquidos 27
Tabla 3-11 Límites máximos, mínimos y promedio para óxidos de nitrógeno y combustibles gaseosos 29
Tabla 3-12 Límites de emisión para Hg 31
Tabla 3-13 Límites de MP, NOx y SO_2 actualizados entre la creación del proyecto definitivo y la actualidad 32
Tabla 3-14 Límites de CO, HCl y Hg actualizados entre la creación del proyecto definitivo y la actualidad 34
Tabla 3-15 Emisión estimada de MP según combustible utilizado 37

Tabla 3-16 Límites de emisión para incineración 40
Tabla 3-17 Límites de emisión según combustible, caldera existente o nueva, y contaminante [mg/Nm^3] 41
Tabla 3-18 Límite de emisión para Mercurio para fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen carbón y/o petcoke [mg/Nm^3] 41
Tabla 3-19 Límites de emisión para fuentes emisoras existentes por contaminante y estado del combustible 42
Tabla 3-20 Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas por contaminante y estado del combustible 42
Tabla 3-21 Límite de emisión para Mercurio, Níquel y Vanadio, para fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen carbón y/o petcoke 42
Tabla 3-22 Límites de emisión de contaminantes para calderas nuevas de potencia menor a 1 MWt, propuestos en el proyecto definitivo 43
Tabla 3-23 Límites máximos de emisión de contaminantes para calderas, propuestos en el proyecto definitivo, según tipo de combustible, potencia térmica, caldera existente o nueva, y contaminante [mg/Nm^3] 43
Tabla 3-24 Límite de emisión de mercurio, propuestos en el proyecto definitivo, para fuentes emisoras existentes y nuevas de potencia térmica igual o mayor a 20 MWt [mg/Nm^3] 44
Tabla 3-25 Lista de PDAs revisados de norte a sur 45
Tabla 3-26 Límites de emisión de MP, según tipo de fuente [mg/Nm^3] 46
Tabla 3-27 Límite máximo de emisión de SO_2 46
Tabla 3-28 Limites de emisión de MP para calderas, según antigüedad y potencia. 48
Tabla 3-29 Limites de emisión de SO_2 para calderas, según antigüedad y potencia. 48
Tabla 3-30 Límites máximos de emisión para fuentes fijas 50
Tabla 3-31 Límite máximo de emisión de MP para fuentes estacionarias 52
Tabla 3-32 Límite máximo de emisiones de dióxido de SO_2 para fuentes estacionarias 53
Tabla 3-33 Límite máximo de emisión de CO para fuentes estacionarias [ppm] 53
Tabla 3-34 Límite máximo de emisión de NOx para fuentes estacionarias [ppmv] 54
Tabla 3-35 Límites máximos de emisión de MP para Calderas y Hornos Industriales [mg/Nm^3] 55
Tabla 3-36 Límite máximo de emisión de SO_2 para Calderas 55
Tabla 3-37 Límite máximo de emisión de MP para fuentes estacionarias [mg/Nm^3] 57
Tabla 3-38 Límite máximo de emisión de SO_2 para fuentes estacionarias [mg/Nm^3] 57
Tabla 3-39 Límite máximo de emisión de NOx para fuentes estacionarias 58
Tabla 3-40 Límites de emisión para calderas nuevas y existentes 61
Tabla 3-41 Límite máximo de emisión de MP para fuentes estacionarias 62
Tabla 3-42 Límite máximo de emisión de SO_2 para calderas 62
Tabla 3-43 Límites de emisión para calderas establecidos por el PDA Calama 63
Tabla 3-44 Límites máximos de emisión para calderas según contamínate, potencia y antigüedad 64
Tabla 3-45 Valores que determinan la obligación de compensar emisiones 65
Tabla 3-46 Tamaños de fuentes nacionales 66
Tabla 3-47 Ventajas y desventajas de las distintas unidades de medidas recopiladas 75

Tabla 3-48 Metodología de medición en la normativa nacional 77
Tabla 3-49 Metodología de medición en la normativa internacional 78
Tabla 3-50 Propuesta de esquema de fiscalización 82
Tabla 4-1 Descripción de partidas arancelarias analizadas 85
Tabla 4-2 Número de calderas importadas por año y partida arancelaria 86
Tabla 4-3 Número de calderas importadas por país y partida arancelaria 86
Tabla 4-4 Tipos de calderas registradas, por región 88
Tabla 4-5 Distribución de las actividades en donde se utilizan calderas, por región 91
Tabla 4-6 Actividades económicas en donde se utilizan calderas, por región 94
Tabla 4-7 Tipos de calderas registradas, por actividad económica 98
Tabla 4-8 Cantidad de calderas según tipo de combustible utilizado, por región 103
Tabla 4-9 Cantidad de calderas según tipo de combustible utilizado, según caldera 108
Tabla 5-1 Número de calderas que tiene integrado un sistema de abatimiento de emisiones, según tipo de caldera 130
Tabla 5-2 Tecnologías de abatimiento junto a contaminante abatido, vida útil y eficiencia de remoción 137
Tabla 5-3 Composición de Combustibles [% p/p] 141
Tabla 5-4 Condiciones Típicas de Operación y Eficiencia de los Sistemas de Post Combustión para Abatir NOX 144
Tabla 5-5 Ventajas y desventajas de tecnologías de NOx en calderas 144
Tabla 5-6 Ventajas y desventajas de tecnologías de MP en calderas 145
Tabla 5-7 Ventajas y desventajas de tecnologías de CO en calderas 145
Tabla 5-8 Ventajas y desventajas de tecnologías de SO_2 en calderas 145
Tabla 6-1 Desagregación de calderas por fuente de información 146
Tabla 6-2 Clasificación de sector económico según sección del CIIU 147
Tabla 6-3 Cantidad de calderas por región y sector económico 148
Tabla 6-4 Comparación de número de calderas por sector económico entre el AGIES del anteproyecto y el catastro actual 149
Tabla 6-5 Factor de planta promedio 151
Tabla 6-6 Corrección de datos faltantes 152
Tabla 6-7 Percentil 95 de las potencias por tipo de caldera 153
Tabla 6-8 Corrección de datos erróneos 153
Tabla 6-9 Calderas cogeneradoras agregadas a la base de datos 154
Tabla 6-10 Consumo de combustibles por tipo de caldera 155
Tabla 6-11 Factores de emisión de calderas [kg/ton] 157
Tabla 6-12 Inventario de emisiones por tipo de caldera y combustible utilizado [ton/año] 161
Tabla 6-13 Cantidad de calderas por rango de potencia 165
Tabla 6-14 Emisiones por contaminante [ton/año] según rango de potencia y estado del combustible 167
Tabla 6-15 Valores de F_d por combustible 169
Tabla 6-16 Regresión lineal de números de calderas por región 171
Tabla 6-17 Proyección de calderas nuevas para el periodo 2023-2032 172

Tabla 6-18 Horas de operación promedio por tipo de caldera 174
Tabla 6-19 Potencia promedio por tipo de caldera y rango de potencia 175
Tabla 6-20 Emisiones por contaminantes proyectados en el periodo 2022 – 2032 [ton/año].. 179
Tabla 7-1 Registro de fiscalizaciones a calderas en PDA 191
Tabla 7-2 Comparación de emisiones totales de calderas por contaminante y región 192
Tabla 7-3 Límites de emisión para combustibles sólidos por tipo de contaminante en (mg/Nm^3) , para fuentes nuevas y existentes 199
Tabla 7-4 Límites de emisión para combustibles líquidos por tipo de contaminante en (mg/Nm^3), para fuentes nuevas y existentes 200
Tabla 7-5 Límites de emisión para combustibles líquidos por tipo de contaminante en (mg/Nm^3) , para fuentes nuevas y existentes..... 200
Tabla 8-1 Tamaños de calderas regulados en el proyecto definitivo 201
Tabla 8-2 Comparación de contaminantes normados en la normativa revisada..... 202
Tabla 8-3 Comparación del límite de emisión más estricto (mg/Nm^3), por combustible y antigüedad de la fuente, para calderas de potencia entre 75 kWt y 1 MWt 203
Tabla 8-4 Comparación del límite de emisión más estricto (mg/Nm^3), por combustible y antigüedad de la fuente, para calderas de potencia entre 1 y 3 MWt..... 203
Tabla 8-5 Comparación del límite de emisión más estricto (mg/Nm^3), por combustible y antigüedad de la fuente, para calderas de potencia entre 3 y 20 MWt..... 204
Tabla 8-6 Comparación del límite de emisión más estricto (mg/Nm^3), por combustible y antigüedad de la fuente, para calderas de potencia entre 20 y 50 MWt..... 204
Tabla 8-7 Comparación del límite de emisión más estricto (mg/Nm^3), por combustible y antigüedad de la fuente, para calderas de potencia mayor 50 MWt..... 205
Tabla 8-8 Esquema de medición y fiscalización del proyecto definitivo 207
Tabla 8-9 Límites de emisión escenario Menos Exigente para calderas nuevas de potencia menor a 1 MWt 210
Tabla 8-10 Límites de emisión escenario Intermedio para calderas nuevas de potencia menor a 1 MWt 210
Tabla 8-11 Límites de emisión escenario Más Exigente para calderas nuevas de potencia menor a 1 MWt 210
Tabla 8-12 Límites de emisión de MP para el escenario Menos Exigente para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt 210
Tabla 8-13 Límites de emisión de MP para el escenario Intermedio para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt 211
Tabla 8-14 Límites de emisión de MP para el escenario Más exigente para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt 211
Tabla 8-15 Límites de emisión de SO_2 para el escenario Menos Exigente para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt 211
Tabla 8-16 Límites de emisión de SO_2 para el escenario Intermedio para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt 212
Tabla 8-17 Límites de emisión de SO_2 para el escenario Más exigente para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt 212

Tabla 8-18 Límites de emisión de NOx para el escenario Menos Exigente para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt 212
Tabla 8-19 Límites de emisión de NOx para el escenario Intermedio para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt 213
Tabla 8-20 Límites de emisión de NOx para el escenario Más exigente para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt 213
Tabla 8-21 Límites de emisión de Mercurio para el escenario Menos Exigente 213
Tabla 8-22 Límites de emisión de Mercurio para el escenario Intermedio 213
Tabla 8-23 Límites de emisión de Mercurio para el escenario Más exigente 213
Tabla 8-24 Límites de emisión de COVs para el escenario Menos Exigente 214
Tabla 8-25 Límites de emisión de COVs para el escenario Intermedio 214
Tabla 8-26 Límites de emisión de COVs para el escenario Más Exigente 214
Tabla 8-27 Conteo de tecnologías seleccionadas para escenario menos exigente 215
Tabla 8-28 Conteo de tecnologías seleccionadas para escenario intermedio 215
Tabla 8-29 Conteo de tecnologías seleccionadas para escenario más exigente 215
Tabla 9-1 Potencial de reducción de concentración por contaminante y escenario normativo 216
Tabla 9-2 Número de incumplimientos por tipo de caldera y escenario 219
Tabla 9-3 Número de incumplimientos por tamaño de caldera y escenario 219
Tabla 9-4 Número de incumplimientos por estado de combustible y escenario 220
Tabla 9-5 Número de incumplimientos por región y escenario 220
Tabla 9-6 Número de incumplimientos por contaminante y escenario 221
Tabla 9-7 Número de calderas afectas por escenario 222
Tabla 9-8 Número de calderas afectas por región y escenario normativo 222
Tabla 9-9 Costo anual total de abatimiento por escenario 222
Tabla 9-10 Costos anuales totales de abatimiento por tipo de caldera y escenario 223
Tabla 9-11 Costos totales anuales de abatimiento por tamaño de caldera y escenario 223
Tabla 9-12 Costos anuales totales de abatimiento por contaminante y escenario 224
Tabla 9-13 Resumen de Presupuesto fiscalización de programas y subprogramas de normas de emisión de aire 2023 224
Tabla 9-14 Resumen de Presupuesto fiscalización de programas y subprogramas de normas de emisión de aire 2024 225
Tabla 9-15 Comparación de valor unitario 225
Tabla 9-16 Costos de monitoreo por tipo y método 226
Tabla 9-17 Costos anuales de implementación de monitoreo continuo 226
Tabla 9-18 Costos anuales de implementación de monitoreo discreto 227
Tabla 9-19 Promedio del costo de monitoreo discreto [UF/fuente-año] por contaminante y sector 228
Tabla 9-20 Costos de fiscalización anuales por escenario normativo 228
Tabla 9-21 Costos de monitoreo anuales por escenario normativo 228
Tabla 9-22 Coeficientes de riesgo unitario recomendados por GreenLab Dictuc (2022) 229
Tabla 9-23 Tasa de mortalidad todas las causas [muertes/100.000 hab.] 230
Tabla 9-24 Tasa de visitas a urgencia causas respiratorias [visitas/100.000 hab.] 231

Tabla 9-25 Beneficios totales anuales [UF/año] por escenario y contaminante..... 232
Tabla 9-26 Beneficios totales por escenario..... 232
Tabla 9-27 Razón beneficio-costo por escenario..... 233
Tabla 9-28 Beneficios calculados para normativa estadounidense 235
Tabla 12-1 Clasificación de los combustibles encontrados en la normativa internacional..... 244
Tabla 12-2 Comunas con presencia de calderas..... 251
Tabla 12-3 Parámetros para cálculo de costos de tecnologías de abatimiento..... 257
Tabla 12-4 Tipo de ecuación por grupo de fuentes emisoras, contaminantes y tecnologías de abatimiento..... 262
Tabla 12-5 Propiedades de los combustibles 265
Tabla 12-6 Listado de calderas cogeneradoras e identificación en base de datos del RETC 267
Tabla 12-7 Información de calderas cogeneradoras que deben ser incluidas en la Norma de Termoeléctricas 269
Tabla 12-8 Calderas que salen del parque de calderas proyectado, escenario línea base 283

Lista de Figuras

Figura 1-1 Distribución de emisiones por rango de potencia XV
Figura 1-2 Trayectoria de emisiones línea base por contaminante XVI
Figura 3-1 Rangos de potencias (MWt) encontrados en la normativa internacional 12
Figura 3-2 Comparación de tamaños de fuente nacionales e internacionales 13
Figura 3-3 Límite de emisión de MP para calderas con combustible sólido según tamaño de caldera y antigüedad 15
Figura 3-4 Límite de emisión de MP para calderas con combustible líquido según tamaño de caldera y antigüedad 17
Figura 3-5 Límite de emisión de SO_2 para calderas con combustible sólido según tamaño de caldera y antigüedad 19
Figura 3-6 Límite de emisión de SO_2 para calderas con combustible líquido según tamaño de caldera y antigüedad 21
Figura 3-7 Límite de emisión de SO_2 para calderas con combustible gaseoso según tamaño de caldera y antigüedad 23
Figura 3-8 Límite de emisión de NOx para calderas con combustible sólido según tamaño de caldera y antigüedad 25
Figura 3-9 Límite de emisión de NOx para calderas con combustible líquido según tamaño de caldera y antigüedad 27
Figura 3-10 Límite de emisión de NOx para calderas con combustible gaseosos según tamaño de caldera y antigüedad 29
Figura 3-11 Límites de emisión definidos en PDA [mg/Nm^3] 68
Figura 3-12 Límites de emisión definidos en normas de emisión [mg/Nm^3] 70
Figura 3-13 Límites de emisión definidos en el proyecto definitivo [mg/Nm^3] 72
Figura 3-14 Cantidad de países revisados que exigen cada tipo de medición, por potencia de la caldera regulada 80
Figura 4-1 Cantidad de calderas según registro de información. 84
Figura 4-2 Distribución de tipos de calderas en el país y distribución regional, todos los tipos de calderas 90
Figura 4-3 Distribución de tipos de calderas por rubros y distribución regional 92
Figura 4-4 Distribución de actividades económicas en el país 96
Figura 4-5 Distribución de tipos de actividad económica según tipo de calderas 99
Figura 4-6 Distribución de tipos de combustibles que utilizan las calderas. 101
Figura 4-7 Distribución regional de los tipos de combustibles que utilizan las calderas 106
Figura 4-8 Tipos de combustibles utilizados en las calderas 109
Figura 4-9 Calderas por tipo de combustible agrupados en rubros 110
Figura 4-10 Emisiones estimadas en RETC 2022, por Tipo de Caldera. 111
Figura 4-11 Emisiones estimadas en CMM2021 (Inventario), por Tipo de Caldera. 111
Figura 4-12 Emisiones declaradas en RETC 2022, para MP10, SO2, NOx y CO, por tipo de combustible. 113

Figura 4-13 Emisiones declaradas en RETC 2022, para MP_{10}, SO_2, NOx y CO, por tipo de combustible – Para Calderas agua caliente 114
Figura 4-14 Emisiones declaradas en RETC 2022, para MP_{10}, SO_2, NOx y CO, por tipo de combustible – Para Calderas fluido térmico 115
Figura 4-15 Emisiones declaradas en RETC 2022, para MP_{10}, SO_2, NOx y CO, por tipo de combustible – Para Calderas industriales 116
Figura 4-16 Emisiones declaradas en RETC 2022, para MP_{10}, SO_2, NOx y CO, por tipo de combustible – Para Caldera recuperadora 117
Figura 4-17 Comparación de factores de emisión por tipo de combustible 118
Figura 4-18 Tipos de calderas ofrecidas por empresas proveedoras. 123
Figura 4-19 País de origen de las empresas proveedoras. 124
Figura 4-20 Calderas Pirotubulares o Igneotubulares 125
Figura 4-21 Calderas Acuotubulares 126
Figura 5-1 Tipos de calderas en que se registran sistemas de abatimiento 131
Figura 5-2 Tipos de abatimientos usados en las calderas 132
Figura 5-3 Calderas que consumen leña 133
Figura 5-4 Tecnologías de abatimiento principales y combustibles utilizados, según Base de datos RETC, 2022 135
Figura 6-1 Emisiones de MP, MP10 y MP2.5 por tipo de caldera 163
Figura 6-2 Emisiones de NOx y CO por tipo de caldera 164
Figura 6-3 Emisiones de SO2, COV y NH3 por tipo de caldera 165
Figura 6-4 Cantidad de calderas por rango de potencia y estado del combustible 166
Figura 6-5 Distribución de emisiones por rango de potencia 167
Figura 6-6 Distribución de calderas en los años 2019 – 2022 171
Figura 6-7 Distribución de combustibles por región de calderas nuevas 173
Figura 6-8 Proceso proyección de parque de calderas, escenario línea base 176
Figura 6-9 Proceso proyección de parque de calderas, escenarios normativos 178
Figura 6-10 Trayectoria de emisiones línea base por contaminante 180
Figura 6-11 Proyección de emisiones de MP por tipo de caldera en línea base 181
Figura 6-12 Proyección de emisiones de NOx por tipo de caldera en línea base 182
Figura 6-13 Proyección de emisiones de SO2 por tipo de caldera en línea base 183
Figura 6-14 Proyección de emisiones de CO por tipo de caldera en línea base 184
Figura 6-15 Proyección de emisiones de COV en línea base por tipo de caldera 185
Figura 6-16 Proyección de emisiones de Hg por tipo de caldera en línea base 186
Figura 6-17 Emisiones proyectadas de MP por escenario normativo 187
Figura 6-18 Emisiones proyectadas de NO_X por escenario normativo 187
Figura 6-19 Emisiones proyectadas de SO_2 por escenario normativo 188
Figura 6-20 Emisiones proyectadas de CO por escenario normativo 188
Figura 6-21 Emisiones proyectadas de COV por escenario normativo 189
Figura 6-22 Emisiones proyectadas de Hg por escenario normativo 189
Figura 7-1 Comparación de límites de emisión entre el Proyecto Definitivo y los PDA 198

Acrónimos y Abreviaturas

US-EPA:	Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos
PPDA:	Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica
MMA:	Ministerio de Medio Ambiente de Chile
COVs:	Compuestos orgánicos volátiles
NOx:	Óxidos de nitrógeno
O_3:	Ozono
EEUU:	Estados Unidos de América
UE:	Unión Europea
CLP:	Pesos de Chile
USD:	Dólares de Estados Unidos
AGIES:	Análisis General del Impacto Económico y Social
FE:	Factores de Emisión
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
PPDA:	Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental

Prefijos

T: Tera (10^{12})
G: Giga (10^{9})
M: Mega (10^{6})
k: Kilo (10^{3})
m: Mili (10^{-3})
µ: Micro (10^{-6})
n: Nano (10^{-9})

Unidades

m:	Metro (Longitud)
kg:	Kilogramo (Masa)
ton:	Tonelada (Masa)
s:	Segundo (Tiempo)
h:	Hora (Tiempo)
°C:	Celsius (Temperatura)
°K:	Kelvin (Temperatura)
Pa:	Pascal (Presión)
atm:	Atmosfera (Presión)
ppm:	Partes por millón (Concentración)
ppb:	Partes por billón (Concentración)

Formato

"**,**" separador decimal
"**.**" separador de miles

Resumen Ejecutivo

El presente informe corresponde a la entrega final del estudio para generar los antecedentes para actualizar la propuesta de una norma de emisión para calderas. Para esto, se realizó una revisión bibliográfica de la normativa tanto nacional como internacional relacionada a límites de emisión para calderas. En el ámbito nacional se consideraron las normas de emisión relacionadas a este tipo de fuente, los planes de descontaminación atmosférica que regulan calderas y el proyecto definitivo de la norma de emisión para calderas de 2018 del MMA. En el ámbito internacional se revisaron 20 textos normativos, correspondientes a 11 países, recopilando más de 800 límites de emisión para distintos contaminantes y tamaños de fuente. Además, se revisaron y analizaron los esquemas de fiscalización y medición de emisiones de todas estas normas para realizar una propuesta de esquema de fiscalización.

Adicional a lo anterior, se confecciona y analiza de un catastro nacional de calderas el cual compila todas las calderas inscritas en el RETC con el sistema de ventanilla única y en el Registro de Fuentes y Procesos de la SMA. Debido a la falta de datos y a la presencia de datos erróneos, se realiza una revisión y corrección de estos para, a partir de esto, elaborar un inventario de emisiones de los contaminantes MP, MP10, MP2.5, SO2, NOx, NH3, CO, COV, CO2 y Hg, considerando 9.960 calderas en total. De los resultados se destaca una gran predominancia de las calderas de generación eléctrica y calderas recuperadoras en las emisiones, las cuales en su mayoría utilizan combustibles sólidos. Además, como se observa en la Figura 1-1, las calderas de mayor potencia concentran gran parte de las emisiones.

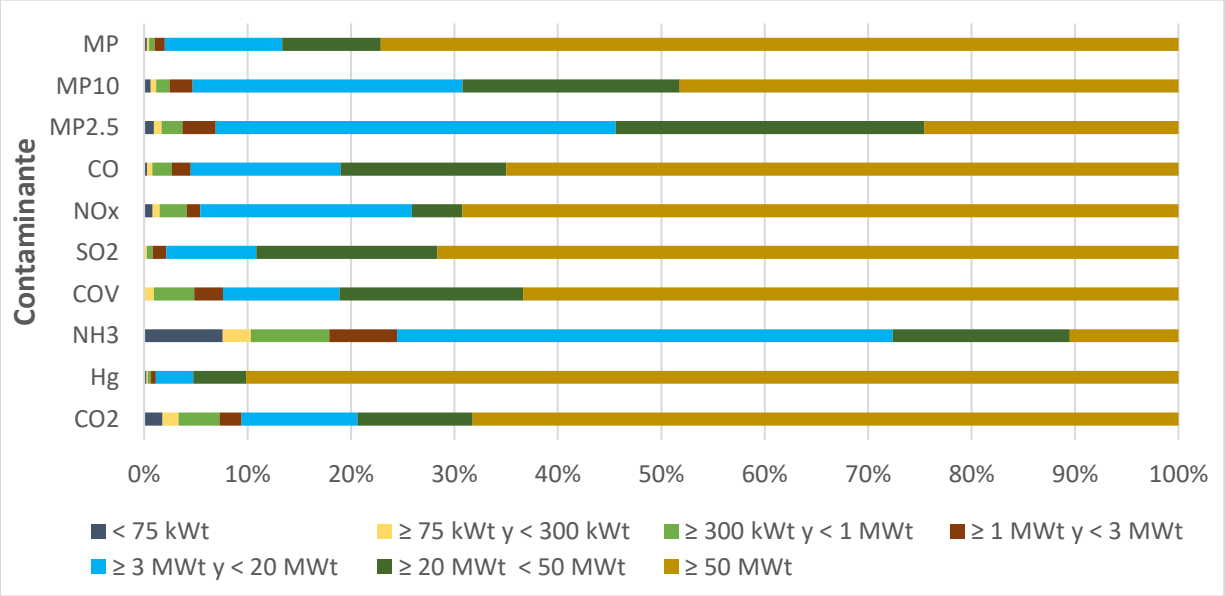


Figura 1-1 Distribución de emisiones por rango de potencia

Fuente: Elaboración propia

Se revisó la estructura y contenido del proyecto definitivo de la norma de emisión para calderas del MMA y se hicieron propuestas de cambios y mejoras. Se recomendó ampliar el rango de potencia de calderas que regula norma, y ampliar la gama de contaminantes que se regulan, incorporando por ejemplo COVs o mercurio, basándose en la experiencia internacional. Se planteó reducir el tiempo de implementación de los límites de emisión para fuentes existentes para que estuvieran acorde a lo establecido en los planes de descontaminación. Se recomendó estandarizar las unidades de medida que se utilizan en los límites de emisión para facilitar la fiscalización y lograr sinergia con la normativa nacional vigente.

En línea con lo anterior, se realizó la propuesta de tres escenarios normativos correspondientes a tres niveles de exigencia (menos exigencia, moderada y mayor). Este análisis abarca un límite de emisión para cada escenario para la combinación de seis rangos de potencia, seis contaminantes, tres estados del combustible y calderas nuevas y existentes.

Posteriormente, el inventario de emisiones elaborado se proyecta al año 2032 considerando un escenario de línea base y la aplicación de los escenarios normativos propuestos. Esto se realiza a partir de la proyección del parque de calderas, considerando la entrada de nuevas calderas y la salida de calderas existentes debido a criterios de factibilidad técnica, económica y al plan de retiro de centrales termoeléctricas a carbón. El escenario de línea base supone que las calderas deberán cumplir con los límites normativos vigentes (PDAs y anteproyecto de norma de emisión de termoeléctricas), mientras que los escenarios normativos consideran el cumplimiento de los límites propuestos. En la Figura 1-2 se presenta la proyección de emisiones en el escenario de línea base, donde se observa una disminución de estas en el tiempo debido a lo explicado anteriormente.

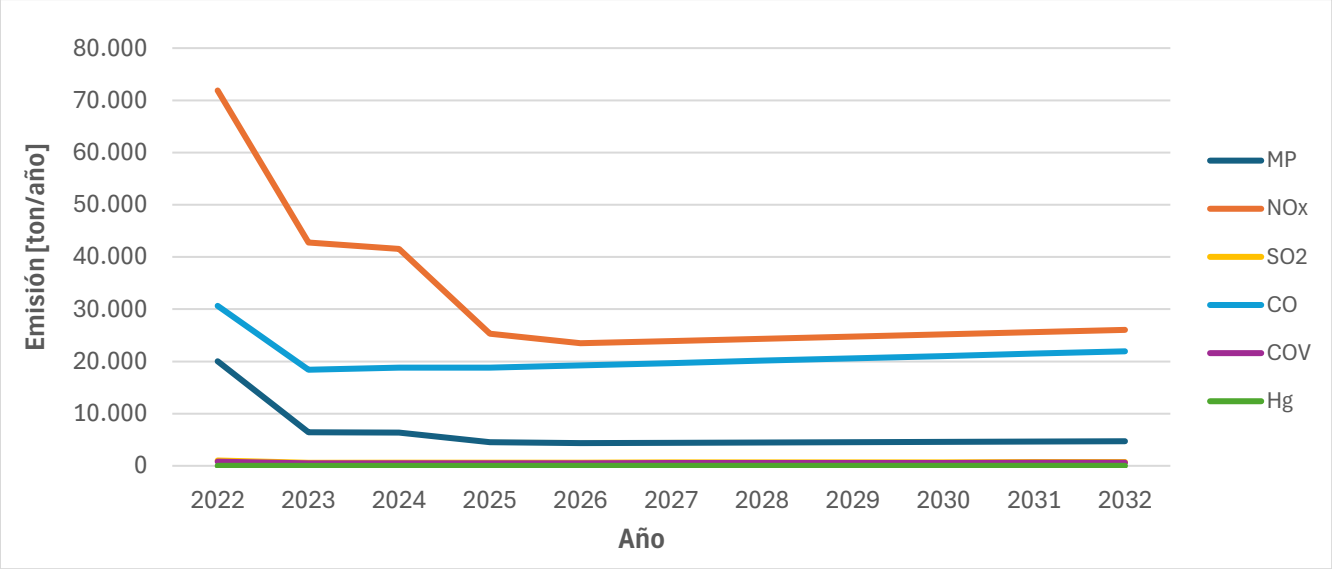


Figura 1-2 Trayectoria de emisiones línea base por contaminante

Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, se evaluó el cumplimiento normativo de calderas en las zonas con planes de descontaminación vigentes a partir de los documentos de informe de estado de avance para cada PDA que regula emisiones de calderas. Como resultado se obtuvo que un 83% de los establecimientos fiscalizados cumplen con los límites de emisión para todas sus calderas. También se caracterizaron las emisiones típicas de calderas en zonas sin PDA. El análisis arrojó que para algunos contaminantes las emisiones en algunas regiones eran más altas en las comunas sin PDA que en las comunas con PDA, lo que refuerza la necesidad de actualizar la norma de emisión para calderas a nivel nacional.

Por último, se evaluó la propuesta normativa en cuanto a costos y beneficios derivados de la implementación de los tres escenarios. Se evaluaron los costos de fiscalización y monitoreo, así como también los costos asociados a las tecnologías de abatimiento. Los beneficios se estimaron en base al impacto de la reducción de concentraciones en salud humana y productividad. La estimación de costos y beneficios permitió el cálculo de una razón beneficio-costo, presentados en la Tabla 1-1. Es posible observar que en todos los escenarios los beneficios superan ampliamente los costos, alcanzando entre 8 y 47 veces el valor de estos últimos, para los escenarios más y menos exigentes, respectivamente. Estos valores de razón BC indican que sería recomendable implementar la norma.

Tabla 1-1 Razón beneficio-costo por escenario

Escenario	Menos exigente	Intermedio	Más Exigente
Costo anual abatimiento [UF/año]	2.567.341	5.077.507	9.460.548
Costo anual fiscalización y monitoreo [UF/año]	1.691.205	11.762.257	17.628.149
Beneficios sociales [UF/año]	198.540.065	205.409.218	212.731.510
B/C	47	12	8

Fuente: Elaboración propia

1. Antecedentes y justificación del estudio

Una caldera corresponde a cualquier dispositivo técnico en el que se oxidan productos combustibles a fin de utilizar el calor así producido (Unión Europea, 2017). Estos equipos queman los combustibles en cámaras especializadas y transfieren la energía térmica hacia un fluido de transferencia, el cual suele ser agua. Los gases producidos en el proceso de combustión son liberados a través de una chimenea, estos contienen una variedad de contaminantes volatilizados que son liberados a la atmósfera. De esta manera, se puede clasificar a las calderas como fuentes emisoras de contaminantes atmosféricos. Estos equipos son ampliamente utilizados para la producción de energía térmica y eléctrica en los sectores industrial, residencial y comercial a lo largo del territorio nacional.

La norma de emisión para calderas cuenta con una propuesta de proyecto definitivo (PD) enviado en marzo de 2018 al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y Cambio Climático, motivo por cual resulta indispensable la actualización de los antecedentes que sustentan dicha norma.

El proceso para la dictación de la norma se inició en 2013 y se denominó Norma de emisión para calderas y procesos de combustión. Se desarrollaron 3 estudios técnicos y se realizaron 8 reuniones de Comité Operativo y 3 reuniones de Comité Operativo Ampliado, compuesto por empresas del sector a regular, asociaciones, proveedores de calderas y equipos de abatimiento de emisiones, empresas de monitoreo, representantes del sector universitario, consultores, organizaciones no gubernamentales ONG y Organismos Públicos.

El Anteproyecto de Norma de Emisión para Calderas, Resolución Exenta N° 459, de 26 de mayo de 2017, del Ministerio del Medio Ambiente, fue publicado en el diario oficial el 9 de junio de 2017 (MMA, 2017b). El proceso de Consulta Ciudadana inició el 12 de junio y finalizó el 8 de septiembre de 2017. Se consideró que la Norma de emisión tiene por objetivo controlar las emisiones al aire proveniente de las calderas, a fin de prevenir y proteger la salud de las personas y el medio ambiente, considerando su aplicación en todo el territorio nacional.

El diseño regulatorio, determinado por el MMA, consideró que la norma de emisión se enfocará principalmente en establecer límites de emisión en la chimenea de la caldera, para las calderas nuevas y las calderas existentes de mayor potencia térmica (1 MWt), que cuentan con las mayores emisiones. Al momento de la elaboración, se diseñó como un instrumento de gestión armónico con los planes de descontaminación (PPDAs) y con los impuestos verdes.

Respecto al Análisis general de impacto económico y social AGIES, que evaluó los beneficios y costos de los límites de emisiones definidos en la propuesta de norma para los contaminantes regulados, concluyó que la implementación era altamente rentable desde la perspectiva social, con razón beneficio-costo de 2,21.

Por otra parte, en el proceso de Consulta Ciudadana, el Ministerio del Medio Ambiente desarrolló reuniones informativas con el objetivo de difundir y aclarar dudas respecto del anteproyecto y el tenor de las observaciones fue: gradualidad, estimación de AGIES y especificaciones técnicas.
Así, el proyecto definitivo fue enviado al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y Cambio Climático, mediante Oficio N° 181045, del 9 de marzo de 2018, en cumplimiento de los 120 días hábiles, del artículo 21, del D.S N° 38, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba Reglamento para la dictación de normas de calidad Ambiental y de emisión (MMA, 2013).

Actualmente, existe la disposición de reactivar el proceso, no obstante, después de los más de 4 años desde la elaboración del proyecto definitivo (PD), se requiere el desarrollo de un estudio que actualice todos los antecedentes necesarios para el adecuado diseño regulatorio, revise la vigencia de los valores normativos propuestos, y actualice los antecedentes para la elaboración del AGIES, tales como la base de datos y los antecedentes económicos de los equipos de control de emisiones, entre otros.

2. Objetivos del estudio

2.1 Objetivo general

El presente estudio está orientado a generar los antecedentes que permitan actualizar la propuesta de una norma de emisión para calderas, realizando un análisis y recomendaciones que permitan apoyar la formulación de la norma para calderas del sector industrial, comercial y residencial.

2.2 Objetivos específicos del estudio

a) Elaborar un análisis de la tendencia de la regulación internacional respecto de calderas, comparar con la normativa nacional y la propuesta contenida en el proyecto definitivo.
b) Realizar una descripción y análisis del mercado nacional respecto a rubros que utilizan calderas, disponibilidad de combustibles y tipos de calderas comercializadas en el país.
c) Identificar mejores técnicas o tecnologías de control de emisiones para calderas.
d) Desarrollar una base de datos a nivel nacional de calderas y sus respectivas emisiones.
e) Analizar el cumplimiento normativo actual vinculado a calderas en los planes de descontaminación y la sinergia entre una futura norma de emisión y los PPDAs. También un análisis sobre las emisiones típicas en zonas sin PPDAs.
f) Proponer y justificar nuevos escenarios normativos para el uso de calderas a nivel nacional.
g) Evaluar costos y beneficios asociados a la aplicación de las propuestas regulatorias para calderas a nivel nacional.
h) Presentar resultados del estudio.

2.3 Alcance de este informe

El presente informe contiene el desarrollo de todas las actividades asociadas al cumplimiento de todos los objetivos específicos, en los términos descritos en las Bases Técnicas, respectivamente. En la Tabla 2-1 se presenta la sección en la cual se presenta cada actividad según las Bases Técnicas.

Tabla 2-1 Actividades abordadas en este informe

Actividad según bases técnicas	Sección del Informe
a.1) Análisis de tendencia de la regulación internacional para calderas.	Sección 3.1 y 3.2
a.2) Análisis de la normativa nacional vigente que regula calderas.	Sección 3.3
a.3) Descripción de las unidades utilizadas en los límites de emisión	Sección 3.4
a.4) Revisión de las metodologías para evaluar el cumplimiento normativo.	Sección 3.5
b.1) Descripción de los principales rubros y actividades que utilizan calderas.	Sección 4.1 y 4.2
b.2) Análisis de disponibilidad y tipos de combustibles utilizados a nivel regional.	Sección 4.3
b.3) Análisis del tipo y nivel de emisiones a partir del uso de distintos combustibles	Sección 4.4
b.4) Descripción de las calderas comercializadas en el país.	Sección 4.5
c.1) Identificación de las potenciales tecnologías de abatimiento para calderas.	Sección 5.1
c.2) Analizar posibilidades de reducción de emisiones a partir de mejoras en el combustible, mejoras tecnológicas, medidas de eficiencia energética, etc.	Sección 5.1
c.3) Comparación de diferentes tipos de tecnologías de control de emisiones.	Sección 5.2
d.1) Consolidación de una base de datos nacional de calderas.	Sección 6.1
d.2) Proyectar las emisiones de cada contaminante bajo escenarios de regulación propuestos y en un escenario de línea base.	Sección 6.4
e.1) Analizar el cumplimiento normativo actual vinculado a calderas en planes de descontaminación.	Sección 7.1
e.2) Análisis de las emisiones típicas en zonas sin PDA.	Sección 7.2
e.3) Evaluación de la sinergia entre la futura norma y los PDA.	Sección 7.3
f.1) Revisión del diseño propuesto en el proyecto definitivo.	Sección 8.1
f.2) Recomendación de las unidades de medida para los límites de emisión.	Sección 8.1
f.3) Propuesta de nuevos criterios normativos y tres límites de emisión por contaminantes.	Sección 8.2
f.4) Propuesta de medidas de control de emisiones.	Sección 8.3
g.1) Confección de base de datos que incluya el potencial de reducción según escenario.	Sección 9.1
g.2) Estimación de costos para cada tecnología de abatimiento.	Sección 9.2
g.3) Identificación de costos de metodologías de medición y parámetros para el cumplimiento.	Sección 9.3
g.4) Identificación y valorización de beneficios.	Sección 9.4
g.5) Realizar una comparación cuantitativa en formato de tabla de los distintos tipos de beneficios calculados en las evaluaciones internacionales recopiladas.	Sección 9.6

Fuente: Elaboración propia

3. Análisis de la regulación internacional respecto de calderas y comparación con normativa nacional y proyecto definitivo

A continuación, en la Sección 3.1 y 3.2 se presenta un análisis de la regulación internacional de las emisiones al aire de calderas industriales, comerciales y residenciales. Luego en la Sección 3.3 se detalla el análisis de la normativa nacional vigente que regula calderas. En la Sección 3.4 se describen las unidades para definir los límites de emisión utilizadas por las normativas descritas en las primeras dos subsecciones. Finalmente, en la Sección 3.5 se revisan las metodologías utilizadas para evaluar el cumplimiento normativo.

3.1 Análisis de la regulación internacional de las emisiones al aire de calderas industriales, comerciales y residenciales

En esta sección se presenta el análisis de la tendencia de la regulación internacional de las emisiones al aire, de calderas del sector industrial, comercial y residencial, en particular se consideró Estados Unidos, la comunidad europea, países OCDE y países de la región.

Esta sección se complementa mediante el anexo digital "**NECAL2-BD_NormativaInternacional.xlsx**", el cual corresponde a la base que contiene de manera detallada todos los límites recopilados de la normativa internacional revisada. En esta se puede encontrar información detallada de las normas revisadas, las fuentes reguladas y los límites establecidos. Además, contiene tablas y gráficos dinámicos que facilitan la compresión y análisis de los datos.

La revisión considera algunos de los documentos normativos internacionales contenidos en los antecedentes técnicos, utilizados para la creación del proyecto definitivo de la norma de emisión para calderas, así como la actualización de estos, en los casos que fuera pertinente. Además, considera documentos que no fueron incluidos en esta anterior instancia, pero se consideraron relevantes para el análisis de tendencia de la regulación internacional. En la Tabla 3-1 se presentan las normas consideradas para el análisis y los países u organizaciones que las emiten.

Tabla 3-1 Normativa Internacional

País / Organización	Nombre Oficial (traducido)	Institución	Año de publicación	Enlace
Alemania	Instrucciones técnicas para mantener el aire limpio (TA Luft) (Federal Goverment, 2002)	Gobierno Federal	2002	https://www.euromot.eu/wp-content/uploads/2017/03/GERMAN_TA_Luft_Technical_Instruction_on_Air_Quality_Control_2002-07-24.pdf
	Decreto por el que se modifica el Reglamento sobre grandes sistemas de combustión, turbinas de gas y motores de combustión interna y se modifica el Reglamento sobre incineración y coincineración de residuos (13.º BImSchV) (Federal Goverment, 2021)	Gobierno Federal	2021	https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&tocf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*%5B%40node_id%3D%27940384%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1&sinst=237CA0F8
	Cuadragésimo cuarto Reglamento para la aplicación de la Ley Federal de Control de Inmisiones* (Ordenamiento sobre sistemas de motores de combustión, turbinas de gas y motores de combustión interna de tamaño medio - 44.° BImSchV) (Federal Goverment, 2019)	Gobierno Federal	2019	https://www-gesetze--im--internet-de.translate.goog/bimschv_44/BJNR080410019.html?_x_tr_sl=de&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=sc
Brasil	Resolución CONAMA nº 8 (CONAMA, 1990)	Conselho Nacional do Medio Ambiente (CONAMA)	1990	https://faolex.fao.org/docs/pdf/bra173556.pdf
Canadá	Regulación del Aire Limpio (Gouvernament du Québec, 2014)	Gouvernament du Québec	2014	https://faolex.fao.org/docs/html/que114338.htm
	Directriz nacional de emisiones para calderas y calentadores comerciales/industriales	Canadian Council of Ministers of the Environment	1998	https://natural-resources.canada.ca/energy/publications/efficiency/industrial/cipec/6697
	Directriz A-9 (Government of Ontario, 2016)	Government of Ontario	2016	https://www.ontario.ca/page/guideline-9-nox-emissions-boilers-and-heaters
Ecuador	Acuerdo Nº97/A (Ministerio del Ambiente, 2015)	Ministerio del Ambiente	2015	https://faolex.fao.org/docs/pdf/ecu155130.pdf
Estados Unidos	Código de Regulaciones Federales, Capítulo 1, Parte 60, Subparte DDDDD (U.S. EPA, 2022)	Environmental Protection Agency (EPA)	2022	https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-63/subpart-DDDDD#Table-1-to-Subpart-DDDDD-of-Part-63

País / Organización	Nombre Oficial (traducido)	Institución	Año de publicación	Enlace
	Código de Regulaciones Federales, Capítulo 1, Parte 60, Subparte JJJJJJ (U.S. EPA, 2013)	Environmental Protection Agency (EPA)	2013	https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-63/subpart-JJJJJJ#Table-1-to-Subpart-JJJJJJ-of-Part-63
	Código de Regulaciones Federales, Capítulo 1, Parte 60, Subparte Db (U.S. EPA, 2007b)	Environmental Protection Agency (EPA)	2007	https://www.customsmobile.com/regulations/expand/title40_chapterI-i6_part60_subpartDb_section60.42b#title40_chapterI-i6_part60_subpartDb_section60.43b
	Código de Regulaciones Federales, Capítulo 1, Parte 60, Subparte Dc (U.S. EPA, 2007a)	Environmental Protection Agency (EPA)	2007	https://www.customsmobile.com/regulations/expand/title40_chapterI-i6_part60_subpartDc_section60.40c#title40_chapterI-i6_part60_subpartDc_section60.42c
International Finance Corporation (IFC)	Guía sobre el medio ambiente, salud y seguridad (International Finance Corporation, 2007)	IFC	2007	https://planesynormas.mma.gob.cl/archivos/2017/proyectos/1._IFC_Banco_Mundial_-_Guia_sobre_medio_ambiente__salud_y_seguridad.pdf
México	Norma oficial mexicana 085, Contaminación atmosférica - Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición (SERMANAT, 2011)	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SERMANAT)	2011	https://www.dof.gob.mx/normasOficiales/4632/semarnat/semarnat.htm
Perú	Norma Técnica peruana NTP 350.301, Calderas Industriales. Estándares de eficiencia térmica (combustible/vapor) y etiquetado (MINEM, 2009)	Ministerio de Energía y Minas (MINEM)	2009	https://planesynormas.mma.gob.cl/archivos/2017/proyectos/11._NTP-350.301-2009-Calderas-estandares-eficiencia_-_Peru.pdf
Suiza	Ordenanza sobre el control de la contaminación del aire (OAPC) (Swiss Federal Council, 2022)	Swiss Federal Council	2022	https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1986/208_208_208/en#annex_3/lvl_u1/lvl_5/lvl_51
Unión Europea	Directiva (UE) 2015/2193 Sobre la limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las instalaciones de combustión medianas (Unión Europea, 2015)	Parlamento Europeo y El Consejo de la Unión Europea	2015	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015L2193&qid=1693419773229
	Directiva (UE) 2010/75 Sobre las emisiones industriales (prevención y control integrado de la contaminación) (Unión Europea, 2010)	Parlamento Europeo y El Consejo de la Unión Europea	2010	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0075

País / Organización	Nombre Oficial (traducido)	Institución	Año de publicación	Enlace
	Decisión de ejecución (UE) 2017/1442 de la comisión por la que se establecen las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) conforme a la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo para las grandes instalaciones de combustión. (Unión Europea, 2017)	Parlamento Europeo y El Consejo de la Unión Europea	2017	https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D1442
China	Norma de emisión de contaminantes atmosféricos para centrales térmicas (GB13223/2011) (Administración General de Supervisión de Calidad, 2011)	Administración General de Supervisión de Calidad, Inspección y Cuarentena de la República Popular China	2011	https://english.mee.gov.cn/standards_reports/standards/Air_Environment/Emission_standard1/201201/W020110923324406748154.pdf

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 3-2 muestra los contaminantes para los cuales los distintos países y organizaciones han definido límites de emisión, según la revisión de la normativa internacional. Se observa que los contaminantes qué más se regulan son el material particulado y el dióxido de azufre, seguido de cerca por los óxidos de nitrógeno.

Tabla 3-2 Contaminantes regulados en las normas de cada país estudiado

País / Organización	Norma	Métrica	Contaminante									
			MP	NOx	SO_2	CO	COV	HCl	Hg	NH_4	Polvo	NH_3
Alemania	13. BImSchV	Promedio anual		X	X			X	X		X	
	44.BImSchV	No especifica		X	X	X			X		X	
	TA Luft	No especifica		X	X	X	X				X	
Brasil	Resolucão nº8	No especifica	X		X							
Canadá	National Emission Guideline for Commercial/Industrial Boilers and Heaters	No especifica		X								
	Clean Air Regulation	No especifica	X	X								
	Guideline A-9			X								
Ecuador	Acuerdo Nº97/A	No especifica	X	X	X							
EE.UU.	CFR, Title 40, Ch. 1, Part 60, Subpart Db	Instantánea	X		X							
	… Subpart Dc	Instantánea	X		X							
	… Subpart DDDDD	Instantánea	X			X		X	X			
	…Subpart JJJJJJ	Instantánea	X			X			X			
IFC	Guía sobre el medio ambiente, salud y seguridad	No especifica	X	X	X							
México	NOM-085	Instantánea	X	X	X	X						
Perú	NTP 305.301	No especifica	X	X	X	X						
Suiza	OAPC	Instantánea	X	X	X	X	X			X		X
Unión Europea	Directiva 2015/2193	Promedio mensual	X	X	X	X						
	Directiva 2010/75	Promedio mensual	X	X	X							
China	GB 13223/2011	Instantáneo		X	X				X			

Fuente: Elaboración propia en base a las normas estudiadas

Durante la revisión de la normativa internacional se descubrió que existen algunos elementos propios de las calderas que provocan diferencias entre los límites que establecen los distintos países para la emisión de los contaminantes regulados. Los elementos más significativos se presentan a continuación.

3.1.1 Clasificación según combustible

Uno de estos factores corresponde al tipo de combustible que utiliza la fuente que se está regulando. Este elemento puede provocar que dentro de un mismo texto legislativo existan límites para un mismo contaminante y tipo de fuente, pero puede que el combustible que éstas utilizan, sea destinito y por lo tanto el límite de emisión también lo sea. En el Anexo 1 (ver Sección 12.1) se presenta una compilación de los distintos combustibles que se encontraron en los textos normativos internacionales revisados. Además, Se realizó una clasificación y subclasificación, en los casos que fue necesario, de estos combustibles. Esto con el fin de poder agruparlos en categorías con elementos similares y así poder compararlos y hacer un análisis global de los límites de emisión en fuentes que utilizan combustibles similares.

3.1.2 Clasificación según antigüedad de la fuente

Otro factor importante que provoca diferenciación entre límites de emisión de contaminantes para calderas es, si dicho límite aplica para una fuente nueva o para una fuente existente. Se entiende como fuente existente aquellas calderas que se encontraban en funcionamiento desde antes de la entrada en vigor de la norma, a menos que esta defina una fecha alternativa para este fin. Por consecuencia, corresponden a fuentes nuevas aquellas calderas que entran en funcionamiento después de la entrada en vigor de la norma, o bien después de un límite de tiempo definido en esta misma. Cabe destacar que hay normas que no especifican si el límite aplica para calderas nuevas o existentes, de la misma manera hay normas que aplican para todas las fuentes (nuevas y existentes).

3.1.3 Clasificación según tamaño

Uno de los elementos más influyentes a la hora de definir límites de emisión de contaminantes para calderas es el tamaño de la fuente regulada, el cual está determinado por la potencia térmica nominal de esta. La revisión de normativa internacional arrojó un total de 50 rangos o referencias de potencias diferentes, entre todos los países y textos considerados (Tabla 3-1). Por esta razón se desarrolló un método de agrupación por rangos de potencias que permitió analizar los datos y comparar los distintos límites de emisión. Para esto se graficó como intervalos los rangos de potencias y se definieron límites que permitieran agrupar dichas potencias. En la Figura 3-1 se presentan en el eje Y los intervalos de potencia recopilados de los distintos países y textos revisados, y en el eje X la potencia correspondiente a estos.

En el eje Y también se pueden observar cómo se agruparon los rangos de potencias para formar los 5 “tamaños” utilizados para el análisis de los límites de emisión, los cuales se presentan en la Tabla 3-3. Estos tamaños corresponden a “hasta 20 MWt”, “hasta 50 MWt”, “hasta 100 MWt”, “hasta 1000 MWt” (Ya que 1000 MWt fue el mayor valor de potencia encontrado en las normas revisadas), y “Muy amplio” para los rangos de potencia que abarcaban más de un “tamaño”, por ejemplo, el rango “> 29 MWt” corresponde a “Muy amplio” ya que abarca los tamaños “hasta 50 MWt”, “hasta 100 MWt” y “hasta 1000 MWt”. Es importante destacar que estos rangos no son excluyentes entre sí, sino que se tomó como referencia el límite superior de cada intervalo de potencia para clasificarlo en el tamaño más adecuado.

Tabla 3-3 Clasificación de tamaños propuesta, según el límite superior del rango de potencia de la fuente

Tamaño	Límite inferior (MWt)	Límite superior (MWt)	Número de regulaciones
Hasta 20	0 - 10	20	17
Hasta 50	0-20	50	8
Hasta 100	0 - 50	100	5
Hasta 1000	30 - 300	1000	8
Muy Amplio	NA	NA	12

Fuente: Elaboración propia

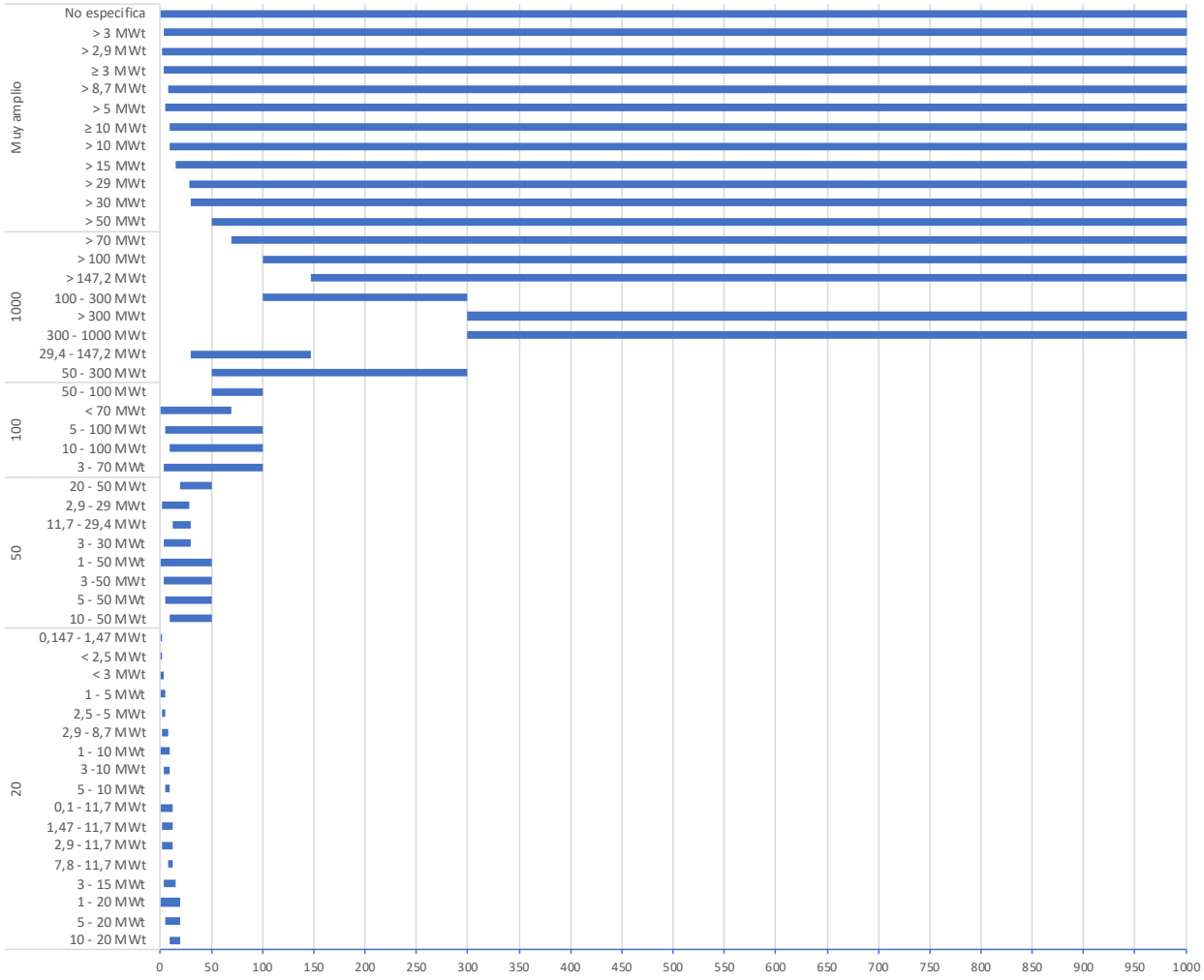


Figura 3-1 Rangos de potencias (MWt) encontrados en la normativa internacional

Fuente: Elaboración propia

Del análisis anterior se observa que existen muchos rangos de potencias que se utilizan para regular calderas alrededor del mundo, y por lo mismo es necesario agruparlas en tamaños de fuente para poder analizar y comparar estos límites. Si bien para el análisis de los límites recopilados se utilizaron los tamaños de fuente definidos anteriormente, es interesante analizar cómo se diferencia la normativa chilena, y específicamente los rangos de potencia definidos en el proyecto definitivo, de la internacional.

La Figura 3-2 muestra, con el mismo formato que la Figura 3-1, un acercamiento de los rangos de potencia hasta los 50 MWt. En rojo se muestran los límites de los rangos de potencia establecidos por el proyecto definitivo para una norma de emisión de calderas, los cuales se ubican en 1MWt y 20Mt, generando 3 rangos de potencia (< 1MWt, 1- 20 MWt, >20MWt). De esta figura se puede extraer que Chile se centra en hacer la distinción de límites de emisión con respecto al tamaño

de las fuentes a partir de valores relativamente pequeños en comparación a la experiencia internacional. Un resultado de esto es que se agrupan muchas fuentes grandes para regularlas bajo los mismos criterios.

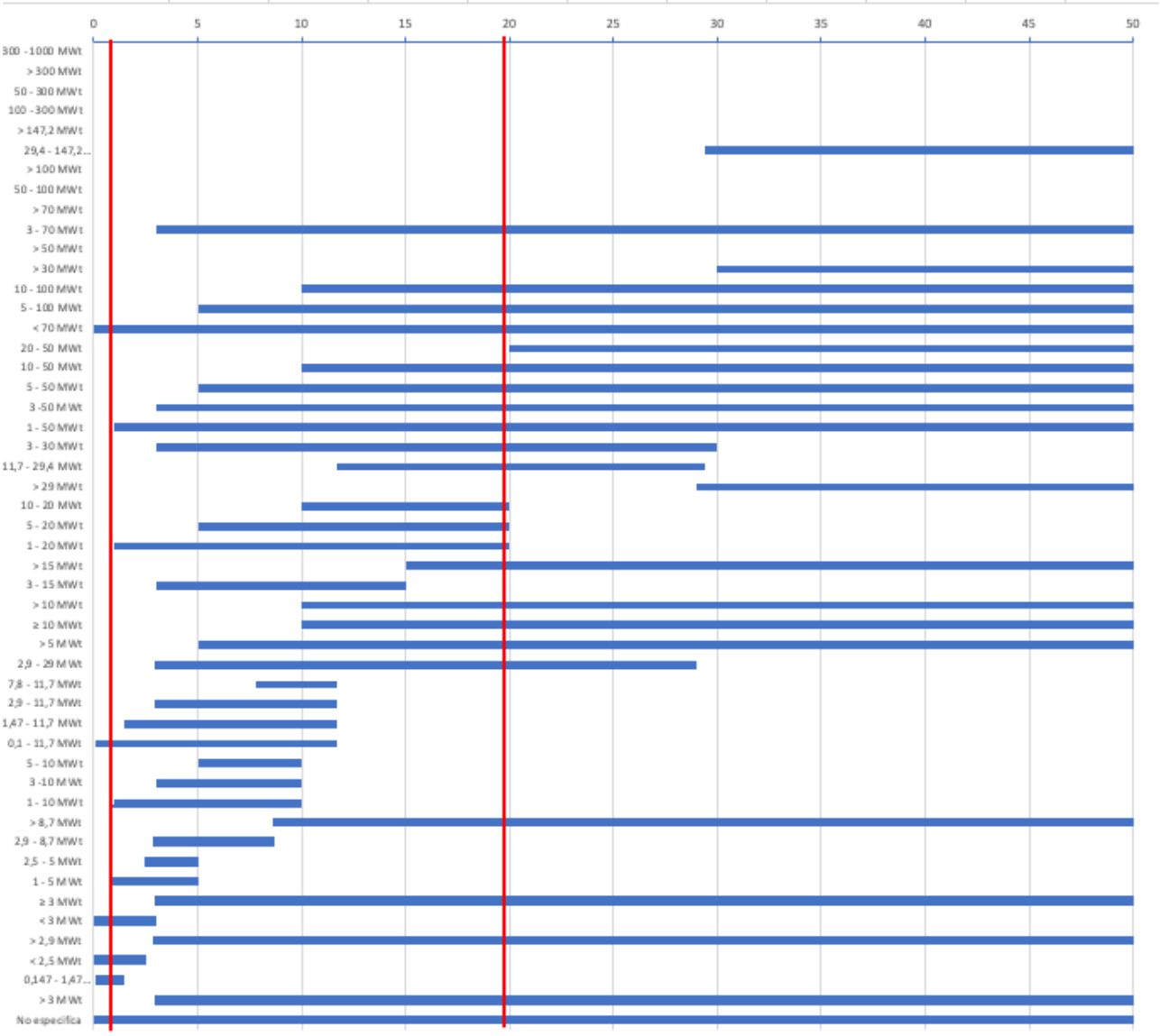


Figura 3-2 Comparación de tamaños de fuente nacionales e internacionales

Fuente: Elaboración propia

3.1.4 Unidades de medida y antigüedad de fuentes

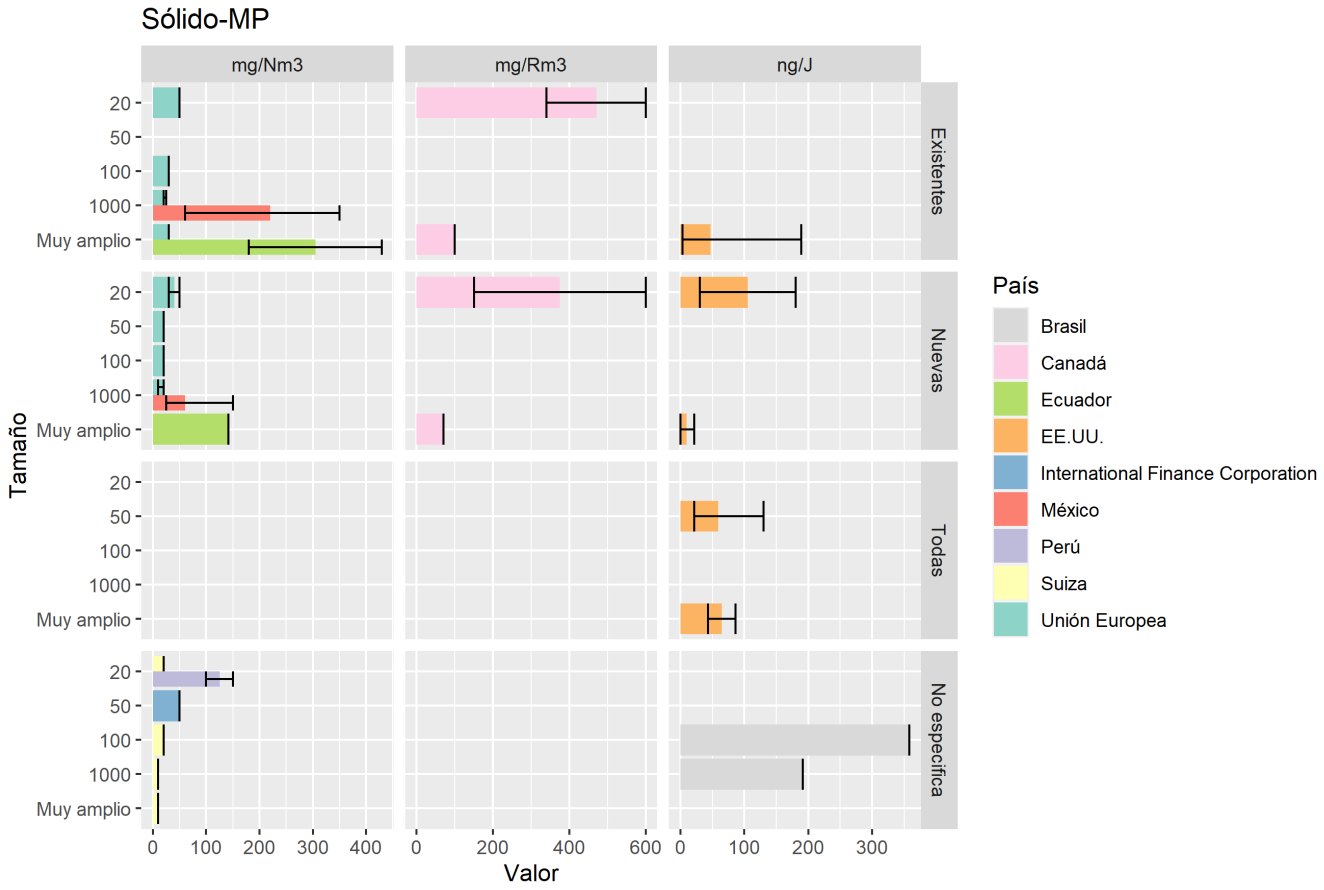
Otras consideraciones que se tuvieron para el análisis de los límites de emisión, fue en primer lugar, la unificación de todas las unidades de medida equivalentes, en la unidad equivalente más repetida en las normas (mg/Nm^3, ng/J y ppmv), para poder hacer una comparación directa de los

límites de emisión. En la Sección 3.4 se explica con mayor detalle cuáles son las unidades equivalentes y cómo estas fueron agrupadas. En segundo lugar, a pesar de considerar en el análisis elementos como, por ejemplo, si la fuente es nueva o existente, igual se tuvo que agrupar algunos límites de emisión para poder hacer gráficos y un análisis manejable. Esto se debe principalmente a que muchos textos normativos definían límites de emisión diferenciando por elementos del estilo, del tipo o tecnología de la fuente, o la zona geográfica en los que aplican, además de la influencia de las agrupaciones de combustibles y tamaños que se realizaron.

Dado todo lo anterior, el análisis se decidió realizar mediante gráficos del tipo "*box plot*". Estos representan mediante una barra coloreada el promedio de los límites agrupados, y mediante líneas negras el máximo y mínimo de los datos agrupados que entregan este promedio. Es importante destacar que los datos que son agrupados son similares según los parámetros definidos y explicados anteriormente en esta sección. Cada color de las barras representa un país u organización. Los ejes de los gráficos representan en el eje "X" los límites de emisión por un extremo y la unidad de medida en que se encuentran estos límites por el otro. En el eje "Y" se determina la potencia de la fuente, usando los tamaños definidos anteriormente, en un extremo y si el límite aplica para calderas nuevas o existentes en el otro. Además, cada gráfico se encuentra filtrado por el contaminante que se está regulando y por el estado de la materia (sólido, líquido, gas) que se encuentra el combustible que utiliza la fuente regulada. En la sección a continuación se presenta este análisis.

3.2 Comparación de regulaciones internacionales para cada contaminante

A continuación, se presenta en análisis gráfico de los límites internacionales de emisión. Sólo se presentan algunos gráficos en el cuerpo del informe, ya que los demás se encuentran en el anexo digital "NECAL2_BD_Normativa_Internacional.xlsx". En la Figura 3-3 se muestra el análisis gráfico correspondiente a los límites de emisión para material particulado y fuentes que utilizan combustibles sólidos. En este se puede observar que existe la tendencia, independientemente de la unidad de medida, del país o de la escala de magnitud del límite, de definir límites menores de emisión entre mayor potencia térmica tiene la fuente. Además, se puede notar una diferencia importante en una mayor magnitud de los límites de México y Ecuador con respecto al resto de los países.



Nota: la barra de colores representa el valor promedio del límite de emisión. La línea negra representa el valor mínimo y máximo de las regulaciones en ese grupo.
mg/Nm³: miligramo por metro cúbico normal.
mg/Rm³: miligramo por metro cúbico real.
ng/J: nanogramo por joule.

Figura 3-3 Límite de emisión de MP para calderas con combustible sólido según tamaño de caldera y antigüedad

Fuente: Elaboración propia

Es importante recordar que los límites presentados mediante barras coloreadas durante el análisis gráfico corresponden, muchas veces, a valores promedio de agrupaciones de límites de emisión. Estas agrupaciones se dan debido a distintos factores, siendo los más relevantes las agrupaciones de tamaños y combustibles que se crearon para poder realizar la comparación entre límites de distintos países. Por ejemplo, la unión europea diferencia sus límites de emisión de material particulado para fuentes entre 1 y 5 MWt y entre 5 y 20 MWt, por lo que ambas categorías entran en el tamaño "hasta 20 MWt", además diferencia por combustible entre madera y madera secada en horno, por lo que ambas categorías entran en la definición de combustibles sólidos. Este ejemplo evidencia como se agrupan límites de características similares para representar la tendencia de la normativa internacional, para así poder hacer una comparación con una cantidad de elementos que sea manejable.

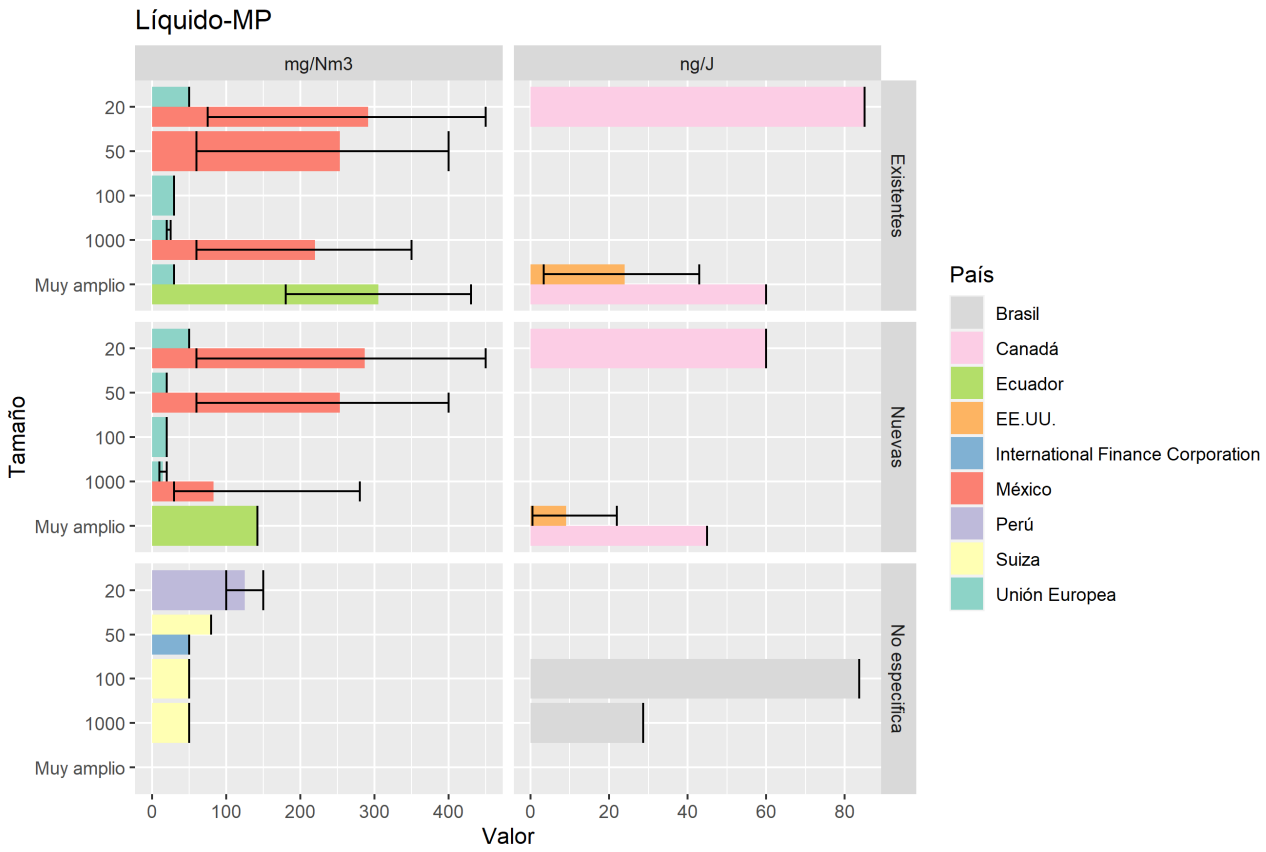
Por lo expuesto anteriormente, la Tabla 3-4 complementa el análisis gráfico de la Figura 3-3, explicitando los valores mínimos, máximos y promedio de cada uno de los límites presentados. De esta manera se puede dimensionar la variabilidad de cada una de estas agrupaciones de límites de emisión.

Tabla 3-4 Límites máximos, mínimos y promedio para material particulado y combustibles sólidos

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
20	mg/Nm^3	Existentes	Unión Europea	50	50	50
		No especifica	Perú	100	150	125
			Suiza	20	20	20
		Nuevas	Unión Europea	30	50	40
	mg/Rm^3	Existentes	Canadá	340	600	470
		Nuevas	Canadá	150	600	375
	ng/J	Nuevas	EE.UU.	30	181	105
50	mg/Nm^3	No especifica	IFC	50	50	50
		Nuevas	Unión Europea	20	20	20
	ng/J	Todas	EE.UU.	22	130	60
100	mg/Nm^3	Existentes	Unión Europea	30	30	30
		No especifica	Suiza	20	20	20
		Nuevas	Unión Europea	20	20	20
	ng/J	No especifica	Brasil	359	359	359
1000	mg/Nm^3	Existentes	México	60	350	220
			Unión Europea	20	25	21
		No especifica	Suiza	10	10	10
		Nuevas	México	25	150	60
			Unión Europea	10	20	18
	ng/J	No especifica	Brasil	191	191	191
Muy amplio	mg/Nm^3	Existentes	Ecuador	180	430	305
			Unión Europea	30	30	30
		No especifica	Suiza	10	10	10
		Nuevas	Ecuador	142	142	142
	mg/Rm^3	Existentes	Canadá	100	100	100
		Nuevas	Canadá	70	70	70
	ng/J	Existentes	EE.UU.	3,18	189	47
		Nuevas	EE.UU.	0,47	22	10
		Todas	EE.UU.	43	86	65

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3-4 se muestra el análisis gráfico correspondiente a los límites de emisión para material particulado y fuentes que utilizan combustibles líquidos. Nuevamente se nota la misma relación inversa que en el gráfico anterior entre la potencia de la fuente y la magnitud de los límites de emisión. Esto ocurre analizando los valores promedio, máximos y mínimos. Se puede observar una menor magnitud de los límites europeos en comparación al resto de los graficados. Además, la Tabla 3-5 muestra la variabilidad de cada agrupación de límites de emisión presentados en la Figura 3-4 mediante el valor mínimo, máximo y promedio.



Nota: La barra de colores representa el valor promedio del límite de emisión. La línea negra representa el valor mínimo y máximo de las regulaciones en ese grupo.
mg/Nm³: miligramo por metro cúbico normal.
ng/J: nanogramo por joule.

Figura 3-4 Límite de emisión de MP para calderas con combustible líquido según tamaño de caldera y antigüedad

Fuente: Elaboración propia

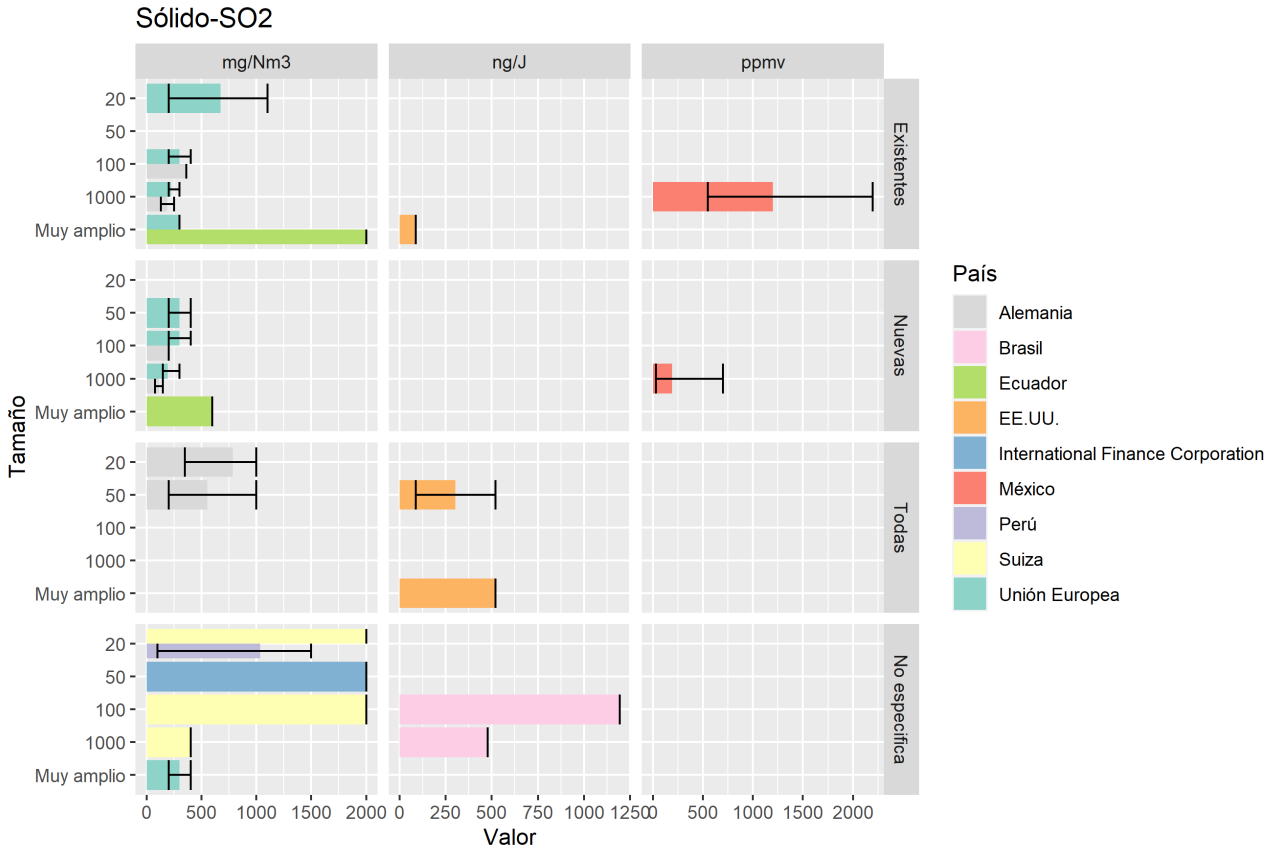
Tabla 3-5 Límites máximos, mínimos y promedio para material particulado y combustibles líquidos

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
20	mg/Nm³	Existentes	México	75	450	292

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
			Unión Europea	50	50	50
		No especifica	Perú	100	150	125
		Nuevas	México	60	450	287
			Unión Europea	50	50	50
	ng/J	Existentes	Canadá	85	85	85
		Nuevas	Canadá	60	60	60
50	mg/Nm^3	Existentes	México	60	400	253
		No especifica	IFC	50	50	50
			Suiza	80	80	80
		Nuevas	México	60	400	253
			Unión Europea	20	20	20
100	mg/Nm^3	Existentes	Unión Europea	30	30	30
		No especifica	Suiza	50	50	50
		Nuevas	Unión Europea	20	20	20
	ng/J	No especifica	Brasil	84	84	84
1000	mg/Nm^3	Existentes	México	60	350	220
			Unión Europea	20	25	23
		No especifica	Suiza	50	50	50
		Nuevas	México	30	280	83
			Unión Europea	10	20	15
	ng/J	No especifica	Brasil	29	29	29
Muy amplio	mg/Nm^3	Existentes	Ecuador	180	430	305
			Unión Europea	30	30	30
		Nuevas	Ecuador	142	142	142
	ng/J	Existentes	Canadá	60	60	60
			EE.UU.	3,40	43	24
		Nuevas	Canadá	45	45	45
			EE.UU.	0,47	22	9

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3-5 se muestra el análisis gráfico correspondiente a los límites de emisión para dióxido de azufre y fuentes que utilizan combustibles sólidos. En general se muestra la misma relación inversa entre potencia y magnitud del límite de emisión, con la excepción específica de Suiza, el cual no distingue entre tamaño para algunos de sus límites. Nuevamente se observa una menor magnitud de los límites europeos en comparación al resto de los graficados, lo mismo sucede con Estados Unidos. Además, la Tabla 3-6 muestra la variabilidad de cada agrupación de límites de emisión presentados en la Figura 3-5, mediante el valor mínimo, máximo y promedio.



Nota: la barra de colores representa el valor promedio del límite de emisión. La línea negra representa el valor mínimo y máximo de las regulaciones en ese grupo.
mg/Nm³: miligramo por metro cúbico normal.
ng/J: nanogramo por joule.
ppmv: partes por millón volumétricas.

Figura 3-5 Límite de emisión de SO_2 para calderas con combustible sólido según tamaño de caldera y antigüedad

Fuente: Elaboración propia

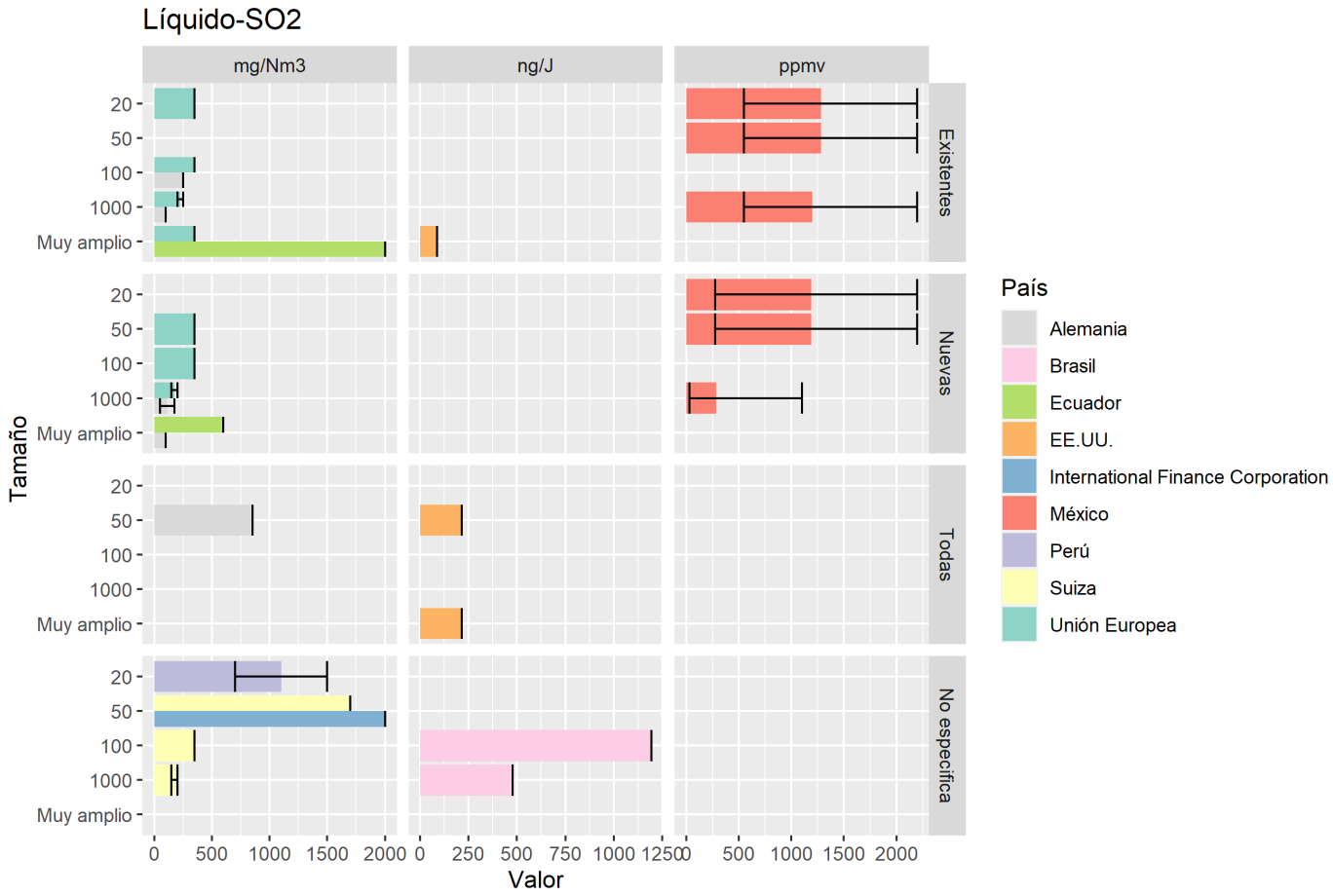
Tabla 3-6 Límites máximos, mínimos y promedio para dióxido de azufre y combustibles sólidos

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
20	mg/Nm³	Existentes	Unión Europea	200	1100	675
		No especifica	Perú	100	1500	1033
			Suiza	2000	2000	2000
		Todas	Alemania	350	1000	783
50	mg/Nm³	No especifica	International Finance Corporation	2000	2000	2000
		Nuevas	Unión Europea	200	400	300
		Todas	Alemania	200	1000	554

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
	ng/J	Todas	EE.UU.	87	520	304
100	mg/Nm^3	Existentes	Alemania	360	360	360
			Unión Europea	200	400	300
		No especifica	Suiza	2000	2000	2000
		Nuevas	Alemania	200	200	200
			Unión Europea	200	400	300
	ng/J	No especifica	Brasil	1195	1195	1195
1000	mg/Nm^3	Existentes	Alemania	130	250	190
			Unión Europea	200	300	225
		No especifica	Suiza	400	400	400
		Nuevas	Alemania	75	150	113
			Unión Europea	150	300	192
	ng/J	No especifica	Brasil	478	478	478
	ppmv	Existentes	México	550	2200	1200
		Nuevas	México	30	700	193
Muy amplio	mg/Nm^3	Existentes	Ecuador	2004	2004	2004
			Unión Europea	300	300	300
		No especifica	Unión Europea	200	400	300
		Nuevas	Ecuador	600	600	600
	ng/J	Existentes	EE.UU.	87	87	87
		Todas	EE.UU.	520	520	520

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3-6 se muestra el análisis gráfico correspondiente a los límites de emisión para dióxido de azufre y fuentes que utilizan combustibles líquidos. La relación inversa entre potencia y magnitud del límite no es tan clara para esta combinación de contaminante y combustible. Algunos países mantienen sus límites de emisión para más de un tamaño de fuente. Llama particularmente la atención la magnitud de los límites de México, IFC y uno de Suiza, en comparación a los demás graficados. Además, la Tabla 3-7 muestra la variabilidad de cada agrupación de límites de emisión presentados en la Figura 3-6, mediante el valor mínimo, máximo y promedio.



Nota: la barra de colores representa el valor promedio del límite de emisión. La línea negra representa el valor mínimo y máximo de las regulaciones en ese grupo.
mg/Nm³: miligramo por metro cúbico normal.
ng/J: nanogramo por joule.
ppmv: partes por millón volumétricas.

Figura 3-6 Límite de emisión de SO_2 para calderas con combustible líquido según tamaño de caldera y antigüedad

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3-7 Límites máximos, mínimos y promedio para dióxido de azufre y combustibles líquidos

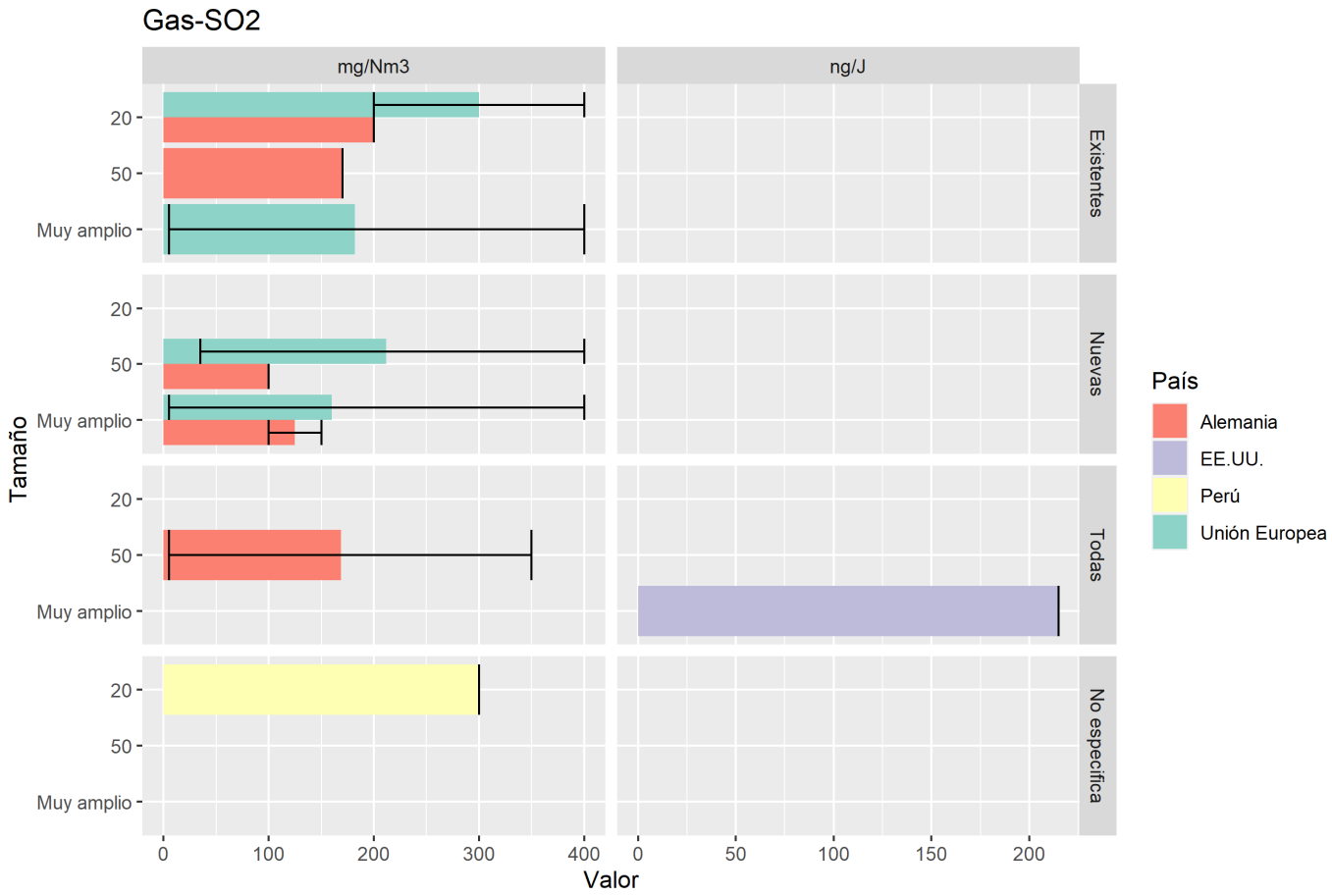
Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
20	mg/Nm³	Existentes	Unión Europea	350	350	350
		No especifica	Perú	700	1500	1100
	ppmv	Existentes	México	550	2200	1283
		Nuevas	México	275	2200	1192
50	mg/Nm³		IFC	2000	2000	2000

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
		No especifica	Suiza	1700	1700	1700
		Nuevas	Unión Europea	350	350	350
		Todas	Alemania	850	850	850
	ng/J	Todas	EE.UU.	215	215	215
	ppmv	Existentes	México	550	2200	1283
		Nuevas	México	275	2200	1192
100	mg/Nm^3	Existentes	Alemania	250	250	250
			Unión Europea	350	350	350
		No especifica	Suiza	350	350	350
		Nuevas	Unión Europea	350	350	350
	ng/J	No especifica	Brasil	1195	1195	1195
1000	mg/Nm^3	Existentes	Alemania	100	100	100
			Unión Europea	200	250	225
		No especifica	Suiza	150	200	175
		Nuevas	Alemania	50	175	113
			Unión Europea	150	200	175
	ng/J	No especifica	Brasil	478	478	478
	ppmv	Existentes	México	550	2200	1200
		Nuevas	México	30	1100	285
Muy amplio	mg/Nm^3	Existentes	Ecuador	2004	2004	2004
			Unión Europea	350	350	350
		Nuevas	Alemania	100	100	100
			Ecuador	600	600	600
	ng/J	Existentes	EE.UU.	87	87	87
		Todas	EE.UU.	215	215	215

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3-7 se muestra el análisis gráfico correspondiente a los límites de emisión para dióxido de azufre y fuentes que utilizan combustibles gaseosos. Aparece nuevamente la relación inversa entre potencia y magnitud del límite. Llama la atención la gran diferencia que existe entre los valores máximos y mínimos de los límites de emisión, especialmente para los datos de la Unión Europea. Esto provoca que el promedio no sea un valor representativo de la norma y se

deben analizar los factores que producen que existan límites tan diferentes para esta combinación de contaminante y combustible. Además, la Tabla 3-8 muestra la variabilidad de cada agrupación de límites de emisión presentados en la Figura 3-7, mediante el valor mínimo, máximo y promedio.



Nota: la barra de colores representa el valor promedio del límite de emisión. La línea negra representa el valor mínimo y máximo de las regulaciones en ese grupo.
mg/Nm³: miligramo por metro cúbico normal.
ng/J: nanogramo por joule.

Figura 3-7 Límite de emisión de SO_2 para calderas con combustible gaseoso según tamaño de caldera y antigüedad

Fuente: Elaboración propia

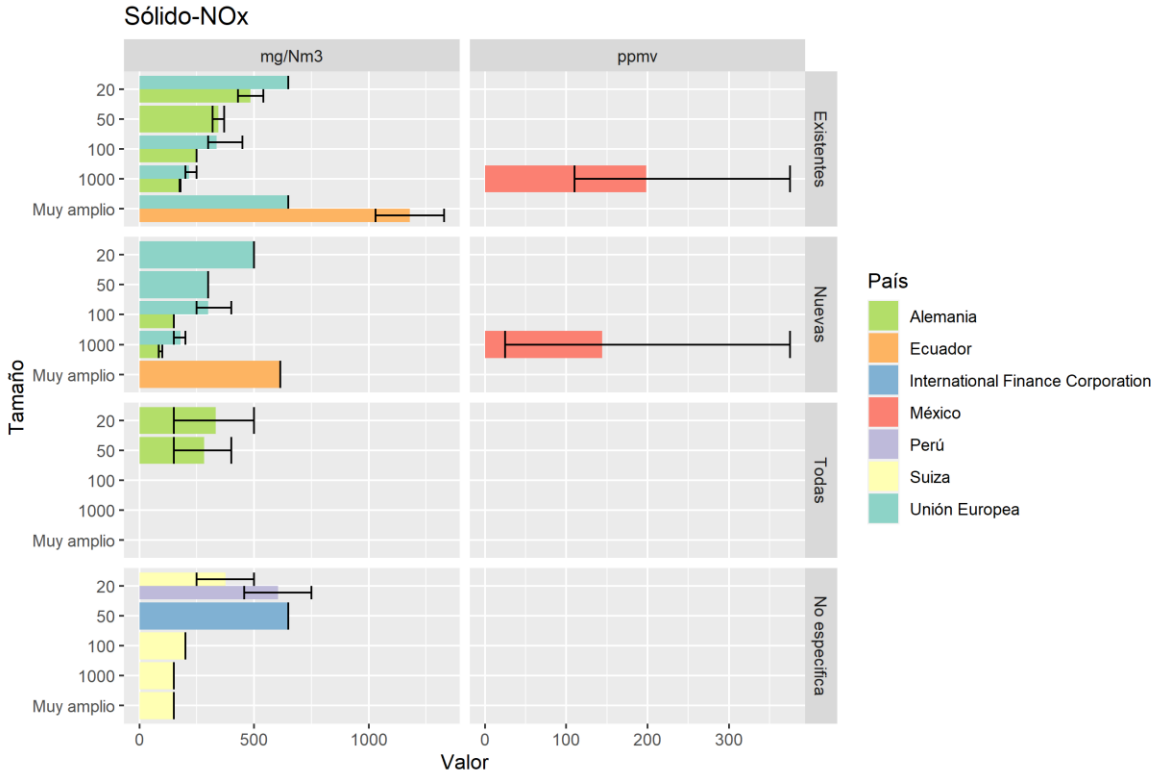
Tabla 3-8 Límites máximos, mínimos y promedio para dióxido de azufre y combustibles gaseosos

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
20	mg/Nm³	Existentes	Alemania	200	200	200

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
			Unión Europea	200	400	300
		No especifica	Perú	300	300	300
50	mg/Nm^3	Existentes	Alemania	170	170	170
		Nuevas	Alemania	100	100	100
			Unión Europea	35	400	212
		Todas	Alemania	5	350	169
Muy amplio	mg/Nm^3	Existentes	Unión Europea	5	400	182
		Nuevas	Alemania	100	150	125
			Unión Europea	5	400	160
	ng/J	Todas	EE.UU.	215	215	215

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3-8 se muestra el análisis gráfico correspondiente a los límites de emisión para óxidos de nitrógeno y fuentes que utilizan combustibles sólidos. En esta combinación se encuentra muy marcada la tendencia de disminución del límite con el aumento de la potencia. Se ve concordancia en la magnitud de los límites de la Unión Europea con los países europeos. Llama la atención la diferencia entre el valor mínimo y máximo en los límites de México. Además, la Tabla 3-9 muestra la variabilidad de cada agrupación de límites de emisión presentados en la Figura 3-8, mediante el valor mínimo, máximo y promedio.



Nota: la barra de colores representa el valor promedio del límite de emisión. La línea negra representa el valor mínimo y máximo de las regulaciones en ese grupo.
mg/Nm³: miligramo por metro cúbico normal.
ppmv: partes por millón volumétricas.

Figura 3-8 Límite de emisión de NOx para calderas con combustible sólido según tamaño de caldera y antigüedad

Fuente: Elaboración propia

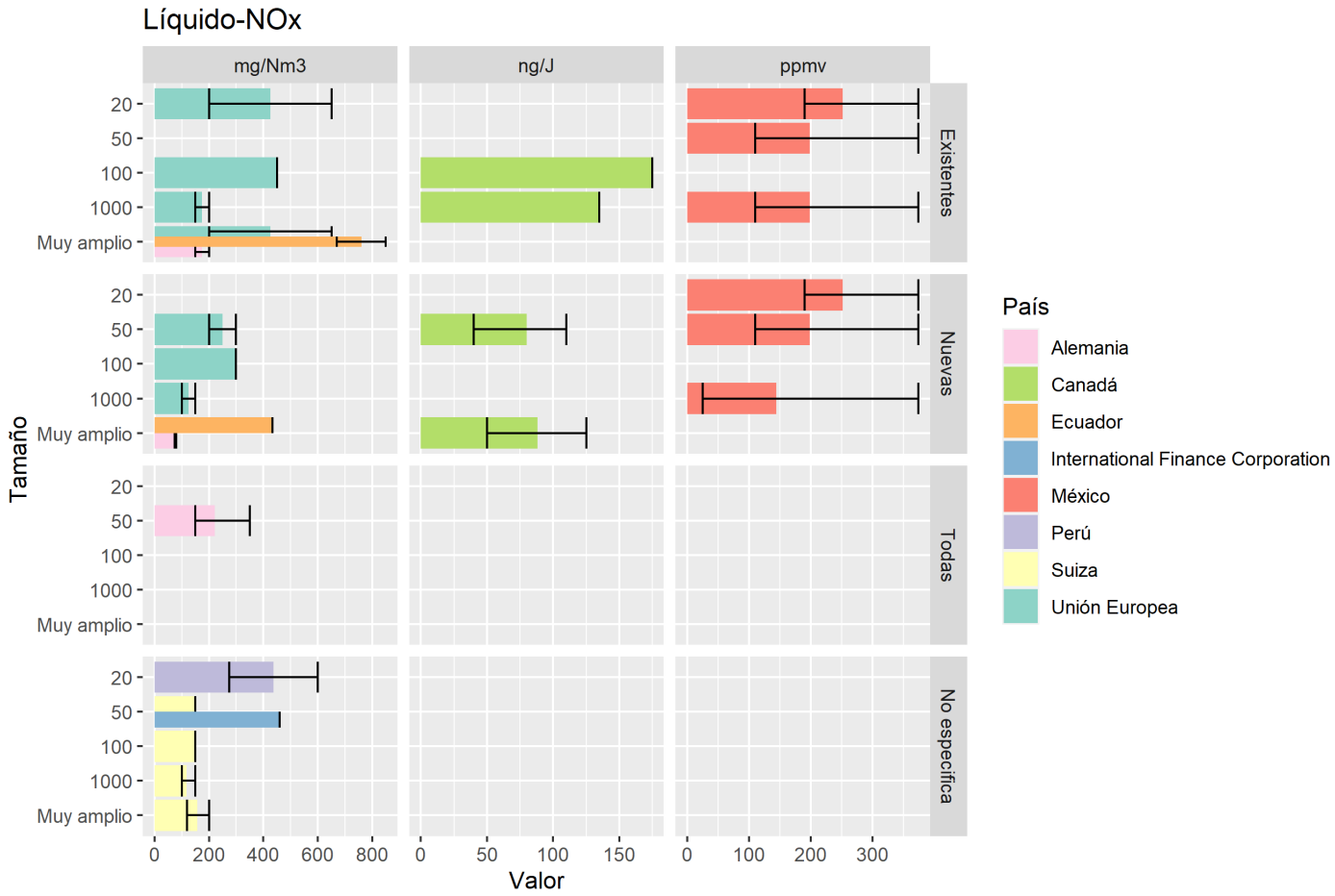
Tabla 3-9 Límites máximos, mínimos y promedio para óxidos de nitrógeno y combustibles sólidos

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
20	mg/Nm³	Existentes	Alemania	430	540	485
			Unión Europea	650	650	650
		No especifica	Perú	458	750	604
			Suiza	250	500	375
		Nuevas	Unión Europea	500	500	500
		Todas	Alemania	150	500	333
50	mg/Nm³	Existentes	Alemania	320	370	345
		No especifica	IFC	650	650	650
		Nuevas	Unión Europea	300	300	300
		Todas	Alemania	150	400	283
100	mg/Nm³	Existentes	Alemania	250	250	250

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
			Unión Europea	300	450	338
		No especifica	Suiza	200	200	200
		Nuevas	Alemania	150	150	150
			Unión Europea	250	400	300
1000	mg/Nm^3	Existentes	Alemania	175	180	178
			Unión Europea	200	250	217
		No especifica	Suiza	150	150	150
		Nuevas	Alemania	85	100	93
			Unión Europea	150	200	179
	ppmv	Existentes	México	110	375	198
		Nuevas	México	25	375	144
Muy amplio	mg/Nm^3	Existentes	Ecuador	1030	1330	1180
			Unión Europea	650	650	650
		No especifica	Suiza	150	150	150
		Nuevas	Ecuador	614	614	614

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3-9 se muestra el análisis gráfico correspondiente a los límites de emisión para óxidos de nitrógeno y fuentes que utilizan combustibles líquidos. Este gráfico no permite una amplia comparación entre países ya que no tiene muchos límites equivalentes. Sin embargo, en los que sí se pueden comparar llama la atención la diferencia de magnitudes de los límites, por ejemplo, entre Ecuador y la Unión Europea. Nuevamente existen diferencias importantes entre los valores máximos y mínimos de los límites de emisión. Además, la Tabla 3-10 muestra la variabilidad de cada agrupación de límites de emisión presentados en la Figura 3-9, mediante el valor mínimo, máximo y promedio.



Nota: la barra de colores representa el valor promedio del límite de emisión. La línea negra representa el valor mínimo y máximo de las regulaciones en ese grupo.
mg/Nm³: miligramo por metro cúbico normal.
ng/J: nanogramo por joule.
ppmv: partes por millón volumétricas.

Figura 3-9 Límite de emisión de NOx para calderas con combustible líquido según tamaño de caldera y antigüedad

Fuente: Elaboración propia

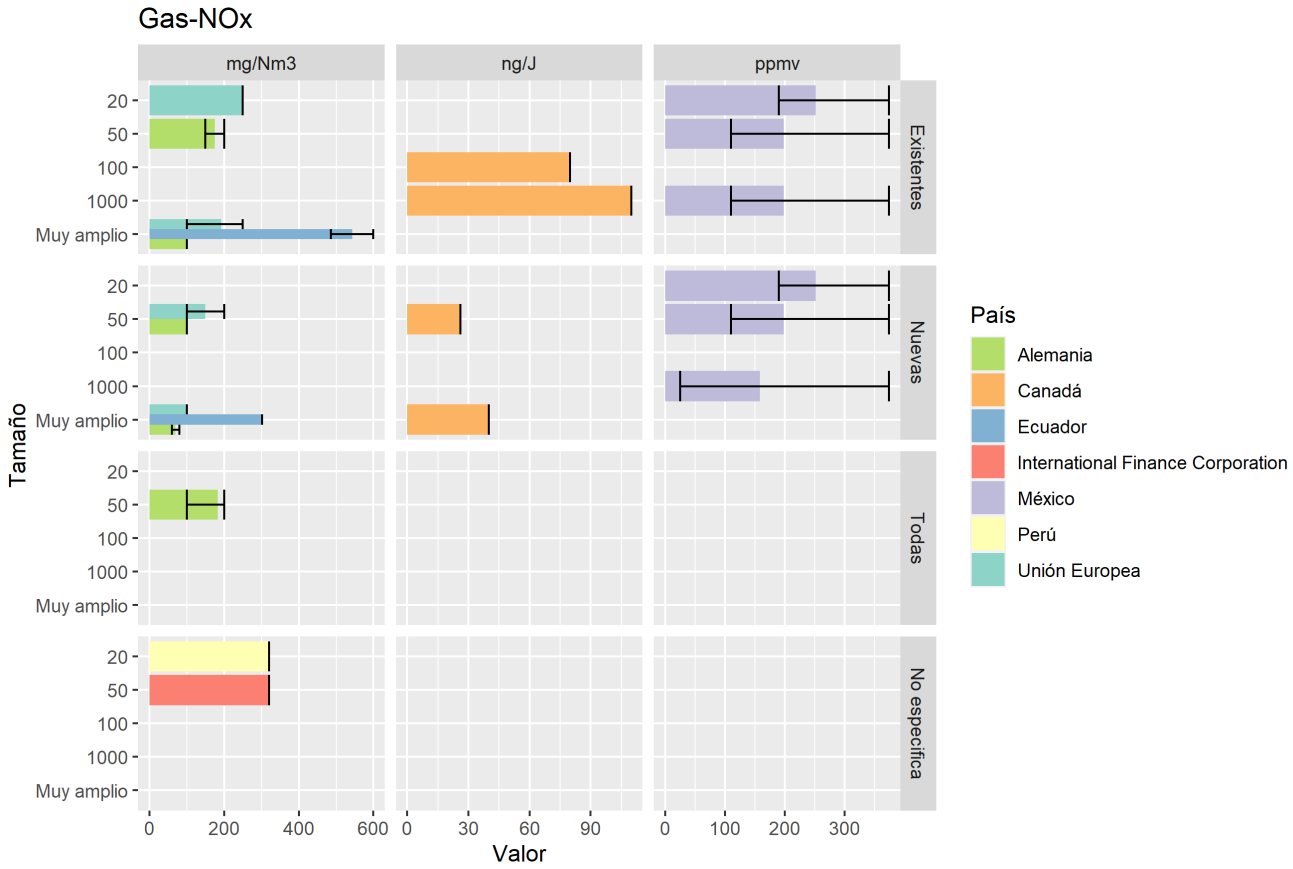
Tabla 3-10 Límites máximos, mínimos y promedio para óxidos de nitrógeno y combustibles líquidos

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
20	mg/Nm³	Existentes	Unión Europea	200	650	425
		No especifica	Perú	275	600	438
	ppmv	Existentes	México	190	375	252
		Nuevas	México	190	375	252
50	mg/Nm³		IFC	460	460	460

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
		No especifica	Suiza	150	150	150
		Nuevas	Unión Europea	200	300	250
		Todas	Alemania	150	350	222
	ng/J	Nuevas	Canadá	40	110	80
	ppmv	Existentes	México	110	375	198
		Nuevas	México	110	375	198
100	mg/Nm^3	Existentes	Unión Europea	450	450	450
		No especifica	Suiza	150	150	150
		Nuevas	Unión Europea	300	300	300
	ng/J	Existentes	Canadá	175	175	175
1000	mg/Nm^3	Existentes	Unión Europea	150	200	175
		No especifica	Suiza	100	150	117
		Nuevas	Unión Europea	100	150	125
	ng/J	Existentes	Canadá	135	135	135
	ppmv	Existentes	México	110	375	198
		Nuevas	México	25	375	144
Muy amplio	mg/Nm^3	Existentes	Alemania	150	200	175
			Ecuador	670	850	760
			Unión Europea	200	650	425
		No especifica	Suiza	120	200	157
		Nuevas	Alemania	75	80	77,5
			Ecuador	434	434	434
	ng/J	Nuevas	Canadá	50	125	88

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3-10 se muestra el análisis gráfico correspondiente a los límites de emisión para óxidos de nitrógeno y fuentes que utilizan combustibles gaseosos. Nuevamente aparece la relación inversa entre potencia y magnitud del límite de emisión. Se puede observar una similitud en los límites de emisión de distintos países, especialmente Alemania y la Unión Europea y Perú y la IFC. Además la Tabla 3-11 muestra la variabilidad de cada agrupación de límites de emisión presentados en la Figura 3-10, mediante el valor mínimo, máximo y promedio.



Nota: la barra de colores representa el valor promedio del límite de emisión. La línea negra representa el valor mínimo y máximo de las regulaciones en ese grupo.
mg/Nm³: miligramo por metro cúbico normal.
ng/J: nanogramo por joule.
ppmv: partes por millón volumétricas.

Figura 3-10 Límite de emisión de NOx para calderas con combustible gaseosos según tamaño de caldera y antigüedad

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3-11 Límites máximos, mínimos y promedio para óxidos de nitrógeno y combustibles gaseosos

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
20	mg/Nm³	Existentes	Unión Europea	250	250	250
		No especifica	Perú	320	320	320
	ppmv	Existentes	México	190	375	252
		Nuevas	México	190	375	252
50	mg/Nm³	Existentes	Alemania	150	200	175
		No especifica	IFC	320	320	320

Clasificación de Tamaño [MWt]	Unidad	Antigüedad	País	Min	Max	Promedio
20	mg/Nm^3	Existentes	Unión Europea	250	250	250
		No especifica	Perú	320	320	320
	ppmv	Existentes	México	190	375	252
		Nuevas	México	190	375	252
		Nuevas	Alemania	100	100	100
			Unión Europea	100	200	150
		Todas	Alemania	100	200	183
	ng/J	Nuevas	Canadá	26	26	26
	ppmv	Existentes	México	110	375	198
		Nuevas	México	110	375	198
100	ng/J	Existentes	Canadá	80	80	80
1000	ng/J	Existentes	Canadá	110	110	110
	ppmv	Existentes	México	110	375	198
		Nuevas	México	25	375	158
Muy amplio	mg/Nm^3	Existentes	Alemania	100	100	100
			Ecuador	486	600	543
			Unión Europea	100	250	193
		Nuevas	Alemania	60	80	70
			Ecuador	302	302	302
			Unión Europea	100	100	100
	ng/J	Nuevas	Canadá	40	40	40

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 3-12 se muestran los límites de emisión para mercurio considerando los mismos parámetros de presentación que en los gráficos anteriores. Se observa que sólo Estados Unidos y Alemania presentan límites para este contaminante, y lo hacen utilizando unidades distintas por lo que no se pueden comparar directamente. Sin embargo, estos valores sirven como referencia de la magnitud de los límites de emisión para mercurio y para distintas fuentes y combustibles.

Tabla 3-12 Límites de emisión para Hg

Unidad	Antigüedad de la fuente	País	Clasificación de tamaño	Estado del combustible		
				Gas	Líquido	Sólido
mg/Nm³	Nuevas	Alemania	1000			0,0015
	Todas	Alemania	50			0,0500
		China	Muy Amplio			0,03
ng/J	Existentes	EE.UU.	Muy amplio	0,0034	0,0049	0,0023
	Nuevas	EE.UU.	20			0,0095
			Muy amplio	0,0034	0,0002	0,0049

Fuente: Elaboración propia

Otro análisis realizado fue el de la revisión de aquellos límites de emisión que fueron considerados durante la creación del proyecto definitivo de la norma de emisión para calderas, pero que fueron actualizados entre el 2018 y la actualidad. La Tabla 3-13 y Tabla 3-14 recopila todos aquellos límites que cumplen con lo anterior. Se observa que todos los límites, menos uno, disminuye después de la actualización. Esto hace sentido ya que normalmente los límites se actualizan para hacer normativas más estrictas.

Tabla 3-13 Límites de MP, NOx y SO_2 actualizados entre la creación del proyecto definitivo y la actualidad

País	Norma	Detalle de fuente	Antigüedad de la fuente	Potencia	Combustible	Unidad	MP		NOx		SO_2	
							Límite antiguo	Límite nuevo	Límite antiguo	Límite nuevo	Límite antiguo	Límite nuevo
Suiza (actualizado en 2022)(Swiss Federal Council, 2022)	OAPC	Otras instalaciones que no correspondan a "equipos de radiación luminosa o radiación de tubo" ni "instalaciones con temperatura media de 110ºC"	Nuevas y Existentes	Todas	Petróleo ligero	mg/Nm^3			150	120		
		No especifica	Nuevas y Existentes	> 300 MWt	Petróleo	mg/Nm^3			150	100	200	150
				100 - 300 MWt	Petróleo	mg/Nm^3					400	200
				> 100 MWt	Carbón	mg/Nm3	50	10				
				50 - 100 MWt	Petróleo	mg/Nm3			300	150	1700	350
				10 - 100 MWt	Carbón	mg/Nm^3	50	20	250	200		
				5 - 50 MWt	Petróleo	mg/Nm^3			450	150		
				> 10 MWt	Biomasa	mg/Nm^3	50	10	250	150		
				1 - 10 MWt	Biomasa	mg/Nm^3	150	20				
					Carbón	mg/Nm^3	50	20	250	500		
				No especifica	Petróleo ligero	mg/Nm3						
EE.UU. (actualizado en 2022)	CFR Título 40, Capítulo	"Unidades de celdas de combustible"	Nuevas	No especifica	Biomasa	ng/J	0,02	0,011				

País	Norma	Detalle de fuente	Antigüedad de la fuente	Potencia	Combustible	Unidad	MP		NOx		SO_2	
							Límite antiguo	Límite nuevo	Límite antiguo	Límite nuevo	Límite antiguo	Límite nuevo
(U.S. EPA, 2022)	1, Parte 60, Subparte DDDDD	"Quemadores de suspensión"	Nuevas	No especifica	Biomasa	ppmv						
		Calderas de lecho fluidizado	Existentes	No especifica	Biomasa	ppmv						
			Nuevas	No especifica	Biomasa	ng/J	0,0098	0,0041				
						ppmv						
		Calderas del tipo "Rejilla de suspensión híbrida"	Nuevas	No especifica	Biomasa	ppmv						
					Gaseoso	ng/J	0,0067	0,0073				
					Líquido pesado	ng/J	0,013	0,0019				
					Líquido ligero	ng/J	0,002	0,0011				
		Calderas tipo "estoker"	Existentes	No especifica	Biomasa	ppmv						
					Fósiles sólidos	ppmv						
			Nuevas	No especifica	Biomasa	ng/J	0,03	0,013				
						ppmv						
					Biomasa seca	ppmv						
		N/A	Existentes	No especifica	Líquido	ng/J						
			Nuevas	No especifica	Líquido	ng/J						
					Sólido	ng/J						

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3-14 Límites de CO, HCl y Hg actualizados entre la creación del proyecto definitivo y la actualidad

País	Norma	Detalle de fuente	Antigüedad de la fuente	Potencia	Combustible	Unidad	CO		HCl		Hg	
							Límite antiguo	Límite nuevo	Límite antiguo	Límite nuevo	Límite antiguo	Límite nuevo
Suiza (actualizado en 2022) (Swiss Federal Council, 2022)	OAPC	Otras instalaciones que no correspondan a "equipos de radiación luminosa o radiación de tubo" ni "instalaciones con temperatura media de 110ºC"	No especifica	No especifica	Petróleo ligero	mg/Nm^3						
		N/A	No especifica	> 300 MWt	Petróleo	mg/Nm^3						
				100 - 300 MWt	Petróleo	mg/Nm^3						
				> 100 MWt	Carbón	mg/Nm^3	250	150				
				50 - 100 MWt	Petróleo	mg/Nm^3						
				10 - 100 MWt	Carbón	mg/Nm^3	250	150				
				5 - 50 MWt	Petróleo	mg/Nm^3						
				> 10 MWt	Biomasa	mg/Nm^3	250	150				
				1 - 10 MWt	Biomasa	mg/Nm^3						
					Carbón	mg/Nm^3	250	150				
				No especifica	Petróleo ligero	mg/Nm^3	150	80				
EE.UU. (actualizado en	CFR Título 40,	"Unidades de celda de combustible"	Nuevas	No especifica	Biomasa	ng/J						

País	Norma	Detalle de fuente	Antigüedad de la fuente	Potencia	Combustible	Unidad	CO		HCl		Hg	
							Límite antiguo	Límite nuevo	Límite antiguo	Límite nuevo	Límite antiguo	Límite nuevo
2022) (U.S. EPA, 2022)	Capítulo 1, Parte 60, Subparte DDDDD	"Quemadores de suspensión"	Nuevas	No especifica	Biomasa	ppmv	2400	220				
		Calderas de lecho fluidizado	Existentes	No especifica	Biomasa	ppmv	470	210				
			Nuevas	No especifica	Biomasa	ng/J						
						ppmv	230	130				
		Calderas del tipo "Rejilla de suspensión híbrida"[1]	Nuevas	No especifica	Biomasa	ppmv	1100	180				
					Gaseoso	ng/J						
					Líquido pesado	ng/J						
					Líquido ligero	ng/J						
		Calderas tipo "estoker"[2]	Existentes	No especifica	Biomasa	ppmv	1500	1100				
					Fósiles sólidos	ppmv	160	150				
			Nuevas	No especifica	Biomasa	ng/J						
						ppmv	620	590				
					Biomasa seca	ppmv	560	460				
		N/A	Existentes	No especifica	Líquido	ng/J					2,00E-06	7,30E-07
			Nuevas	No especifica	Líquido	ng/J			0,00044	0,00015		
					Sólido	ng/J			0,022	0,00021		

Fuente: Elaboración propia

[1] Caldera diseñada con distribuidores de aire para dispersar el material combustible sobre toda la anchura y profundidad de la zona de combustión de la caldera.

[2] Unidad que consta de un mecanismo de alimentación de combustible operado mecánicamente, una parrilla estacionaria o móvil para soportar la combustión del combustible y permitir la entrada de aire por debajo de la parrilla al combustible, un sistema de aire sobre el fuego para completar la combustión, y un sistema de descarga de cenizas.

3.3 Análisis de la normativa nacional vigente que regula calderas u otros instrumentos de gestión ambiental

Para el análisis de la normativa nacional vigente se utilizó como base el estudio "Antecedentes para Elaborar un Norma de Emisión para Calderas y Procesos de Combustión en el Sector Industrial, Comercial y Residencial", elaborado en el año 2012, el cual corresponde a uno de los antecedentes técnicos utilizados para la creación de la propuesta de proyecto definitivo de norma de emisión para calderas, del MMA en 2018. Desde el año 2012 se han incorporado a la legislación vigente nuevos textos normativos que regulan o se vinculan a las calderas y procesos de combustión, por lo que esta sección corresponde a una revisión actualizada a dicha normativa.

Esta sección se complementa mediante el anexo digital "**NECAL2-BD_NormativaNacional.xlsx**", el cual corresponde a la base que contiene de manera detallada todos los límites recopilados de la normativa nacional revisada. Es esta se pueden encontrar información detallada de las normas revisadas, las fuentes reguladas y los límites establecidos. Además, contiene tablas y gráficos dinámicos que facilitan la compresión y análisis de los datos.

A continuación, se presenta la legislación nacional relacionada con calderas y procesos de combustión, agrupados según tipo de normativa. Para cada documento se indica en el nombre de la subsección si se trata de un Decreto Supremo (D.S.), Resolución, Resolución Exenta (R.E.) o Circular. También se indica la institución autora, que en la mayoría de los casos corresponde al Ministerio de Salud (MINSAL), el Ministerio del Medio Ambiente (MMA), y el Ministerio Secretaría General de la Presidencia (MINSEGPRES), o una Secretaría Regional Ministerial. Además, en el Anexo 2 (Sección 12.2) se encuentran aquellas normas nacionales que tienen relación con calderas pero que no establecen límites de emisión de contaminantes.

3.3.1 Normas de emisión

En las siguientes subsecciones se detallan las normas de emisión relacionadas a calderas, identificadas en la normativa nacional.

3.3.1.1 D.S. N° 321/1991 del MINSAL, que "Establece Norma de Emisión de Contaminantes que Indica"[3]

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.

[3] https://www.bcn.cl/leychile/navegar/imprimir?idNorma=12330&idVersion=1991-07-09

Se establece límite de emisión para Material Particulado (MP) de **112 mg/Nm^3**. Esta norma no establece límites de emisión diferenciados por tamaño de la caldera, combustible utilizado o si esta es nueva o existente.

3.3.1.2 D.S. N° 4/1992 del MINSAL, que "Establece Norma de Emisión de Material Particulado a Fuentes Estacionarias Puntuales y Grupales" [45]

Este decreto aplica a las fuentes estacionarias puntuales y grupales que se encuentran en la Región Metropolitana (Ministerio de Salud, 1992), exceptuando las fuentes estacionarias puntuales que emitan más de 1 tonelada diaria de material particulado (estas últimas se regulan según la normativa presentada en la Sección 3.3.1.3).

Establece límite de emisión para material particulado de **112 mg/Nm^3** a fuentes estacionarias puntuales y **56 mg/Nm^3** a fuentes estacionarias grupales.

Se definen 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 diésel, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), gas de ciudad o biogás como combustible u otros de similares características de emisión podrán exceptuarse de la obligación de medición de MP, conforme lo determine el Servicio de Salud del Ambiente de la Región Metropolitana. Para los efectos que sean procedentes, se estimará que estas fuentes emiten material particulado en las siguientes concentraciones, de acuerdo con el combustible utilizado, según lo presentado en la Tabla 3-15.

Tabla 3-15 Emisión estimada de MP según combustible utilizado

Tipo de Combustible	Concentración [mg/Nm^3]
Diésel	30
GLP	15
Gas de ciudad	15
Biogás	15
Gas natural	15

Fuente: Elaboración propia

Las fuentes estacionarias deberán acreditar sus emisiones de MP, mediante el método CH-5 del Instituto de Salud Pública (muestreo isocinético). 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.

[4] Modificado por D.S. N° 20/2001 (D.O. 12.04.2001) y D.S. N° 66/2010, ambos del MINSEGPRES.
[5] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=7303&idVersion=2010-04-16&idParte=

3.3.1.3 D.S. N° 1.583/1992 del MINSAL, que "Establece Norma de Emisión de Material Particulado a Fuentes Estacionarias Puntuales que Indica"[6]

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/Nm^3** para fuentes existentes y nuevas.

3.3.1.4 Resolución N° 2.063/2005 SEREMI de Salud de la Región Metropolitana, que "Establece Fuentes Estacionarias a las que les son Aplicables las Normas de Emisión de Monóxido de Carbono (CO) y Dióxido de Azufre (SO2)"

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

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

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

La norma de emisión de CO aplica a las siguientes fuentes estacionarias:

- Calderas industriales (generador de vapor cuya presión de trabajo es mayor a 0,5 kgf/cm^2).
- 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.

Se exceptúan de la acreditación del cumplimiento de la norma de emisión de monóxido de carbono, las fuentes que cumplan con alguna de las siguientes condiciones:

a) Que su consumo energético de combustible sea igual o menor a 200.000 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 kJ/h, a plena carga.

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

[6] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=18138&idVersion=1993-04-26&idParte=

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

De las fuentes que están afectas a cumplimiento de la norma de emisión de dióxido de azufre (SO_2)

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

La norma de emisión de SO_2 aplica a las siguientes fuentes estacionarias:

- Calderas industriales (generador de vapor cuya presión de trabajo mayor a 0,5 kgf/cm^2).
- 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, a las siguientes fuentes estacionarias que pertenezcan a los tipos de fuentes:

a) Cuyo consumo energético de combustible sea igual o menor a 200.000 kJ/h, a plena carga.
b) Que utilicen diésel Grado A1, gas natural, 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_2, establecido según el artículo 40 del D.S. Nº 58/2003[7], el que aprobó la actualización y reformulación del PPDA-RM.

La concentración de SO_2 se determinará mediante el método de medición CH-6C.

3.3.1.5 D.S. N° 29/2013 del MMA, que "Establece Norma de Emisión para Incineración, Coincineración y Coprocesamiento y Deroga Decreto N°45/2007 del MINSEGPRES"[8]

Establece, para todo el territorio nacional, la norma de emisión para las instalaciones de incineración, a las instalaciones de coincineración que correspondan a hornos de cemento, hornos rotatorios de cal, o a instalaciones forestales y para las instalaciones de coprocesamiento que correspondan a hornos de cemento que utilicen combustibles distintos a los tradicionales.

Los límites máximos permitidos para cada tipo de instalación se indican en la siguiente tabla.

[7] Corresponden a fuentes estacionarias correspondientes a procesos industriales, cuyo aporte de emisiones de SO_2 sea superior a 100 [ton/año].
[8] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1054148

Tabla 3-16 Límites de emisión para incineración

Contaminante	Valor límite de emisión [mg/Nm^3]		
	Incineración en hornos de cemento, hornos rotatorios de cal, e instalaciones forestales que coincineren biomasa forestal	Hornos de cemento y los hornos rotatorios de cal que utilicen combustibles distintos a combustibles tradicionales	Coincineración en instalaciones forestales
Material Particulado (MP)	30	50	50
Dióxido de azufre (SO_2)	50	-	-
Óxidos de Nitrógeno (NOx)	300	-	-
Carbono Orgánico Total (COT)	20	20	20
Monóxido de Carbono (CO)	50	-	50
Cadmio y sus compuestos, indicado como metal (Cd)	0,1	0,1	0,1
Mercurio y sus compuestos, indicado como metal (Hg)	0,1	0,1	0,1
Berilio y sus compuestos, indicado como metal (Be)	0,1	0,1	0,1
Plomo (Pb) + Zinc (Zn) y sus compuestos, indicado como metal, suma total	1	1	1
Arsénico (As) + Cobalto (Co) + Níquel (Ni) + Selenio (Se) + Telurio (Te) y sus compuestos, indicado como metal, suma total	1	1	1
Antimonio (Sb) + Cromo (Cr) + Manganeso (Mn) + Vanadio (V)	5	5	5
Compuestos inorgánicos clorados gaseosos indicados como ácido clorhídrico (HCl)	20	20	30
Compuestos inorgánicos fluorados gaseosos indicados como ácido fluorhídrico (HF)	2	2	5
Benceno (C_6H_6)	5	5	5
Dioxinas y furanos TEQ*	0,2 ng/Nm^3	0,2 ng/Nm^3	0,2 ng/Nm^3

*TEQ: Factor tóxico equivalente para mamíferos de la Organización Mundial de la Salud (OMS), 1998.

Fuente: Elaboración propia a partir de (MMA, 2013)

3.3.1.6 D.S. N° 13/2011 del MMA, que "Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas" [9] [10] [11]

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_2, óxidos de nitrógeno (NOx) y Hg, por tipo de combustible utilizado y diferenciando para fuentes emisoras existentes y nuevas, los que se indican a continuación en la Tabla 3-17 y Tabla 3-18.

Tabla 3-17 Límites de emisión según combustible, caldera existente o nueva, y contaminante [mg/Nm³]

Estado del combustible	Valor límite de emisión [mg/Nm³]					
	MP		SO_2		NOx	
	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva
Sólido	50	30	400	200	500	200
Líquido	30	30	30	10	200	120
Gaseoso	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	50	50

N.A.: No Aplica.

Fuente: Elaboración propia a partir de (MMA, 2011)

Tabla 3-18 Límite de emisión para Mercurio para fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen carbón y/o petcoke [mg/Nm³]

Combustible	Hg
	Existente y Nueva
Carbón y/o petcoke	0,1

Fuente: Elaboración propia a partir de (MMA, 2011)

3.3.1.7 Resolución 569 Exenta del MMA, que "Aprueba Anteproyecto de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, Elaborado a Partir de la Revisión del Decreto Supremo Nº13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente y lo Somete a Consulta" [12] [13]

Esta norma corresponde a una propuesta de actualización del D.S. Nº13, de 2011 del MMA (sección 3.3.1.7). Al igual que esta norma de emisión, el anteproyecto aplica para unidades de generación eléctrica, conformadas por calderas o turbinas, con potencia térmica mayor o igual a 50 MWt. A diferencia de la versión actual, la actualización de la norma de emisión para centrales

[9] Vigente desde el 23 de junio de 2011.
[10] Actualmente se encuentra en revisión.
[11] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1026808
[12] Publicada el 17 de junio de 2023.
[13] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1193580

termoeléctricas considera fuentes de cogeneración, las cuales son de gran importancia para este estudio. Por esto se decidió dedicar una sección específica (Sección 8.1.3.1) para el análisis de las calderas de cogeneración. Establece los siguientes límites de emisión de contaminantes:

Tabla 3-19 Límites de emisión para fuentes emisoras existentes por contaminante y estado del combustible

Estado del Combustible	Valor del límite de emisión (mg/Nm^3)		
	MP	SO_2	NOx
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas	n.a.	n.a.	50

n.a. No Aplica

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3-20 Límites de emisión para fuentes emisoras nuevas por contaminante y estado del combustible

Estado del Combustible	Valor del límite de emisión (mg/Nm^3)		
	MP	SO_2	NOx
Sólido	10	120	120
Líquido	20	10	100
Gas	n.a.	n.a.	50

n.a. No Aplica

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3-21 Límite de emisión para Mercurio, Níquel y Vanadio, para fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen carbón y/o petcoke

Contaminante	Límite concentración (mg/Nm^3)
Mercurio (Hg)	0,005
Níquel (Ni)	1
Vanadio (V)	5

Fuente: Elaboración propia.

3.3.1.8 Proyecto Definitivo de la Norma de Emisión para Calderas del MMA (2018)

En el año 2018 se publicó un proyecto definitivo de norma de emisión para calderas, con el objetivo de proteger la salud de las personas y el medio ambiente de los contaminantes emitidos por estas fuentes. Este no se ha convertido en una norma oficial vigente —de hecho, en esta consultoría se preparan antecedentes para su actualización—. En este proyecto definitivo se establecen límites de emisión para **calderas nuevas y existentes**, para los contaminantes MP, SO_2, NOx, CO y Hg, y considerando distintos tipos de combustibles. Dado lo anterior y considerando que este es el proyecto de norma que se quiere actualizar, se justifica repasar los límites establecidos por este documento, los cuales se presentan a continuación.

Tabla 3-22 Límites de emisión de contaminantes para calderas nuevas de potencia menor a 1 MWt, propuestos en el proyecto definitivo

Contaminante	MP (mg/Nm^3)		CO (mg/Nm^3)	
Potencia	**75 – 300 kWt**	**300 kWt – 1 MWt**	**75 – 300 kWt**	**300 kWt – 1 MWt**
Gaseoso	NA	NA	NA	80
Líquido	NA	50	NA	80
Sólido	50	50	NA	125

NA: No Aplica.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3-23 Límites máximos de emisión de contaminantes para calderas, propuestos en el proyecto definitivo, según tipo de combustible, potencia térmica, caldera existente o nueva, y contaminante [mg/Nm^3]

Estado del combustible	Valor límite de emisión [mg/Nm^3]																	
	MP						SO_2						NOx					
	≥ 1 MWt y < 3 MWt		≥ 3 MWt y < 20 MWt		≥ 20 MWt		≥ 1 MWt y < 3 MWt		≥ 3 MWt y < 20 MWt		≥ 20 MWt		≥ 1 MWt y < 3 MWt		≥ 3 MWt y < 20 MWt		≥ 20 MWt	
	E	N	E	N	E	N	E	N	E	N	E	N	E	N	E	N	E	N
Sólido	75	50	50	50	50	30	N.A.	400	N.A.	400	400	400	N.A.	300	N.A.	300	N.A.	300
Líquido	50	30	50	30	30	20	N.A.	400	N.A.	400	N.A.	400	N.A.	200	N.A.	200	N.A.	200
Gaseoso	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	100	N.A.	100	N.A.	50	N.A.	100	N.A.	100	N.A.	100

N.A.: No Aplica.
E: Calderas existentes.
N: Calderas nuevas.

Fuente: Elaboración propia a partir de (MMA, 2017b)

Se aplican las siguientes exenciones a los límites de emisión las calderas que cumplan con lo siguiente:

- Se exceptúan del cumplimiento del límite máximo de SO_2 aquellas calderas existentes y nuevas que utilicen combustible sólo de biomasa no tratada o demuestren utilizar de manera permanente un combustible líquido o gaseoso con un contenido de azufre menor o igual a 50 ppm.
- Se exceptúan del cumplimiento del límite máximo de SO_2, aquellas calderas existentes que simultáneamente generen energía térmica y eléctrica, y cuenten con un nivel de eficiencia energética mayor o igual a 80%.
- Se exceptúan del cumplimiento del límite máximo de MP y SO_2 aquellas calderas existentes y nuevas que funcionen menos de 500 horas al año. En el caso de que la caldera utilice un combustible líquido con contenido de azufre mayor o igual a 50 ppm, o un combustible sólido, deberá cumplir con un límite de emisión para MP menor a 100 mg/Nm^3, con una frecuencia de medición de 3 años.

En la Tabla 3-24 se definen los límites de emisión de mercurio de las calderas nuevas y existentes con potencia térmica igual o mayor a 20 MWt. La frecuencia de medición para este tipo de calderas será cada 12 meses.

Tabla 3-24 Límite de emisión de mercurio, propuestos en el proyecto definitivo, para fuentes emisoras existentes y nuevas de potencia térmica igual o mayor a 20 MWt [mg/Nm^3]

Combustible	Hg [mg/Nm^3]
	≥ 20 MWt
	Existente y Nueva
Carbón y/o petcoke, o mezcla de carbones con diferentes calidades	0,1

Fuente: Elaboración propia a partir del D.S. N° 13/2011 del MMA

Se eximen de la aplicación de esta norma de emisión las siguientes fuentes:

a) Calderas existentes de potencia térmica menor a 1 MWt.
b) Calderas reguladas a través del D.S. Nº13, de 2011, del MMA. (Norma de emisión para centrales termoeléctricas, sección 3.3.1.6)
c) Calderas de locomotoras y calderas de embarcaciones de cualquier tipo.
d) Calderas de uso domiciliario, destinadas a calefacción de una casa habitación en forma individual.
e) Calderas sujetas al D.S. Nº29, de 2013, del MMA. (Norma de emisión para Incineración, Coincineración y Coprocesamiento, sección 3.3.1.5).
f) Calderas cuyos límites de emisión estén regulados en Planes de Descontaminación Atmosférica, cuando sean aplicables de acuerdo con los rangos de potencia térmica de la caldera. Sin perjuicio de lo anterior, tratándose de aquellos contaminantes no regulados en los respectivos PDA, las calderas se regirán por lo dispuesto en esta norma de emisión, cuando sea aplicable según los rangos de potencia térmica de la caldera.

3.3.2 Planes de Descontaminación Atmosférica

En las siguientes subsecciones se detallan los contenidos relacionados a fuentes de emisión de tipo calderas, identificadas en los Planes de Prevención y Descontaminación Atmosférica del país. En este análisis se detallan trece de los dieciséis planes existentes, el detalle de estos se presenta en la Tabla 3-25, esto debido a que los planes de Tocopilla (D.S. N° 70/ 2010 del MMA), Huasco (D.S. N° 38/2017 del MMA), y Andacollo (D.S. N° 59/2014 del MMA), si bien fueron revisados, no contienen información específica sobre límites de emisión o regulación de calderas. Los planes de Huasco y Tocopilla consideran como fuentes emisoras a las termoeléctricas, sin embargo, se limitan a regular a las empresas específicas existentes en la zona, más que en una regulación general para termoeléctricas en las zonas de los planes. Además, como en esta sección ya se considera la norma de emisión para centrales termoeléctricas (Sección3.3.1.6), se decidió no hacer una subsección para estos planes.

Tabla 3-25 Lista de PDAs revisados de norte a sur

	PDA	Decreto	Año	Subsección
1	Calama y su zona circundante	N.S. Nº5	2021	3.3.2.14
2	Concón, Quintero y Puchuncaví	D.S. Nº 105	2018	3.3.2.12
3	Anteproyecto PDA Quillota	Res. Nº 82	2022	3.3.2.15
4	Región Metropolitana	D.S. Nº 31	2016	3.3.2.7
5	Valle Central de la Región de O'Higgins	D.S. Nº 1	2021	3.3.2.13
6	Talca y Maule	D.S. Nº 49	2015	3.3.2.5
7	Valle Central de la Provincia de Curicó	D.S. Nº 44	2017	3.3.2.9
8	Chillán y Chillán Viejo	D.S. Nº 48	2015	3.3.2.4
9	Los Ángeles	D.S. Nº 4	2017	3.3.2.8
10	Concepción Metropolitano	D.S. Nº 6	2018	3.3.2.10
11	Temuco y Padre de las Casas	D.S. Nº 8	2015	3.3.2.1
12	Anteproyecto Temuco y Padre de las Casas	Res. Nº 1532	2021	3.3.2.2
13	Valdivia	D.S. Nº 25	2016	3.3.2.6
14	Osorno	D.S. Nº 47	2015	3.3.2.3
15	Coyhaique y su zona circundante	D.S. Nº 7	2018	3.3.2.11

Fuente: Elaboración Propia.

3.3.2.1 D.S. N° 8/2015 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica de Temuco y Padre Las Casas" [14] [15] [16]

Este Plan de Descontaminación Atmosférica rige 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 las normas primarias de calidad ambiental para material particulado respirable MP_{10}, y $MP_{2.5}$ (MMA, 2015).

Límites de emisión para material particulado

Dado que la fuente principal de MP_{10} 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 IV contiene las medidas de control de las emisiones al aire de calderas y otras fuentes emisoras, y define los siguientes límites de emisión de MP, presentados en la Tabla 3-26.

[14] Vigente desde el 17 de noviembre de 2015.
[15] Modificado el 10 de marzo de 2018 por el Decreto 26 del MMA
[16] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1084085

Tabla 3-26 Límites de emisión de MP, según tipo de fuente [mg/Nm³]

Potencia térmica nominal de la caldera	Concentración Máxima Permitida MP [mg/Nm³]	
	Existentes	Nuevas
Menor a 75 kWt	NA	50
Mayor o igual a 75 kWt y menor a 300 kWt	100	50
Mayor o igual a 300 kWt y menor a 1 MWt	50	50
Mayor o igual a 1 MWt y menor a 20 MWt	50	30
Mayor a 20 MWt	30	30

Fuente: Elaboración propia

Excepciones al cumplimiento:

- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de MP, aquellas calderas nuevas o existentes, que usen un combustible gaseoso en forma exclusiva y permanente. Para demostrar lo anterior, el titular deberá presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente, durante el mes de enero de cada año, un informe que dé cuenta de tales condiciones.
- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de MP, por 12 meses adicionales al plazo establecido, aquellas calderas existentes de alimentación automática, que usan pellets o chips, en forma exclusiva y permanente; y que cuentan con una eficiencia mayor o igual a 90%. Para demostrar lo anterior, el titular deberá presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente, durante el primer semestre de entrada en vigor del presente Plan, que cumple con las condiciones descritas y que emite una concentración de MP menor o igual a 30 mg/Nm³. Finalizado el plazo de 12 meses adicionales, se deberá cumplir con los límites de emisión según corresponda.
- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de MP, aquellas calderas que cogeneran, siempre y cuando la caldera demuestre una eficiencia térmica mayor a 80%. Para demostrar lo anterior, el titular de la fuente deberá presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente, durante el mes de enero de cada año, un informe que dé cuenta de tales condiciones.

Límites de emisión para dióxido de azufre:

En la Tabla 3-27 se muestran los límites máximos de emisión para dióxido de azufre, definidos para calderas nuevas y existentes y dependiendo de la potencia térmica de la fuente.

Tabla 3-27 Límite máximo de emisión de SO_2

Potencia térmica nominal de la caldera	Concentración Máxima Permitida SO_2 [mg/Nm³]	
	Existentes	Nuevas
Mayor o igual a 1 MWt y menor a 20 MWt	600	400
Mayor a 20 MWt	400	200

Fuente: Elaboración propia

Excepciones al cumplimiento:

- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de SO_2, aquellas calderas que demuestren utilizar, en forma exclusiva y permanente, un combustible gaseoso. Para demostrar lo anterior, el titular deberá presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente, durante enero de cada año, un informe que dé cuenta de tales condiciones.
- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de SO_2, aquellas calderas que demuestren utilizar un combustible fósil, en estado líquido, con un contenido de azufre menor o igual a SO ppm (partes por millón). Para demostrar lo anterior, el titular de la fuente deberá presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente, durante el mes de enero de cada año, un informe que dé cuenta de tales condiciones.
- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de SO_2, aquellas calderas que cogeneran, siempre y cuando la caldera demuestre una eficiencia térmica mayor a 80%. Para demostrar lo anterior, el titular de la fuente deberá presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente, durante el mes de enero de cada año, un informe que dé cuenta de tales condiciones.

3.3.2.2 Resolución Exenta Nº 1532/2021 del MMA, que "Aprueba Anteproyecto de Revisión de Plan de Descontaminación Atmosférica por MP2,5 , para las comunas de Temuco y Padre Las Casas y de y de Actualización del Plan de Descontaminación por MP_{10} , para las mismas comunas" [17]

Este Plan de Descontaminación Atmosférica regirá en las comunas de Temuco y Padre Las Casas, y tiene como objetivo recuperar los niveles señalados por las normas de calidad primaria para $MP_{2.5}$ y MP_{10}, como concentración diaria de 24 horas. Para ello, se considera un plazo de implementación de 10 años, periodo necesario para que las fuentes reguladas se adapten y den cumplimiento a las exigencias contenidas en el Plan (MMA, 2021).

Dentro de los elementos regulados por esta norma está el capítulo IV, "Control de las Emisiones al Aire de Calderas y otras Fuentes Emisoras". A continuación, se presentan los límites de emisión para calderas por contaminante regulado.

Límites de emisión para material particulado:

La Tabla 3-28 muestra los límites de emisión establecidos por el Plan para caderas, según potencia y antigüedad de estas.

[17]https://planesynormas.mma.gob.cl/archivos/2023/proyectos/6bc_Folio_806_al_860_Anexo_ORD225066_Remite_PD_al_CMS.pdf

Tabla 3-28 Limites de emisión de MP para calderas, según antigüedad y potencia.

Potencia térmica nominal de la caldera	Concentración Máxima Permitida MP [mg/Nm^3]	
	Existentes	Nuevas
Menor a 75 kWt	**NA**	**50**
Mayor o igual a 75 kWt y menor a 1 MWt	**50**	**50**
Mayor o igual a 1 MWt y menor a 20 MWt	50	30
Mayor a 20 MWt	30	30

Fuente: Elaboración Propia.

Excepciones al cumplimiento:

Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de MP, aquellas calderas nuevas o existentes, que usen un combustible gaseoso en forma exclusiva y permanente. Para demostrar lo anterior, el propietario deberá acreditar ante la Superintendencia del Medio Ambiente las causales de exención por única vez, en un plazo de seis meses contados desde la publicación del decreto que apruebe la implementación del Plan, mediante un informe que dé cuenta de tales condiciones que incluya el documento con el número de registro de la SEREMI de Salud que identifique la fuente y el tipo de combustible utilizado.

Límites de emisión para dióxido de azufre:

La muestra los límites de emisión establecidos por el Plan para caderas, según potencia y antigüedad de estas.

Tabla 3-29 Limites de emisión de SO_2 para calderas, según antigüedad y potencia.

Potencia térmica nominal de la caldera	Concentración máxima permitida SO_2 [mg/Nm^3]	
	Calderas Nuevas	Calderas Existentes
75 kWt - 3 MWt	400	-
3 - 20 MWt	400	600
≥ 20 MWt	200	400

Fuente: Elaboración propia.

Excepciones al cumplimiento:

a) Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de SO2, aquellas calderas que demuestren utilizar. en forma exclusiva y permanente. un combustible gaseoso. Para demostrar lo anterior, el propietario deberá acreditar ante la Superintendencia del. Medio Ambiente las causales de exención, por única vez, en un plazo de seis meses contados desde la publicación del decreto que apruebe la

implementación del Plan, mediante un informe que dé cuenta de tales condiciones que incluya el documento con el número de registro de la SEREMI de Salud que identifique la fuente y el tipo de combustible utilizado.

b) Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de SO2, aquellas calderas que demuestren utilizar un combustible fósil, en estado líquido, con un contenido de azufre menor o igual a 50 ppm (partes por millón). Para demostrar lo anterior, el propietario deberá acreditar ante la Superintendencia del Medio Ambiente las causales de exención, por única vez, en un plazo de seis meses contados desde la publicación del presente decreto, mediante un informe que dé cuenta de tales condiciones que incluya el documento con el número de registro de la SEREMI de Salud que identifique la fuente y el tipo de combustible utilizado.

3.3.2.3 D.S. N° 47/2015 del MMA, que "Establece Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental para la Comuna Osorno" [18] [19] [20]

Este Plan de Descontaminación Atmosférica rige en la comuna de Osorno y tiene por objetivo lograr que, en la zona saturada, se dé cumplimiento a la norma primaria de calidad ambiental para material particulado respirable MP_{10}, y a la norma primaria de calidad ambiental para material particulado fino respirable $MP_{2,5}$, en un plazo de 10 años (MMA, 2015).

Dentro de los elementos que regula esta normativa se encuentran las fuentes fijas residenciales, industriales y comerciales de emisión. Estas incluyen principalmente calderas.

A continuación, se presentan los límites de emisión para fuentes estacionarias según contaminante y potencia térmica de la fuente:

[18] Modificado por D.S. N° 30/2022 del MMA.
[19] Vigente desde el 28 de marzo 2016.
[20] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1088771

Tabla 3-30 Límites máximos de emisión para fuentes fijas

Potencia térmica nominal de la caldera	Límite máximo de MP (mg/Nm³)		Límite máximo SO_2 (mg/Nm³)	
	Caldera Existente	Caldera Nueva	Caldera existente	Caldera Nueva
Menor a 75 kWt	NA	50	NA	NA
Mayor o igual a 75 kWt y menor a 300 kWt	100	50	NA	NA
Mayor o igual a 300 kWt y menor a 3 MWt	50	50	NA	NA
Mayor o Igual a 3 MWt y menor a 20 MWt	50	30	800 (antes de 2024) 600 (desde 2024)	400
Mayor o igual a 20 MWt y menor a 50 MWt	30	30	600 (antes de 2024) 400 (desde 2024)	200
Mayor a 50 MWt	30	30	400	200

Fuente: Elaboración propia

En el Plan se definen las siguientes **exenciones** al cumplimiento de los límites indicados:

- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de MP y SO_2, aquellas calderas nuevas o existentes, que usen un combustible gaseoso en forma exclusiva y permanente.
- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de MP, por 12 meses adicionales al plazo establecido, aquellas calderas existentes de alimentación automática, que usan pellets o chips, en forma exclusiva y permanente; y que cuentan con una eficiencia mayor o igual a 90%.
- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de SO_2, aquellas calderas que demuestren utilizar un combustible fósil, en estado líquido, con un contenido de azufre menor o igual a 50 ppm (partes por millón).
- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de SO_2 aquellas calderas que cogeneran, siempre y cuando la caldera demuestre una eficiencia térmica mayor a 80%.

3.3.2.4 D.S. N° 48/2015 del MMA, que "Establece Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental para las Comunas de Chillán y Chillán Viejo" [21] [22] [23]

Este Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA) rige en las comunas de Chillán y Chillán Viejo, y tiene por objetivo dar cumplimiento a la norma primaria de calidad ambiental para material particulado respirable MP_{10} y a la norma primaria de calidad ambiental para material particulado respirable fino $MP_{2,5}$, en un plazo de 10 años (MMA, 2015).

[21] Modificado por D.S. N° 30/2022 del MMA.
[22] Vigente desde el 28 de marzo de 2016.
[23] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1088773

Dentro de los elementos que regula esta normativa se encuentran las fuentes fijas residenciales, industriales y comerciales de emisión. Estas incluyen principalmente calderas. Los límites de emisión por contaminante y potencia térmica de la fuente, al igual que las excepciones a estos, son los mismos que los establecidos en el **D.S. N° 47/2015 del MMA, que "Establece Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental para la Comuna de Osorno"** (ver Sección 3.3.2.2 y Tabla 3-30).

3.3.2.5 D.S. N° 49/2015 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica para las Comunas de Talca y Maule" [24] [25]

Este Plan de Descontaminación Atmosférica rige en las comunas de Talca y Maule, y tiene por objetivo lograr que, en la zona saturada, se dé cumplimiento a la norma primaria de calidad ambiental para material particulado respirable MP_{10}, en un plazo de 10 años(MMA, 2015).

Este plan regula fuentes fijas residenciales, industriales y comerciales de emisión. Dentro de estas se incluyen principalmente calderas. Los límites de emisión por contaminante y potencia térmica de la fuente, al igual que las excepciones a estos, **son los mismos** que los establecidos en el **D.S. N° 47/2015 del MMA, que "Establece Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental para la Comuna de Osorno"** (ver Sección 3.3.2.2 y Tabla 3-30).

3.3.2.6 D.S. N° 25/2016 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación para la comuna de Valdivia"[26]

Este Plan de Descontaminación Atmosférica rige en la comuna de Valdivia, de acuerdo con lo establecido en el D.S. N° 17/2014 del MMA, que Declara Zona Saturada por material particulado respirable (MP_{10}), como concentración diaria y anual, y por material particulado fino respirable ($MP_{2,5}$), como concentración diaria, a la zona geográfica que comprende la comuna de Valdivia (MMA, 2016).

Dentro de los elementos que regula esta normativa se encuentran las calderas. Los límites de emisión por contaminante y potencia térmica de la fuente, al igual que las excepciones a estos, **son los mismos** que los establecidos en el **D.S. N° 47/2015 del MMA, que "Establece Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental para la Comuna de Osorno"** (ver Sección 3.3.2.2 y Tabla 3-30).

[24] Modificado por el D.S. N° 90/2018 del MMA, el D.S. N° 30/2022 del MMA, y el D.S. N° 50/2023 del MMA.
[25] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1088772
[26] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1104521

3.3.2.7 D.S. N° 31/2016 del MMA, que "Establece Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para la Región Metropolitana de Santiago" [27] [28]

Este Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA) que rige en la Región Metropolitana de Santiago tiene por objetivo dar cumplimiento a las normas primarias de calidad ambiental de aire vigentes, asociadas a los contaminantes Material Particulado Respirable (MP_{10}), Material Particulado Fino Respirable ($MP_{2,5}$), Ozono (O_3) y Monóxido de Carbono (CO), en un plazo de 10 años (MMA, 2016).

El PPDA para la Región Metropolitana, dentro de las distintas fuentes de contaminación que norma, regula la emisión de contaminantes por parte de fuentes estacionarias, dentro de las cuales considera calderas y otros procesos de combustión. A continuación, se presentan los límites de emisión para los distintos contaminantes y fuentes estacionarias establecidos por el plan.

Límites de emisión para material particulado

Tabla 3-31 Límite máximo de emisión de MP para fuentes estacionarias

Tipo de fuente estacionaria	Potencia térmica	Límite máximo de emisión de MP [mg/Nm^3]	Plazo de cumplimiento para fuentes existentes	Plazo de cumplimiento para fuentes nuevas
Calderas	≤ 300 kWt	30	12 meses desde la publicación del presente decreto.	Desde que inicia su operación.
	> 300 kWt y ≤1 MWt	30	12 meses desde la publicación del presente decreto.	Desde que inicia su operación.
	> 1 MWt y ≤ 20 MWt	30	Desde publicación del presente decreto y hasta el 31 de diciembre del 2019.	Desde que inicia su operación y hasta el 31 de diciembre de 2019.
		20	Desde el 31 de diciembre de 2019.	Desde el 31 de diciembre de 2019.
	> 20 MWt	20	12 meses desde la publicación del presente decreto.	Desde que inicia su operación.
Procesos	Todas	20	12 meses desde la publicación del presente decreto.	Desde que inicia su operación.

Fuente: Elaboración propia

Quedan exentos de cumplir el límite de emisión de MP:

- Los hornos panaderos de potencia menor a 1 MWt, que usen un combustible gaseoso, en forma exclusiva y permanente.
- Las calderas nuevas y existentes de potencias hasta 1 MWt, que usen un combustible líquido (con menos de 50 ppm de azufre) o gaseoso, en forma exclusiva y permanente.

[27] Vigente desde el 24 de noviembre de 2017.
[28] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1111283&idParte=

- Las calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt, que usen un combustible gaseoso, en forma exclusiva y permanente.

Límites de emisión para dióxido de azufre

Tabla 3-32 Límite máximo de emisiones de dióxido de SO_2 para fuentes estacionarias

Tipo de fuente estacionaria	Potencia térmica	Límite máximo de emisión de SO_2 [ng/J]*	Plazo de cumplimiento para fuentes existentes	Plazo de cumplimiento para fuentes nuevas
Calderas	>300 kWt y ≤1 MWt	20	Desde la publicación del D.S.	Desde que inicia su operación.
	> 1 MWt	10	24 meses desde la publicación del D.S.	Desde que inicia su operación.
Procesos con combustión	≤ 1 MWt	30	Desde la publicación del D.S.	Desde que inicia su operación.
	>1 MWt	20	24 meses desde la publicación del D.S.	Desde que inicia su operación.

(*) Valores referidos al poder calorífico inferior del combustible.

Fuente: Elaboración propia

Quedan exentos de cumplir el límite de emisión de SO_2:

- Las calderas que utilicen un combustible gaseoso de manera exclusiva y permanente.
- Las calderas que utilicen biomasa no como combustible de manera exclusiva y permanente.
- Las fuentes estacionarias sujetas al cumplimiento del D.S. N° 13/2011 del MMA (que establece NE para termoeléctricas).

Límites de emisión para monóxido de carbono

Tabla 3-33 Límite máximo de emisión de CO para fuentes estacionarias [ppm]

Tipo de fuente estacionaria	Potencia térmica	Límite máximo de emisión de CO [ppm]	Plazo de cumplimiento para fuentes existentes	Plazo de cumplimiento para fuentes nuevas
Calderas y procesos con combustión	>1 MWt	100	Desde la publicación del presente decreto	Desde que inicia su operación

Fuente: Elaboración propia

El límite de emisión establecido en la Tabla 3-33, está referido a fuentes estacionarias, cuya emisión dependa exclusivamente del combustible utilizado, en el cual los gases de combustión no contengan materias producto del proceso y deben cumplirse en todas las condiciones de operación de la fuente, sea que ésta opere en modo fijo o modulante. Se exceptúan las operaciones de partida por un período máximo de quince minutos al día.

Límites de emisión para óxidos de nitrógeno

Tabla 3-34 Límite máximo de emisión de NOx para fuentes estacionarias [ppmv]

Tipo de fuente estacionaria	Potencia térmica	Límite máximo de emisión de NOx [ppmv]		Plazo de cumplimiento
		Existentes	Nuevas	
Calderas	≥1 MWt y < 20 MWt	200	100	Fuentes existentes: 36 meses desde la publicación del D.S. Fuentes nuevas: desde que inicia su operación.
	≥ 20 MWt	100	30	Fuentes existentes: 36 meses desde la publicación del D.S. Fuentes nuevas: desde que inicia su operación.
Procesos con combustión	≥ 20 MWt	300	300	Fuentes existentes: 36 meses desde la publicación del D.S. Fuentes nuevas: desde que inicia su operación.

Fuente: Elaboración propia

Quedan exentos de cumplir el límite de emisión de NOx:

- Las calderas que utilicen biomasa no como combustible de manera exclusiva y permanente.
- Las fuentes estacionarias sujetas al cumplimiento del D.S. N° 13/2011 del MMA (que establece NE para termoeléctricas).

3.3.2.8 D.S. N° 4/2017 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica para la Comuna de Los Ángeles" [29] [30]

Este Plan de Descontaminación Atmosférica (PDA) rige en la comuna de Los Ángeles, y tiene por objetivo dar cumplimiento a los niveles de calidad ambiental establecidos para material particulado, en un plazo de 10 años (MMA, 2017).

El PDA de la comuna de Los Ángeles, dentro de las diversas fuentes que norma, regula la emisión de fuentes fijas, de las cuales forman parte las calderas y otros procesos de combustión. A continuación, se presentan los límites máximos de emisión para cada contaminante establecidos en el plan:

Límites de emisión para material particulado

[29] Vigente desde 25 de enero 2019.

[30] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1128216

Tabla 3-35 Límites máximos de emisión de MP para Calderas y Hornos Industriales [mg/Nm³]

Tipo de fuente	Potencia térmica	Límite máximo de emisión de MP [mg/Nm³]		
		Existentes		Nuevas
Calderas	≥ 75 kWt y < 1 MWt	-		50
	≥1 MWt y < 20 MWt	50		30
	≥ 20 MWt	30		30
Hornos Industrial	> 5 MWt y ≤ 20 MWt	Combustible sólido	100	30
		Combustible líquido o gaseoso	50	
	> 20 MWt	30		30

Fuente: Elaboración propia

Excepciones al cumplimiento de los límites de emisión de MP:

- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de MP, aquellas calderas nuevas o existentes, que usen un combustible gaseoso en forma exclusiva y permanente.
- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de material particulado, aquellas calderas nuevas de potencia inferior a 1 MWt, que demuestren utilizar un combustible en estado líquido, con contenido de azufre menor o igual a 50 ppm (partes por millón) en forma exclusiva y permanente.
- Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de MP, aquellas calderas que cogeneran, siempre y cuando la caldera demuestre una eficiencia térmica mayor a 85%.

Límites de emisión para dióxido de azufre

Tabla 3-36 Límite máximo de emisión de SO_2 para Calderas

Potencia Térmica Nominal de la Caldera	Límite máximo de emisión de SO_2 para calderas nuevas [mg/Nm³]	Plazos y límites máximos de emisión de SO_2 para calderas existentes [mg/Nm³]	
		Desde enero 2020	Desde enero 2024
Mayor o igual a 3 MWt y menor a 20 MWt	400	-	-
Mayor o igual a 20 MWt	200	600	400

Fuente: Elaboración propia

Se eximen de verificar el cumplimiento del límite máximo de emisión de SO_2, aquellas calderas que demuestren utilizar, en forma exclusiva y permanente, un combustible en estado líquido o gaseoso con contenido de azufre menor o igual a 50 ppm o ppmv (partes por millón o partes por millón volumen), según corresponda.

3.3.2.9 D.S. N° 44/2017 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica para el Valle Central de la provincia de Curicó" [31] [32]

Este Plan de Descontaminación Atmosférica rige en las comunas de Curicó, Teno, Rauco, Romeral, Sagrada Familia y Molina, de acuerdo con los límites establecidos en el D.S. N° 53 de 10 de noviembre del 2015, del Ministerio del Medio Ambiente, que Declara Zona Saturada por Material Particulado Fino $MP_{2,5}$, como concentración de 24 horas, al valle Central de la provincia de Curicó. Este instrumento de gestión ambiental tiene por objetivo recuperar los niveles señalados en la norma primaria de calidad ambiental para material particulado respirable fino ($MP_{2,5}$), en un plazo de 10 años (MMA, 2017).

Dentro de los elementos que regula esta normativa se encuentran las fuentes fijas residenciales, industriales y comerciales de emisión. Estas incluyen principalmente calderas. Los límites de emisión por contaminante y potencia térmica de la fuente, al igual que las excepciones a estos, **son los mismos** que los establecidos en el **D.S. N° 47/2015 del MMA, que "Establece Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental para la Comuna de Osorno"** (ver Sección 3.3.2.2 y Tabla 3-30).

3.3.2.10 D.S. N° 6/2018 del MMA, "Establece Plan de Prevención y de Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concepción Metropolitano" [33] [34]

Este Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica (PPDA) rige en las comunas de Concepción Metropolitano —Lota, Coronel, San Pedro de la Paz, Hualqui, Chiguayante, Concepción, Penco, Tomé, Hualpén y Talcahuano—, y tiene por objetivo dar cumplimiento a la norma primaria de calidad ambiental por $MP_{2,5}$, en un plazo de 10 años y no sobrepasar los límites de latencia de la norma primaria de calidad ambiental por MP_{10} (MMA, 2018).

Dentro de las principales fuentes de emisión de material particulado, y otros contaminantes atmosféricos, como dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, se reconoce el uso de calderas, en procesos industriales y residenciales, y otros procesos de combustión como fuentes estacionaras de contaminación del aire. A continuación, se presentan los límites de emisión de contaminantes establecidos por el plan, en lo que respecta a calderas y procesos de combustión.

Límites de emisión para material particulado

[31] Vigente 20 de diciembre de 2019.
[32] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1140255
[33] Vigente desde el 17 de diciembre de 2019.
[34] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140121

Tabla 3-37 Límite máximo de emisión de MP para fuentes estacionarias [mg/Nm³]

Tipo de fuente estacionaria	Potencia térmica	Tipo de combustible	Límite máximo de emisión de MP [mg/Nm³]	
			Existentes	Nuevas
Calderas	>75 KWt y ≤ 1 MWt	Sólido	100	50
		Líquido o Gas	N.A.	N.A.
	>1 MWt y ≤ 20 MWt	Todos	50	30
	> 20 MWt	Todos	30	20
Hornos (vidrio, cemento y cal)	> 5 MWt y ≤ 20 MWt	Sólido	100	30
		Líquido o Gas	50	
	>20 MWt	Todos	30	20

N.A: No Aplica.

Fuente: Elaboración propia en base a (MMA, 2018)

Los límites de emisión establecidos en la Tabla 3-37 deberán cumplirse en los siguientes plazos:

a) Calderas nuevas: Desde que inicia su operación.
b) Calderas existentes: Contados 24 meses desde la entrada en vigor de este D.S.
c) Hornos (vidrio, cemento y cal) nuevos: Desde que inicia su operación.
d) Hornos (vidrio, cemento y cal) existentes: Contados 36 meses desde la entrada en vigor de este D.S.

Quedan exentos de cumplir el límite de emisión de MP:

- Las calderas nuevas y existentes de potencia mayor o igual a 1 MWt, que utilicen un combustible gaseoso con menos de 50 ppmv (partes por millón en volumen) de azufre en forma exclusiva y permanente.
- Las calderas nuevas y existentes de potencia mayor o igual a 1 MWt y menores de 20 MWt, que utilicen un combustible líquido con menos de 50 ppm (partes por millón en masa) de azufre en forma exclusiva y permanente.
- Fuentes estacionarias reguladas como existentes por el D.S. N°13/2011 del MMA, que establece la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas.

Límites de emisión para dióxido de azufre

Tabla 3-38 Límite máximo de emisión de SO_2 para fuentes estacionarias [mg/Nm³]

Tipo de fuente estacionaria	Potencia térmica		Límite máximo de emisión de SO_2 [mg/Nm³]		
			Existentes		Nuevas
Calderas	>75 KWt y ≤ 1 MWt		N.A.		100
	>1 MWt y ≤ 20 MWt		200		50
	> 20 MWt		200		20
Hornos (vidrio, cemento y cal)	Vidrio	>20 MWt	Combustible Geseoso	500	300
			Combustible Líquido	1.000	600
	Cemento y Cal	>20 MWt	400		100

Fuente: Elaboración propia en base a (MMA, 2018)

Los límites de emisión establecidos en la Tabla 3-38 deberán cumplirse en los siguientes plazos:

a) Calderas nuevas: Desde que inicia su operación.
b) Calderas existentes: Contados 36 meses desde la entrada en vigor de este D.S.
c) Hornos de vidrio, cemento o cal nuevos: Desde que inicia su operación.
d) Hornos de vidrio, cemento o cal existentes: Contados 60 meses desde la entrada en vigor de este D.S.

Quedan exentos de cumplir el límite de emisión de SO_2:

- Las calderas que utilicen un combustible fósil en estado líquido de menos de 50 ppm (partes por millón en masa) de azufre o gaseoso de menos de 50 ppmv (partes por millón en volumen) de azufre, de manera exclusiva y permanente.
- Las calderas que utilicen biomasa no tratada (según define D.S. N°29/ 2013 del MMA, que establece la Norma de Emisión para incineración, coincineración y coprocesamiento) como combustible, de manera exclusiva y permanente.
- Las calderas que acrediten ante la Superintendencia del Medio Ambiente un funcionamiento menor al 30% de las horas en base anual, considerando las horas de encendido y apagado conforme al procedimiento que dicho organismo establezca. Lo anterior deberá ser acreditado en un plazo no superior a 12 meses contado desde la entrada en vigor del presente Plan en el caso de fuentes existentes y antes de iniciar su operación en caso de fuentes nuevas.
- Las fuentes estacionarias sujetas al cumplimiento de la norma de emisión para centrales termoeléctricas, D.S. N°13/2011 del MMA.

Límites de emisión para óxidos de nitrógeno

Tabla 3-39 Límite máximo de emisión de NOx para fuentes estacionarias

Tipo de Fuente estacionaria	Potencia térmica	Límite máximo de emisión de NOx (ppmv)	
		Fuentes existentes	Fuentes nuevas
Calderas	Mayor a 75 KWt y menor o igual a 1 MWt	N.A.	100
	Mayor a 1 MWt	300	100
Hornos	Vidrio, Cemento y Cal Mayor a 20 MWt	600	200

Fuente: Elaboración propia en base a (MMA, 2018)

Los límites de emisión establecidos en la tabla anterior deberán cumplirse en los siguientes plazos:

a) Calderas nuevas: Desde que inicia su operación.
b) Calderas existentes: Contados 36 meses desde la entrada en vigor del D.S.
c) Hornos de vidrio, cemento o cal nuevos: Desde que inicia su operación.
d) Hornos de vidrio, cemento o cal existentes: Contados 60 meses desde la entrada en vigor del D.S.

Quedan exentos de cumplir el límite de emisión de NOx:

- Las calderas que cogeneren siempre y cuando el titular demuestre una eficiencia térmica superior al 80%. Para acreditar dicha eficiencia, el titular deberá enviar en un plazo máximo de 6 meses contado desde la entrada en vigor del D.S., un informe a la Superintendencia del Medio Ambiente en el cual se acompañen los antecedentes que permitan demostrar la eficiencia térmica requerida. En el caso de las calderas nuevas deberán acreditar el nivel de eficiencia señalado a través de un certificado emitido por el fabricante antes de iniciar su operación.
- Las calderas que acrediten ante la Superintendencia del Medio Ambiente un funcionamiento menor al 30% de las horas en base anual, considerando las horas de encendido y apagado conforme al procedimiento que dicho organismo establezca. Lo anterior deberá ser acreditado en un plazo no superior a 12 meses contado desde la entrada en vigor del D.S. en el caso de fuentes existentes y antes de iniciar su operación en caso de fuentes nuevas.
- Las fuentes estacionarias sujetas al cumplimiento del D.S. Nº13/2011 del MMA, que establece la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas.
- Hornos de vidrio, en modo de operación para fabricación de vidrios especiales, registrados para estos efectos ante la Superintendencia del Medio Ambiente, en cuyo caso los límites máximos de emisión de NOx que les aplicarán a las fuentes existentes y nuevas serán 700 ppmv y 300 ppmv, respectivamente.

Otras consideraciones

Las calderas y hornos, nuevos y existentes, cuya potencia térmica sea mayor o igual a 20 MWt deberán implementar y validar un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) para MP y SO_2. No quedarán afectas a esta exigencia las fuentes que utilicen combustible gaseoso de un contenido inferior o igual a 50 ppmv de azufre, estas deberán realizar mediciones discretas conforme a lo establecido en el PPDA.

En caso de episodios críticos de preemergencia o emergencia, se prohíbe el funcionamiento de calderas con una potencia térmica mayor a 20 MWt al interior de las comunas sujetas al PPDA y según los polígonos definidos por la autoridad.

Quedan exentos a paralizar sus actividades:

- Las calderas que se utilicen en proyectos inmobiliarios, con sistema de calefacción distrital.
- Calderas que acrediten emisiones con concentraciones inferiores o iguales a 25 mg/Nm^3 de material particulado.
- Las calderas y hornos que usen un combustible gaseoso, con un contenido inferior o igual a 50 ppmv de azufre en días de episodio.

- Las calderas y hornos que, por condiciones de seguridad, ambientales y/o tecnológicas no puedan paralizar en días de episodios.

3.3.2.11D.S. N° 7/2018 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica para la Ciudad de Coyhaique y su Zona Circundante" [35] [36]

Este Plan de Descontaminación Atmosférica que rige en la ciudad de Coyhaique y su zona circundante, tiene por objetivo dar cumplimiento a las normas primarias de calidad ambiental para material particulado respirable MP_{10} y $MP_{2,5}$, en un plazo de 10 años (MMA, 2018).

Esta normativa, dentro de su amplio alcance, regula las emisiones al aire de fuentes fijas, específicamente de calderas de uso residencial, industrial y comercial. Particularmente este plan sólo establece límites para emisiones de material particulado (MP) para fuentes de distinto potencial térmico. Los límites establecidos para este contaminante **son los mismos** que los los establecidos en el **D.S. N° 47/2015 del MMA, que "Establece Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental para la Comuna de Osorno"** (ver Sección 3.3.2.2 y Tabla 3-30).

3.3.2.12D.S. N° 105/2018 del MMA, que "Aprueba Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las Comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví" [37] [38]

Este Plan de Prevención y Descontaminación rige en las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví, y tiene como objetivo evitar la superación de la norma primaria de calidad ambiental para material particulado respirable MP_{10} como concentración anual, y de la norma primaria de calidad ambiental para material particulado fino respirable $MP_{2,5}$, como concentración de 24 horas, en un plazo de 5 años (MMA, 2018).

En lo que respecta a límites de emisión para fuentes fijas, específicamente calderas, el PPDA establece que las calderas existentes y nuevas, de potencia térmica nominal mayor o igual a 300 kWt, deberán cumplir con los límites máximos de emisión que se establecen en la Tabla 3-40.

[35] Vigente desde el 17 de julio de 2019.
[36] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1133992
[37] Vigente desde el 30 de marzo de 2019.
[38] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1130135&idParte=

Tabla 3-40 Límites de emisión para calderas nuevas y existentes

Potencia Térmica Nominal de la Caldera	Límite máximo MP [mg/Nm³]		Límite máximo SO_2 [mg/Nm³]		Límite máximo NOx [ppmv]	
	Caldera existente	Caldera nueva	Caldera existente	Caldera nueva	Caldera existente	Caldera nueva
≥ 300 kWt y < 1 MWt	NA	50	NA	100	NA	200
≥ 1 MWt y < 20 MWt	50	30	200	50	200	100
≥ 20 MWt	30	30	200	20	100	30

NA: No Aplica.

Fuente: Elaboración propia

Se exceptúan de los límites máximos de emisión señalados en la tabla anterior, las calderas que cumplan con las siguientes condiciones:

a) Aquellas reguladas por la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, D.S. N°13 de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente.
b) Las que acrediten un funcionamiento menor al 30% de las horas en base anual, considerando las horas de encendido y apagado, ante la Superintendencia del Medio Ambiente, conforme al procedimiento que este organismo establezca en el plazo de 6 meses contado desde la publicación del presente decreto.
c) Las calderas, nuevas y existentes, de potencia menor a 20 MWt, que cogeneran, siempre y cuando el titular demuestre una eficiencia térmica superior al 80%, se eximirán del límite de emisión de MP indicado en la tabla anterior.

En estos casos, deberán cumplir con el límite máximo de emisión de MP de 60 mg/Nm³.

3.3.2.13 D.S. N° 1/2021 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica para el Valle Central de la Región del Libertador Bernardo O'Higgins" [39] [40]

Este Plan de Descontaminación Atmosférica rige en las comunas de Graneros, Rancagua, Doñihue, Olivar, Coltauco, Coinco, Quinta de Tilcoco, San Vicente de Tagua Tagua, Placilla y, parcialmente, en las comunas de Mostazal, Codegua, Machalí, Malloa, Rengo, Requínoa, San Fernando y Chimbarongo, y tiene como objetivo recuperar los niveles señalados por las normas de calidad primaria para MP 2,5 y MP 10, ambas como concentración anual y de 24 horas, en un plazo de 10 años (MMA, 2021).

Dentro de los elementos regulados bajo esta norma, se encuentran las fuentes estacionarias residenciales, industriales y comerciales. Dentro de ellas destacan las calderas y otros elementos dónde ocurren procesos de combustión. Los limites regulatorios por contaminante y fuente se presentan a continuación:

[39] Vigente desde el 29 de marzo de 2023.
[40] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1190758

Límites de emisión para material particulado

Tabla 3-41 Límite máximo de emisión de MP para fuentes estacionarias

Tipo de fuente estacionaria	Potencia Térmica [kWt]	Límite máximo de emisión de MP [mg/Nm³]		Plazo de cumplimiento fuentes existentes
		Nuevas	Existentes	
Calderas	Menor a 75 kWt	30	-	-
	Mayor o igual a 75 kwt y Menor a 300 kWt	30	-	-
	Mayor o igual a 300 kWt y Menor a 1 MWt	30	30	12 meses
	Mayor o igual a 1 MWt	30	30	12 meses
Hornos Industriales	Mayor o igual a 1 MWt	30	30	12 meses
Hornos de fundiciones de hierro, acero y plomo	Todas	30	30	Inmediato
Hornos secadores de granos y semillas	Todas	30	50	Inmediato
Hornos panificadores	Todas	50	50	Inmediato

Fuente: Elaboración propia

Se encuentran exentas de los límites de la tabla anterior:

a) Calderas que utilicen exclusivamente un combustible gaseoso, siempre que acrediten dicha condición ante la Superintendencia del Medio Ambiente
b) Fuentes estacionarias reguladas como existentes por el D.S. N° 13/2011, que establece la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, del Ministerio del Medio Ambiente.
c) Fuentes estacionarias reguladas en el D.S. N° 29/2013, que establece la Norma de Emisión para Incineración, Coincineración y Coprocesamiento, del Ministerio del Medio Ambiente.
d) Los hornos panificadores que utilicen petróleo diésel, gas natural, gas licuado de petróleo, gas de ciudad o biogás como combustible, con contenido de azufre menor o igual a 50 ppm o ppmv, u otros de similares características de emisión.

Límites de emisión para dióxido de azufre

Tabla 3-42 Límite máximo de emisión de SO_2 para calderas

Potencia Térmica Nominal	Calderas Nuevas SO_2 [mg/Nm³]	Calderas Existentes SO_2 [mg/Nm³]
Igual o mayor a 1 MWt y Menor a 20 MWt	400	-
Igual o mayor a 20 MWt	200	600 (24 meses) 400 (48 meses)

Fuente: Elaboración propia

Se encuentran exceptuadas de los límites de la tabla anterior:

a) Calderas que utilicen, en forma exclusiva, un combustible en estado líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm o en estado gaseoso con contenido de azufre menor a 50 ppmv (partes por millón o partes por millón volumen).
b) Fuentes estacionarias reguladas como existentes por el D.S. N° 13/2011, Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, o por el D.S. N° 29/2013, Norma de Emisión para Incineración, Coincineración y Coprocesamiento, ambos del Ministerio del Medio Ambiente.

3.3.2.14 D.S. Nº 5/2021 del MMA, que "Establece Plan de Descontaminación Atmosférica para la ciudad de Calama y su área Circundante" [41] [42]

Este Plan entró en vigencia el 12 de mayo de 2021, rige en la ciudad de Calama y su área circundante, y tiene como objetivo evitar la superación de los niveles de calidad ambiental establecidos por la norma primaria de calidad ambiental para material particulado respirable MP como concentración anual, en un plazo de 5 años (MMA, 2021).

En términos de regulación en lo que respecta a fuentes fijas, específicamente calderas, este plan establece que las calderas existentes y nuevas, de potencia térmica nominal mayor o igual a 1 MWT(10), deberán cumplir con los límites máximos de emisión que se establecen en la siguiente tabla:

Tabla 3-43 Límites de emisión para calderas establecidos por el PDA Calama

Estado del combustible	MP (mg/Nm³)						SO_2 (mg/Nm³)						NOx (mg/Nm³)					
	≥ 1 y < 3 MWt		≥ 3 y < 20 MWt		≥ 20 MWt		≥ 1 y < 3 MWt		≥ 3 y < 20 MWt		≥ 20 MWt		≥ 1 y < 3 MWt		≥ 3 y < 20 MWt		≥ 20 MWt	
	N	E	N	E	N	E	N	E	N	E	N	E	N	E	N	E	N	E
Gaseoso	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	100	NA	100	NA	100	NA
Líquido	30	50	30	50	20	30	400	NA	400	NA	400	NA	200	NA	200	NA	200	NA
Sólido	50	75	50	50	30	50	400	NA	400	NA	400	NA	300	NA	300	NA	300	NA

NA: No Aplica.
N: Caldera Nueva.
E: Caldera existente.

Fuente: Elaboración propia, a partir del DS Nº5/2021 MMA.

Se exceptúan de los límites máximos de emisión señalados en la Tabla 3-43, las calderas que cumplan con las siguientes condiciones:

[41] Vigente desde el 12 de mayo de 2021.
[42] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1175902

a) Aquellas reguladas por el DS N° 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente, que establece la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas.

b) Aquellas que acrediten un funcionamiento menor al 30% de las horas en base anual, considerando las horas de encendido y apagado, ante la Superintendencia del Medio Ambiente, conforme al procedimiento que este organismo establezca en el plazo de 6 meses contado desde la publicación del presente decreto.

c) Se eximen del límite de emisión de MP, aquellas calderas nuevas y existentes, de potencia menor a 20 MWt, que cogeneran y cuya eficiencia térmica sea superior al 80%. En dicho caso, deberán cumplir con el límite máximo de emisión de MP de 60 mg/m3N.

3.3.2.15 Resolución Exenta Nº 82/2022 del MMA, que "Aprueba Anteproyecto Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para la Provincia de Quillota y las Comunas de Catemu, Panquehue y LlaiLlay" [43]

Este Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica tiene por objetivo dar cumplimiento y recuperar los niveles establecidos en las normas primarías de calidad ambiental de aire asociadas a los contaminantes Material Particulado Respirable (MP_{10}) y Dióxido de Azufre (SO_2), en un plazo de 10 años. Para el contaminante MP_{10} regirá en todas las comunas de la provincia de Quillota y las comunas de Catemu, Panquehue y LlaiLlay de la provincia de San Felipe de Aconcagua (MMA, 2022). Para el contaminante SO_2 aplicará sólo a la comuna de Catemu.

Dentro de los elementos normados por el PDA se encuentran las emisiones de fuentes puntuales, dónde ser regulan, entre otras fuentes, calderas. La Tabla 3-44 muestra los límites de emisión establecidos por el Plan para calderas, según contaminante regulado, potencia y antigüedad.

Tabla 3-44 Límites máximos de emisión para calderas según contamínate, potencia y antigüedad

Potencia Térmica Nominal de la Caldera	Límite máximo MP [mg/Nm³]		Límite máximo SO2 [mg/Nm³]		Límite máximo NOx [ppmv]	
	Caldera existente	Caldera nueva	Caldera existente	Caldera nueva	Caldera existente	Caldera nueva
≥ 300 kWt y < 1 MWt	NA	50	NA	100	NA	200
≥ 1 MWt y < 20 MWt	50	30	200	50	200	100
≥ 20 MWt	30	30	200	20	100	30

Fuente: Elaboración propia.

[43] https://planesynormas.mma.gob.cl/archivos/2022/proyectos/Folio_2735-2791.pdf

Se exceptúan de los límites máximos de emisión señalados en la tabla anterior, las calderas que cumplan con las siguientes condiciones:

A) Aquellas reguladas por la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, D.S. Nº 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente.
B) Las que acrediten un funcionamiento menor al 30% de las horas en base anual, considerando las horas de encendido y apagado, ante la Superintendencia del Medio Ambiente, conforme al procedimiento que este organismo establezca en el plazo de 6 meses contado desde la publicación del presente decreto.
C) Las calderas, nuevas y existentes, de potencia menor a 20 MWt. que cogeneran, siempre y cuando el titular demuestre una eficiencia térmica superior al 80%, se eximirán del límite de emisión de MP indicado en la tabla anterior. En estos casos, deberán cumplir con el límite máximo de emisión de MP de 60 mg/Nm^3. Para dar cuenta de dicha eficiencia, el titular deberá enviar en enero de cada año, un informe a la Superintendencia del Medio Ambiente en el cual se acompañen antecedentes que permitan demostrar la eficiencia térmica requerida. En el caso de las calderas nuevas deberán acreditar el nivel de eficiencia térmica señalado, a través de un certificado emitido por el fabricante.
D) Se eximen del límite máximo de emisión de SO2, aquellas calderas de potencia mayor o igual a 300 kWt y menor a 20 MWt, que demuestren utilizar de manera permanente un combustible en estado líquido o gaseoso con un contenido de azufre menor o igual a 50 ppm o ppmv.

3.3.3 Compensación de emisiones

En la revisión de normativa nacional no se encontró nada específico para la compensación de emisiones provenientes de calderas. Lo más cercano sería lo establecido en los planes de descontaminación atmosférica, los cuales regulan la compensación de emisiones de proyectos en las zonas saturadas en el marco del sistema de evaluación de impacto ambiental.

Esto corresponde a que todos aquellos proyectos o actividades nuevas y la modificación de aquellos existentes que se sometan o deban someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, deberán compensar sus emisiones totales anuales, directas o indirectas, que impliquen un aumento sobre la situación base, en valores iguales o superiores a los que se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 3-45 Valores que determinan la obligación de compensar emisiones

Contaminante	Emisión [ton/año]
MP 10	10
MP 2.5	5
NOx	20
SO_2	50

Fuente: Elaboración propia.

La compensación de emisiones será de un 120% para el o los contaminantes en los cuales se iguale o sobrepase el valor referido en la tabla precedente.

3.3.4 Análisis de los límites de emisión para calderas recopilados de la normativa nacional

Al igual que para la normativa internacional, se crearon categorías de tamaños de las fuentes reguladas basándose en su potencia térmica nominal. Los rangos de potencias recopilados se encontraban mejor definidos que en el caso de la normativa internacional, por lo que los tamaños de fuentes se definieron según los criterios presentados en la Tabla 3-46.

Tabla 3-46 Tamaños de fuentes nacionales

Potencia	Tamaño
> 50 MWt	Muy grande
20 - 50 MWt	Grande
≥ 20 MWt	Grande
3 - 20 MWt	Mediana
1 - 20 MWt	Mediana
1 - 3 MWt	Mediana
300 kWt - 1 MWt	Pequeña
75 kWt - 1 MWt	Pequeña
75 - 300 kWt	Pequeña
< 300 kWt	Pequeña
< 75 kWt	Pequeña
> 1 MWt	Todas
≥ 1 MWt	Todas
Todas	Todas
No especifica	Todas

Fuente: Elaboración propia

Para el análisis gráfico, al igual que en el caso de la normativa internacional, se consideraron los parámetros de contaminante regulado, si el límite aplica para fuentes nuevas o existentes, el estado de la materia del combustible utilizado por la fuente regulada —sólido, líquido o gas— además de la categoría “Todos” para aquellas normas que no consideran el tipo de combustible como un elemento que diferencie los límites de emisión, y por lo tanto el límite aplica para cualquier combustible utilizado, y el tamaño de la fuente, considerando los rangos definidos anteriormente. Además, se consideró la categoría de las normas recopiladas, agrupando estas en planes de descontaminación atmosféricas, normas de emisión y el proyecto definitivo de la norma de emisión para calderas.

En la Figura 3-11 se presenta el análisis de los límites definidos por los distintos planes de descontaminación atmosférica. Se observa que, para algunos contaminantes, como el material particulado, existe una tendencia en la cual las fuentes de mayor potencia suelen tener límites de emisión de menor magnitud, mientras que, en otros, especialmente los óxidos de nitrógeno, los límites de emisión se diferencian más por el estado del combustible que utilizan las fuentes,

más que por el tamaño de estas. En el caso del dióxido de azufre los límites de emisión son bastante uniformes entre tamaños y combustibles, teniendo un impacto levemente más notorio el primero de estos factores. No existe una mayor diferencia en la magnitud de los límites entre fuentes nuevas y existentes, pero se puede notar una leve tendencia a definir límites ligeramente mayores para fuentes existentes, especialmente en límites para material particulado.

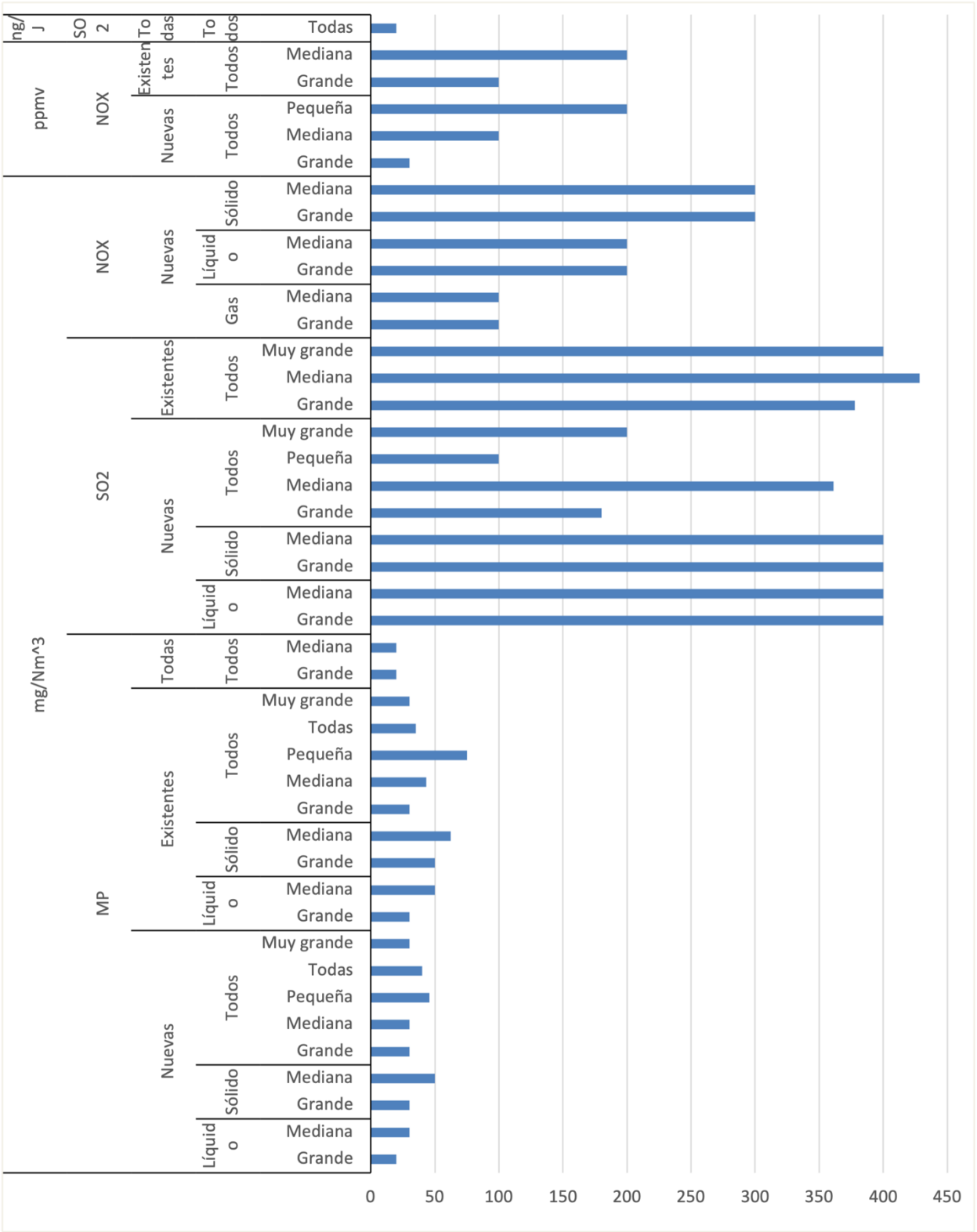


Figura 3-11 Límites de emisión definidos en PDA [mg/Nm³]

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3-12 se presenta el análisis de los límites definidos por las distintas normas de emisión recopiladas. Se observa que las normas de emisión recopiladas son para fuentes de cualquier potencia, o bien para calderas muy grandes, por lo que no se puede analizar el impacto de las potencias de la fuente sobre el límite de emisión. Este no es el caso del combustible, ya que la magnitud de los límites de emisión para fuentes que utilizan combustibles sólidos es mayor que para aquellas que utilizan combustibles líquidos, y estos a su vez son mayores que para las fuentes que utilizan combustibles gaseosos. También se encuentran límites mayores para las fuentes existentes en comparación con las nuevas.

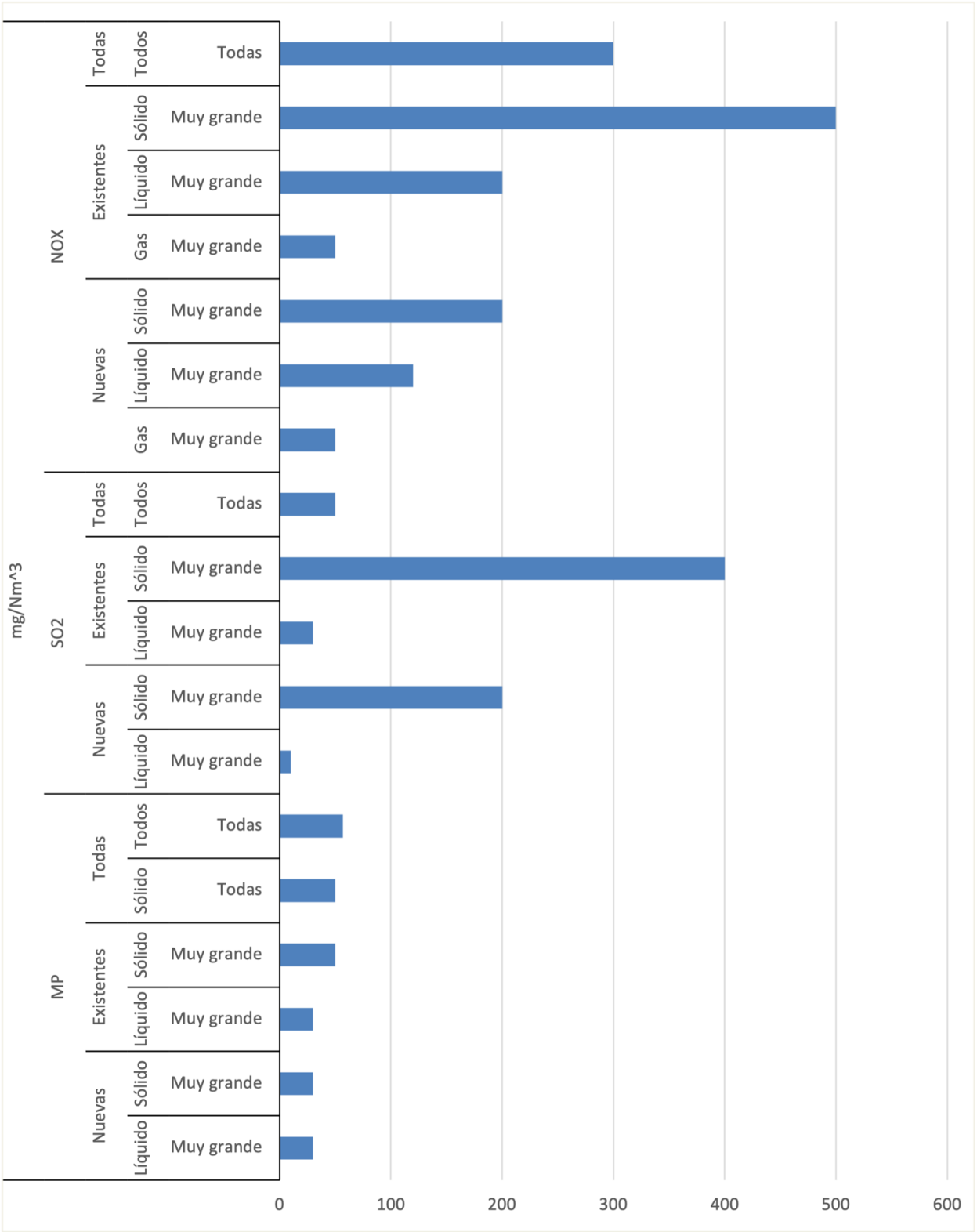


Figura 3-12 Límites de emisión definidos en normas de emisión [mg/Nm³]

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 3-13 se presenta el análisis de los límites definidos por el proyecto definitivo de la norma de emisión para calderas. Se observa que este documento sigue la misma tendencia, incluso de manera más marcada, de los planes de descontaminación en que los límites de emisión de contaminantes, especialmente óxidos de nitrógeno varían por tipo de combustible y no tanto por potencia de la fuente. Además, la magnitud de estos límites se ordena de manera descendiente entre combustibles sólidos, líquidos y gaseosos, en concordancia con las normas de emisión analizadas anteriormente.

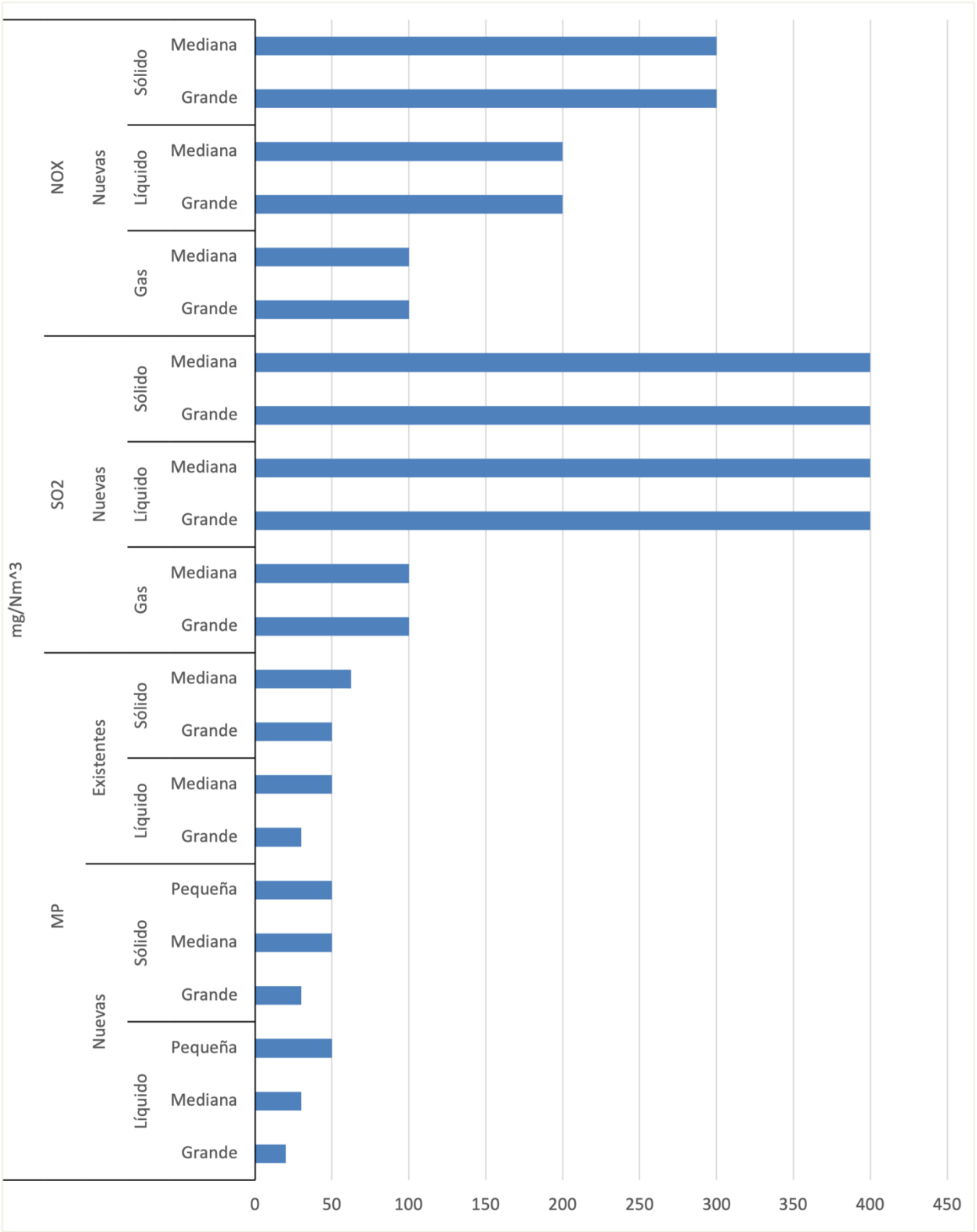


Figura 3-13 Límites de emisión definidos en el proyecto definitivo [mg/Nm³]

Fuente: Elaboración propia

Dada la gran cantidad de normas nacionales e internacionales recopiladas, se consolidó un **anexo digital** [44] el cual consiste en un tablero interactivo que permite comparar los distintos límites de emisión, tanto nacionales como internacionales, según país, norma, tamaño de fuente, combustible, contaminante, y todos los demás parámetros de análisis presentados en este informe.

3.4 Descripción de las unidades utilizadas para expresar los límites de emisión

El objetivo de esta sección es presentar las distintas unidades de medida, correspondientes a límites de emisión de contaminantes recopiladas durante la revisión de la normativa nacional e internacional vigente (ver Sección 3.1 y Sección 3.3), y hacer un análisis de ventajas y desventajas del uso de cada una de estas para la gestión ambiental. A continuación, se describen las unidades encontradas en la revisión de normativas tanto nacionales como internacionales. Cabe destacar que hay varias de estas que se utilizan en más de una norma o país, y por lo mismo permite una comparación entre distintos textos legislativos.

1. $\boldsymbol{mg/m^3N}$**:** Miligramo por metro cúbico normal. Esta unidad representa la concentración de un contaminante a través de la cantidad de masa de este que está contenida en un metro cúbico, en condiciones normales de presión y temperatura (101,325 kPa y 0 °C), de gas emitido por una fuente. Esta es la unidad de medida que más se utilizaba para definir límites de emisión tanto en la normativa nacional como internacional revisada. Por esto una ventaja del uso de esta unidad es que permite una comparación directa con las normas de emisión de países y organizaciones como la Unión Europea, Canadá, Perú, Ecuador y otros países OCDE. Además, es la unidad de medida más común en la normativa nacional, al menos en la regulación de calderas, por lo que permite una sinergia con la normativa vigente y permite una comparación directa con los límites impuestos por las normas de emisión, normativa para termoeléctricas, planes de descontaminación, entre otros.

2. $\frac{\boldsymbol{mg}}{\boldsymbol{m^3R}}$ $\boldsymbol{de\ gas\ seco}$**:** Miligramo por metro cúbico de referencia de gas seco. Representa lo mismo que mg/m^3N solamente que el metro cúbico de referencia de gas seco corresponde a volumen de gas bajo condiciones de 25°C de temperatura y 101,325 kPa de presión. Esta unidad de medida sólo se encontró en la normativa canadiense durante la revisión de regulación internacional, se utiliza para definir límites de emisión de material particulado.

3. $\boldsymbol{ppmv}$**:** Volumen de partes por millón o partes por millón de volumen. Representa la concentración de un contaminante a través de la cantidad de unidades de este hay por cada un millón de unidades del medio en el que se encuentra. Esta unidad es bastante

[44] https://public.tableau.com/app/profile/greenie/viz/NECAL2-Comparacion_Limites_17019859054800/Sheet1

utilizada dentro de los límites de emisión internacionales revisados, especialmente en la regulación de las emisiones de monóxido de carbono. Una desventaja del uso de esta unidad de medida es que para hacer una comparación con normas que usen otras unidades de medida, como por ejemplo mg/m^3N, se requieren datos de peso o densidad molecular de cada contaminante, lo que dificulta la comparación. Además, algunas normas de emisión agrupan ciertos compuestos para regularos, por ejemplo, SO_2 y SO_3 se agrupan como SO_2, o los óxidos de nitrógeno se representan como NOx, por lo que a la hora de comparar con normas de emisión que utilizan otras unidades de medida, esta comparación podría no ser directa y podría perderse precisión haciendo las transformaciones necesarias.

4. **ng/J:** Nanogramo por Joule. Representa la concentración de un contaminante a través de la cantidad en masa (específicamente en nanogramos) que es emitida de este contaminante por cada Joule de energía que genera la fuente. Esta unidad de medida es usada por la US-EPA en algunas de las normas de emisión revisadas, comúnmente regulando límites de emisión de dióxido de azufre y material particulado.

5. **g/GJ:** Gramos por gigajoule. Representa lo mismo que la unidad anterior solamente que la cantidad en masa de contaminante la mide en gramos y la energía producida en gigajoules. Esta unidad fue recopilada durante la revisión de normativa internacional, específicamente de la legislación de Canadá.

6. **lb/MMBtu:** Libra por millones de unidades térmicas británicas (British thermal unit). Representa lo mismo que ng/J, solamente que para la cantidad de contaminante en masa se usan las libras y para la energía generada las unidades térmicas británicas. Dentro de la normativa internacional revisada, se encontró esta unidad de medida en algunos límites de la US-EPA para regular emisiones de material particulado, mercurio y compuestos inorgánicos gaseosos de cloro.

7. **g/Gcal:** Gramo por gigacaloría. Representa lo mismo que ng/J, pero usa los gramos como unidad de masa para representar la cantidad de contaminante, y las gigacalorías como unidad de energía para representar la potencia térmica de la fuente. Esta unidad sólo fue encontrada durante la revisión internacional en la normativa brasileña y se usó para regular límites de emisión de dióxido de carbono y material particulado.

Como se planteó anteriormente, algunas de estas unidades representan lo mismo, pero usando diferentes unidades u ordenes de magnitud para representar los mismos parámetros. Por esta razón se consideró que lo más efectivo para el análisis de ventajas y desventajas es agrupar las unidades equivalentes y luego analizarlas. Para esto se agrupó mg/m^3N con $\frac{mg}{m^3R}de\ gas\ seco$, ya que con un ajuste en la temperatura de referencia se vuelven iguales; *ppmv* se analiza por sí sola, y se agrupó *ng/J, g/GJ, lb/MMBtu* y *g/Gcal,* ya que todas corresponden a una unidad de

masa por unidad de potencia, por lo que con las conversiones pertinentes todas se pueden comparar directamente.

En la Tabla 3-47 se presentan la ventajas y desventajas del uso de las distintas unidades de medida recopiladas tanto de la normativa nacional como internacional, y agrupadas como se explicó anteriormente. De esta se puede concluir que **la unidad de medida que es más útil** en términos de gestión ambiental de todas las recopiladas, **es mg/Nm^3**. Esto principalmente a que permite una cohesión directa con tanto los textos normativos nacionales en materia medio ambiental, al igual que con varios textos internacionales, y con los equipos y metodologías de medición y fiscalización que se utilizan actualmente a nivel nacional. Por esta razón el uso de esta unidad de medida no implica cambios significativos a la estructura de normas y procedimientos que existe actualmente en Chile.

Tabla 3-47 Ventajas y desventajas de las distintas unidades de medidas recopiladas

Unidades	Ventajas	Desventajas
mg/Nm^3 y mg/Rm^3	Unidad de medida más común en la revisión normativa realizada. Es utilizada tanto en la normativa nacional como internacional, por lo que permite comparación directa. Permite sinergia con los planes de descontaminación atmosférica. Al ser utilizada actualmente en la normativa nacional, ya existen, y están probados, en Chile los sistemas de medición y evaluación de contaminantes utilizando esta unidad. Es utilizada para representar estándares de calidad del aire tanto en Chile como internacionalmente, por lo que permite cohesión con este tipo de documentos.	-
ppmv	Es utilizada por la normativa estadounidense, por lo que permite la comparación de límites con este país. Existen guías de la US-EPA que indican los mejores equipos y metodologías de medición que utilizan esta unidad de medida.	Se necesitan datos de peso o densidad molecular para poder comparar con límites en otras unidades. A veces se agrupan contaminantes para regularlos (p.e. NOx o SOx) por lo que las mediciones y conversiones de estos podrían no ser exactos. No existe relación directa con los límites de emisión de la normativa nacional.
ng/J, g/GJ, lb/MMBtu y g/Gcal	Unidades comúnmente utilizadas en Estados Unidos y otros países OCDE, por lo que permite la comparación de límites con estos países. Existen guías de la US-EPA que indican los mejores equipos y metodologías de medición que utilizan esta unidad de medida.	Al utilizar esta unidad de medida se vuelven relevantes para el análisis ambiental parámetros como la potencia de la fuente o el poder calorífico de los combustibles utilizados. No existe relación directa con los límites de emisión de la normativa nacional.

Fuente: Elaboración propia

3.5 Revisión de las metodologías utilizadas para evaluar el cumplimiento normativo de las calderas y evaluación de su aplicabilidad en el país

El objetivo de esta sección es revisar las metodologías utilizadas para evaluar el cumplimiento normativo de las calderas tanto a nivel nacional como internacional. Para esto se recogió la información de tipo y frecuencia de medición correspondiente a los textos legislativos recopilados para el análisis normativo nacional e internacional.

La Tabla 3-48 presenta algunos parámetros relevantes encontrados durante el análisis de la metodología de medición recopilada en la normativa nacional. El detalle específico de métodos de medición y fiscalización por cada norma recopilada se encuentra en el anexo digital **"NECAL2-BD_NormativaNacional.xlsx**", específicamente en la hoja "**BD_Medición**". A partir de esta tabla, se reconoce una tendencia en el uso de monitoreo de medición continua en las fuentes de mayor potencia, además de una fiscalización y frecuencia de medición más estrictas para este tipo de fuentes. Para el caso de las fuentes menores a 20 MWt de potencia, suele existir una medición discreta y su frecuencia de medición depende de factores concretos de cada fuente, cómo el sector al que pertenece o el combustible que esta usa. Otra conclusión de este análisis es que se observa coherencia entre los distintos planes de descontaminación atmosférica, ya que se comparten métodos, criterios y frecuencias de medición entre PDAs de diferentes zonas geográficas.

Tabla 3-48 Metodología de medición en la normativa nacional

Tipo de Norma	Norma	Tipo de medición	Potencia de la fuente	Parámetros medidos	Frecuencia de medición
Proyecto definitivo	Proyecto definitivo	Discreta	< 20 MWt	MP, SO_2, NOx	Anual para el sector industrial y cada 2 años para sectores comercial, institucional y residencial
		Continua	> 20 MWt	MP, SO_2, NOx	Medición continua, pero fiscalización semestral
PDA	Todos	Discreta	< 20 MWt	MP y SO_2	Puede ser cada 6, 12, 18 o 24 meses dependiendo del sector al que pertenece la fuente y el combustible que esta usa (1).
		Continua	> 20 MWt	MP y SO_2	Medición continua, pero fiscalización anual
Normas de emisión	D.S. Nº4	Discreta	Todas	MP	Anual
	D.S. Nº1.583	Discreta	Todas	MP	Anual
	D.S. Nº13	Continua	Todas	MP, SO_2 y NOx	Medición continua, pero fiscalización trimestral
	D.S. Nº13	Discreta	Todas	MP, SO_2 y NOx	Cada vez que se fiscalice
	D.S Nº29	Continua	Todas	MP, SO_2, NOx, CO, Temperatura y O2	Medición continua, pero fiscalización anual
	D.S Nº29	Discreta	Todas	Contaminantes regulados	Se debe presentar un cronograma de medición a la SMA. La fiscalización es anual

(1) Para ver el detalle de las frecuencias de medición revisar el anexo digital "NECAL2-BD_NormativaNacional.xlsx"

Fuente: Elaboración propia

El organismo encargado de la fiscalización de las emisiones para calderas a nivel nacional es la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA). Las instalaciones sujetas a planes de descontaminación atmosférica o, eventualmente, al proyecto definitivo de norma de emisión para calderas, deberá entregar un informe anual de emisiones siguiendo la frecuencia y metodología de medición definidas en cada norma particular, para que la SMA evalué el cumplimiento de los límites establecidos.

El mismo análisis se realizó para la **normativa internacional** revisada, y se presenta en la Tabla 3-49. De esta se puede extraer que en general **se utiliza en mayor medida la medición continua de emisiones**, especialmente para fuentes de mayor potencia térmica. Se puede observar que, en normas de la Unión Europea o Estados Unidos, entre otros, es bastante común el uso de una frecuencia continua de medición de emisiones, esto se debe a que alguna de estas normas exigen que los límites de emisión establecidos no sean superados en ningún momento. Cabe destacar que para evaluar el cumplimiento de esto último algunos países, como Alemania, entregan cierta flexibilidad, ya sea con número máximo de veces en un periodo determinado de tiempo que se puede superar el límite de emisión, o bien exigiendo un porcentaje determinado de las mediciones que deben estar bajo el límite. La fiscalización de estas medidas suele ser

responsabilidad de las agencias de control medio ambiental de los respectivos países, y estas muchas veces tienen flexibilidad para determinar la frecuencia de fiscalización a las instalaciones.

Tabla 3-49 Metodología de medición en la normativa internacional

País	Norma	Tipo de medición	Potencia de la fuente	Parámetros medidos	Frecuencia de medición
Unión Europea	Directiva 2010/75	Continua	Todas	Concentración de contaminantes normados	Continua
	Directiva 2015/2193	Discreta	≤ 20 MWt	MP, SO_2, NOx y CO	Cada 3 años
		Discreta	> 20 MWt	MP, SO_2, NOx y CO	Anual
México	NOM-085	Discreta	≤ 29,4 MWt	Humo, MP, SO_2, NOx, CO	Anual
		Discreta	> 29,4 MWt	Humo, MP, SO_2, NOx, CO	Semestral
Perú	NTP 350.301	No especifica	No especifica	No especifica	No especifica
Suiza	OAPC	Continua	Todas	Concentración de contaminantes normados y parámetros de operación necesarios para la evaluación del cumplimiento de los límites establecidos	La medición es continua, pero la fiscalización puede cada 1, 2 o 3 años dependiendo del tipo de fuente
IFC	Guía sobre el medio ambiente,salud y seguridad	Discreta	≤ 20 MWt	MP, SO_2 y NOx	Anual
	Guía sobre el medio ambiente,salud y seguridad	Continua	> 20MWt	MP, SO_2 y NOx	Continua
Alemania	TA Luft	Continua	Todas	Concentración de contaminantes normados	Se debe contar con un mínimo del 75% de las mediciones horarias disponibles
	13. BImSchV	Continua	Todas	Concentración de contaminantes normados	Continua
	44. BImSchV	Continua	> 25 MWt	MP	Continua
		Discreta	20 - 25 MWt	MP	Anual
		Cualitativa	5 - 25 Mwt	MP	Continua
		Cualitativa	< 5 Mwt	MP	Continua
		Continua	≥ 2,5 MWt	CO	Continua
		Discreta	< 2,5 MWt	CO	Cada 3 años
		Discreta	≥ 20 MWt	NOx y SOx	Anual
		Discreta	Todas	HCl y Hg	Cada 3 años
		Discreta	≥ 20 MWt	NOx	Anual
		Discreta	< 20 MWt	NOx	Cada 3 años
		Discreta	≥ 20 MWt	SOx y MP	Anual
		Discreta	< 20 MWt	SOx y MP	Cada 3 años
		Discreta	≥ 20 MWt	NOx	Anual
		Discreta	< 20 MWt	NOx	Cada 3 años

País	Norma	Tipo de medición	Potencia de la fuente	Parámetros medidos	Frecuencia de medición
EE.UU.	CFR, Title 40, Ch. 1, Part 60, Subpart Dc	Continua	Todas	MP y SO_2	Continua
	CFR, Title 40, Ch. 1, Part 60, Subpart Db	Continua	Todas	MP y SO_2	Continua
	CFR, Title 40, Ch. 1, Part 60, Subpart DDDDD	Continua	Todas	Concentración de contaminantes regulados y parámetros de operación.	Continua
	CFR, Title 40, Ch. 1, Part 60, Subpart JJJJJJ	Continua	Todas	Concentración de contaminantes regulados y parámetros de operación.	Continua
Brasil	Resolucão nº8	No especifica	No especifica	Concentración de contaminantes regulados	No especifica
Canadá	Clean Air Regulation	Discreta	≥ 3 MWt	Concentración de contaminantes regulados	Cada 3 años

Fuente: Elaboración propia

De la comparación de los análisis de la metodología de medición en la normativa nacional e internacional, se observan ciertas tendencias comunes y ciertas diferencias que podrían complementar la metodología nacional actual. En ambos análisis se tiene a la potencia de fuente como un factor para determinar el tipo de medición que se utiliza, asignando comúnmente a la medición continua con las fuentes grandes y a la medición discreta con las fuentes más pequeñas. Otra relación interesante es la de la potencia de la fuente y la frecuencia de medición, dónde se puede reconocer una frecuencia mayor de medición en las fuentes más grandes. Se puede observar que en la normativa internacional, específicamente en países como Estados Unidos, Alemania o Suiza, se exige el uso de medición continua de emisiones independientemente de la potencia de la fuente, esto permite llevar un seguimiento mucho más completo del cumplimiento de las normas de emisión y permite definir normas más estrictas con límites definidos por promedios diarios o incluso horarios.

3.5.1 Esquema de fiscalización propuesto

Para proponer un método de medición a ser utilizado a nivel nacional para las distintas calderas, se hizo un análisis de la tendencia internacional en esta materia, a partir de las normativas recopiladas y presentadas a lo largo de esta sección. Tal como se presentó en la Tabla 3-49, el tipo de medición utilizado varía dependiendo de diversos factores como los parámetros a medir, el combustible que utiliza la fuente, y, en la mayoría de los casos, depende de la potencia de la fuente. Por esta razón se agruparon los métodos de medición que exige cada norma según el tamaño de fuente que regulan, resultando en 3 grupos de análisis, los cuales corresponden a los métodos exigidos para fuentes hasta 20 MWt de potencia (“≤ 20 MWt”), los métodos exigidos para fuentes mayores a 20 MWt de potencia (“> 20 MWt”), y los métodos que no diferencian por

potencia de la fuente (“Todas”). Adicionalmente, existe una categoría determinada “No especifica”, esta no corresponde a una categoría de potencia, sino que agrupa a aquellas normas internacionales que no incluyen información sobre métodos de medición o fiscalización (Brasil y Perú).

La Figura 3-14 muestra los resultados del análisis de los tipos de método de medición exigidos para las distintas fuentes, según la normativa internacional. A primera vista se puede observar que se utiliza más la medición discreta tanto para fuentes de potencia menor a 20 MWt como de potencia mayor a MWt. Sin embargo, no se puede ignorar que más del 90% de los métodos de medición exigidos en la categoría “Todas” corresponden a medición continua. Esta categoría incluye revisión normativa de países como Estados Unidos o Suiza, quienes exigen monitoreo continuo independientemente de la potencia de la caldera regulada. Por esta razón, y considerando que, en la normativa nacional, en los planes de descontaminación, y el proyecto definitivo (ver Tabla 3-48) se exige medición continua de emisiones para las fuentes de potencia mayor a 20 MWt, se propone la utilización de monitoreo continuo de emisiones al menos para esta última categoría.

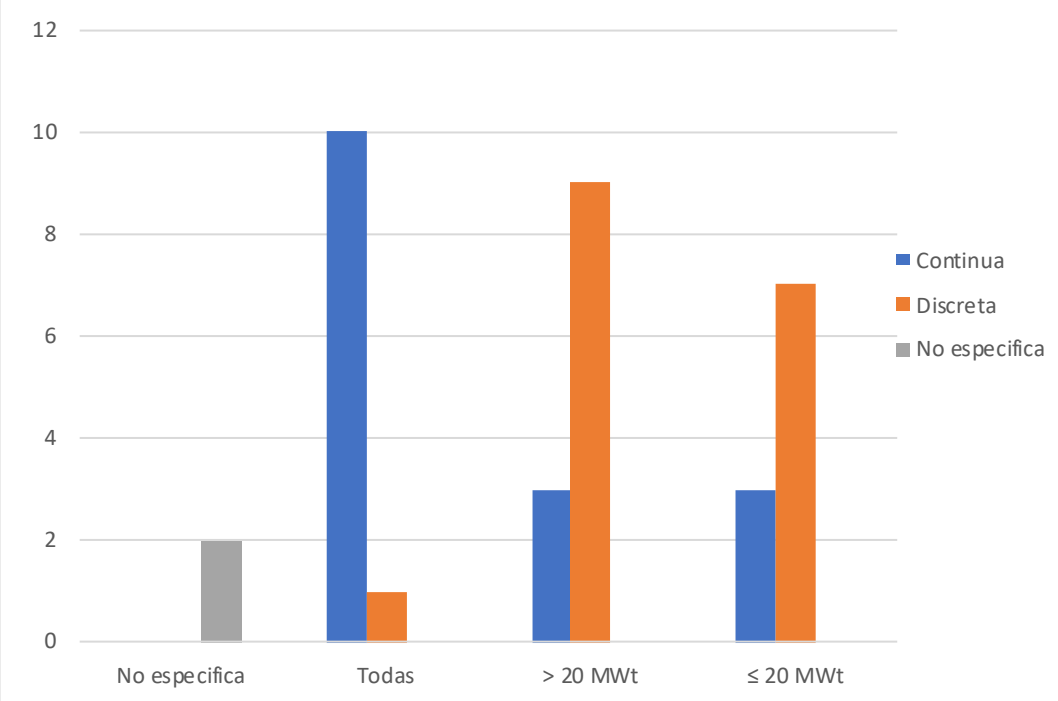


Figura 3-14 Cantidad de países revisados que exigen cada tipo de medición, por potencia de la caldera regulada

Fuente: Elaboración propia

Una vez determinada la propuesta de tipos de medición a utilizar, se determinó la propuesta del esquema de fiscalización como tal. Para esto se realizó un análisis de la tendencia de fiscalización a partir de la normativa internacional de calderas recopilada. Sin embargo, los textos legislativos

revisados no fueron suficientes para determinar una tendencia internacional clara, debido a que muchos de los textos revisados no determinaban un esquema de fiscalización (Perú, Brasil, Ecuador, entre otros), o bien lo delegaban a las organizaciones sectoriales pertinentes (Estados Unidos, la Unión Europea o Suiza). De los países que sí determinaban parámetros de fiscalización (Alemania, Canadá y IFC), se pudo concluir que, tanto el tamaño de la fuente como el combustible que esta usa, influyen sobre la frecuencia de fiscalización. Los valores que más se repitieron para esta frecuencia fueron anual, semestral y cada 3 años, dependiendo de las distintas combinaciones de tamaños de fuente y tipo de combustible.

Dado que se consideró insuficiente la experiencia internacional para proponer un esquema de fiscalización, se decidió completar con la experiencia nacional, incorporando al análisis el esquema de fiscalización propuesto en los planes de descontaminación atmosférica. En la Tabla 3-50 se muestra el esquema de fiscalización propuesto, con los parámetros y frecuencia de medición para distintos tipos de combustibles. Los resultados de las mediciones deberán entregarse en un informe periódico, de acuerdo con las frecuencias de medición establecidas en la Tabla 3-50, a la Superintendencia del Medio Ambiente, donde además se deberán informar los siguientes parámetros de operación:

a) Caudal de gas de salida de la chimenea ($m^3/hora$)
b) Ciclo de operación anual y semanal
c) Eficiencia
d) Tipo y consumo de combustible
e) Si utiliza carbón o petróleo, porcentaje de azufre contenido en el combustible informado por el distribuidor

Las calderas nuevas de potencia térmica de entre 75 y 300 kWt podrán demostrar el cumplimiento de los límites de emisión presentando a la SMA, por única vez, el número de registro de caldera otorgado por la Secretaría Regional Ministerial de Salud y el certificado de origen del fabricante, que indique que la caldera cumple con los límites establecidos. Para calderas de potencia igual o mayor a 1 MWt, tanto nuevas como existentes, se propone la frecuencia de medición presentada en la Tabla 3-50.

Tabla 3-50 Propuesta de esquema de fiscalización

Tipo de Medición	Combustible	Potencia	Parámetros Medidos	Frecuencia de Medición
Continua	Combustibles con contenido de azufre menor a 50 ppm.	≥ 20 MWt	MP	Continua
Continua	Combustibles con contenido de azufre mayor a 50 ppm.	≥ 20 MWt	MP y SO_2	Continua
Discreta	Leña, Petróleo Nº5 y Nº6, y Carbón	< 20 MWt	MP	Cada 6 meses para sector industrial; cada 12 meses para sector residencial, comercial e institucional
Discreta	Pelets, chips, aserrín, viruta y otros derivados de la madera, con carga manual de combustible	< 20 MWt	MP	Cada 12 meses para sector industrial; cada 12 meses para sector residencial, comercial e institucional
Discreta	Pelets, chips, aserrín, viruta y otros derivados de la madera, con carga automática de combustible	< 20 MWt	MP	Cada 24 meses para sector industrial; cada 24 meses para sector residencial, comercial e institucional
Discreta	Petróleo Diesel	< 20 MWt	MP	Cada 12 meses para sector industrial; cada 24 meses para sector residencial, comercial e institucional

Fuente: Elaboración propia

4. Descripción y análisis del mercado nacional

A continuación, se presenta una descripción y análisis referido a los distintos rubros existentes en el país que utilizan calderas como parte de sus procesos o actividades, así como también una descripción de los combustibles utilizados y los distintos tipos de calderas comercializadas en el país.

Para ejecutar este objetivo se realizó una recopilación de información de las siguientes fuentes:

a) Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), Registro Único de Emisiones Atmosféricas (RUEA): registros de calderas, combustibles utilizados y sus emisiones atmosféricas estimadas, correspondiente a las bases de datos del 2021 y del 2022.
b) Servicio Nacional de Aduanas: registros de importaciones de calderas y repuestos, partes y piezas ingresadas al país, correspondientes al período 2018 al 2023.
c) Estudio efectuado por el Centro Mario Molina (CMM), con información de emisiones atmosféricas estimadas, 2021.
d) Registro de Fuentes y Procesos (RFP): catastro único de fuentes de emisión (de grupos electrógenos, calderas, hornos, etc.), que deben dar cumplimiento a diversas obligaciones de normativas de emisión atmosféricas (como como: Normas de Emisión y Planes de Descontaminación), correspondiente al 2023.

En la figura a continuación, se presenta una gráfica comparativa de la cantidad de calderas registradas en las distintas fuentes de información. Se observa que en el Registro de Fuentes y Procesos se registraron más calderas de agua caliente (asociadas a las calderas de calefacción); las otras fuentes generadoras de emisiones presentan similitud en las cantidades registradas. En este contexto, se espera entonces que no se hayan contabilizado todas las calderas de calefacción en las estimaciones de emisiones.

Respecto a la información revisada correspondiente a la base de datos de Aduanas, se presentan los resultados obtenidos en la sección 4.1.

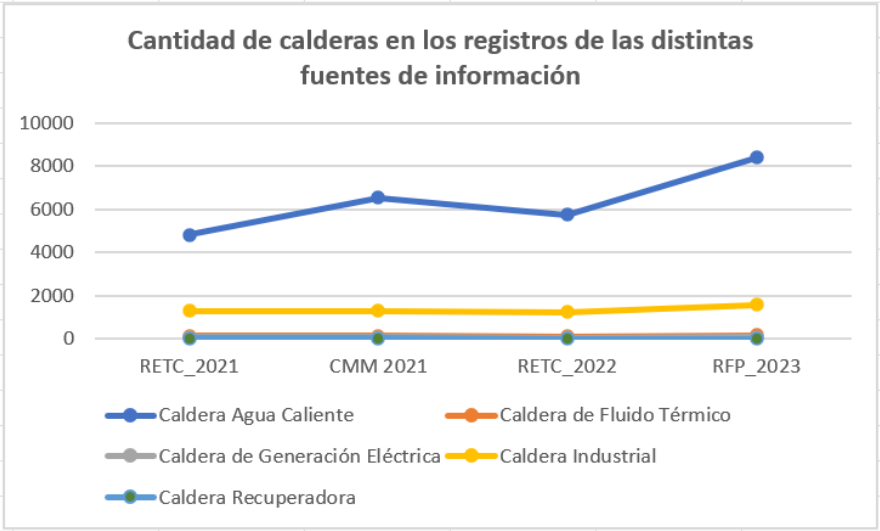


Figura 4-1 Cantidad de calderas según registro de información.
Fuente: Elaboración propia

Dada esta revisión, se consideró trabajar la información con los registros del RETC, año 2022, y con los registros de la base de datos de RFP, 2023, ambas fuentes de información consolidadas en una única planilla de datos, asegurando no repetir información.

4.1 Análisis de la base de datos de aduana para partidas 84.02 y 84.03

Con el fin de estimar el número de calderas importadas a Chile, se analizó la base de datos de aduana que contiene las partidas 84.02 y 84.03 para el periodo 2018-2023. De acuerdo con el libro de códigos de aduana, estas partidas contienen calderas de vapor y calderas para calefacción central, además de sus partes y accesorios. En la Tabla 4-1 se observa en más detalle lo contenido por partida.

Tabla 4-1 Descripción de partidas arancelarias analizadas

Partida y descripción	Código	Glosa
84.02 Calderas de vapor (generadores de vapor), excepto las de calefacción central diseñadas para producir agua caliente y también vapor a baja presión; calderas denominadas «de agua sobrecalentada».	8402.1100	Calderas acuotubulares con una producción de vapor superior a 45 t por hora
	8402.1200	Calderas acuotubulares con una producción de vapor inferior o igual a 45 t por hora
	8402.1900	Las demás calderas de vapor, incluidas las calderas mixtas
	8402.2000	Calderas denominadas «de agua sobrecalentada»
	8402.9000	Partes
84.03 Calderas para calefacción central, excepto las de la partida 84.02.	8403.1000	Calderas
	8403.9000	Partes

Fuente: Elaboración propia en base a Servicio Nacional de Aduanas.

En base a la descripción de las partidas entregada por el Servicio Nacional de Aduanas, se analizaron los registros con los códigos indicados en la Tabla 4-1, exceptuando el 8402.9000 y el 8403.9000, que corresponden a partes. El resto de los registros se catalogó en aquellos que son calderas (completas) y en aquellos que no lo son, sino que corresponden a registros de accesorios o partes (ductos, estructuras de acero, motores, carcazas, tranques, entre otros). Esta decisión se tomó en base a la descripción de los productos, de acuerdo con lo registrado en los campos “DNOMBRE”, “DMARCA” y “DVARIEDAD” de la base de datos.

De acuerdo con la metodología descrita, se llegó a los resultados mostrados en la Tabla 4-2, en donde se observa que aquella partida con mayor número de importaciones es la 8403.1000 y la que presenta un menor número es la 8402.1100. Además, a lo largo del tiempo, las importaciones son relativamente homogéneas.

Cabe mencionar que en el caso de calderas de vapor (84.02), que son generalmente de uso industrial, la estimación no es acabada, dado que no considera las calderas que podrían haber ingreso por partes para luego ser ensambladas en territorio nacional. Las otras calderas (84.03) incluyen calderas murales, que son de uso doméstico, por lo que la cantidad es significativamente mayor a la otra partida.

Tabla 4-2 Número de calderas importadas por año y partida arancelaria

Año	84021100	84021200	84021900	84022000	84031000	Total por año
2018	-	13	378	19	17.352	17.762
2019	15	11	737	15	16.918	17.696
2020	17	7	168	11	11.062	11.265
2021	1	7	867	13	20.339	21.227
2022	5	11	273	10	16.623	16.922
2023	-	4	978	16	10.616	11.614
TOTAL	**38**	**53**	**3.401**	**84**	**92.910**	**96.486**

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a los países de procedencia, en la Tabla 4-3 se observa que la mayor cantidad de calderas proviene de Corea del Sur, seguido de Italia, Turquía, Alemania y Portugal, mientras que países como Rumania, Noruega y Rusia solo exportaron una cada uno a Chile. Cabe notar que dentro de los países de procedencia, aparece Chile con dos calderas. Se cree que esto podría tratarse de un error.

Tabla 4-3 Número de calderas importadas por país y partida arancelaria

País	84021100	84021200	84021900	84022000	84031000	Total por país
Corea del Sur	-	-	5	-	52.444	52.449
Italia	17	3	1.506	16	31.425	32.967
Turquía	-		11	5	3.914	3.930
Alemania	-	3	1.457	24	214	1.698
Portugal	-	-	-	-	1.433	1.433
España	2	3	13	2	683	703
Austria	-	-	3	-	477	480
China	10	10	98	12	315	445
Holanda	-	-	4	-	333	337
Bélgica	-	-	-	-	331	331
Egipto	-	-	-	-	300	300
Brasil	1	-	47	-	159	207
Estados Unidos de América	3	28	59	15	97	202
República de Serbia	-	-	-	-	187	187
Bulgaria	-	-	-	-	121	121
Lituania	-	-	-	-	93	93
Eslovenia	-	-	-	-	90	90
Hungria	-	-	86	-	-	86
Suecia	-	-	66	-	3	69
República Eslovaca	-	-	-	-	65	65
Reino Unido	2	-	-	-	51	53
República Checa	-	-	1	-	51	52
Francia	-	-	3	-	40	43
Polonia	1	-	-	-	42	43

País	84021100	84021200	84021900	84022000	84031000	Total por país
Origenes o Destinaciones no precisadas por razones comerciales o militares	-	4	7	4	4	19
Argentina	-	1	15	-	-	16
México	-	-	-	-	12	12
Grecia		-	-	-	12	12
Estonia	-	-	-	-	8	8
Otros	-	-	8	-	-	8
Dinamarca	-	-	1	6	-	7
Suiza	-	-	5	-	-	5
Japón	-	-	-	-	3	3
Finlandia	2	1	-	-	-	3
Uruguay	-	-	2	-	-	2
Chile	-	-	-	-	2	2
Canadá	-	-	1	-	-	1
Perú	-	-	1	-	-	1
Rusia	-	-	1	-	-	1
Noruega	-	-	1	-	-	1
Rumania	-	-	-	-	**1**	**1**

Fuente: Elaboración propia

4.2 Descripción y análisis de los principales rubros y actividades económicas en que se utilizan calderas

La descripción de los principales rubros y actividades económicas en los cuales se utilizan calderas se realizó, entonces, utilizando la información consolidada mencionada anteriormente.

La descripción se centrará primero en identificar los tipos de calderas, su cuantificación, distribución regional y tipos de combustibles utilizados, para luego continuar entregando antecedentes y analizando las actividades económicas y su agrupación en los tres rubros motivo de análisis en el presente informe, a saber, industrial, comercial y residencial.

La Tabla 4-4 muestra las calderas registradas en la mencionada base de datos, distribuidas según región, y los tipos de calderas presentes en cada región. Se identificaron cinco tipos de calderas a nivel país:

- Caldera Agua Caliente
- Caldera de Fluido Térmico

- Caldera de Generación Eléctrica
- Caldera Industrial
- Caldera Recuperadora

Tabla 4-4 Tipos de calderas registradas, por región

Región	Caldera Agua Caliente (de 0,001 a 895.510 MWt)		Caldera de Fluido Térmico (de 0,001 a 18.293 MWt)		Caldera de Generación Eléctrica (de 0,087 a 1.066 MWt)		Caldera Industrial (de 0,001 a 116.334 MWt)		Caldera Recuperadora (*)		Total Regional
	Cantidad	%	Cantidad	%	Cantidad	%	Cantidad	%	Cantidad	%	
Arica y Parinacota	11	0,1%	2	1,4%		0%	19	1,2%		0%	32
Tarapacá	12	0,1%	2	1,4%	1	1,6%	25	1,6%		0%	40
Antofagasta	87	1,0%	12	8,4%	17	27,4%	99	6,3%		0%	215
Atacama	28	0,3%	4	2,8%	5	8,1%	13	0,8%		0%	50
Coquimbo	48	0,6%	1	0,7%		0,0%	29	1,9%		0%	78
Valparaíso	251	3,0%	19	13,3%	10	16,1%	87	5,6%		0%	367
Metropolitana de Santiago	4.598	54,5%	64	44,8%	4	6,5%	488	31,3%		0%	5.154
Lib. Gral. Bernardo O'Higgins	178	2,1%	1	0,7%		0%	120	7,7%		0%	299
Maule	282	3,3%	6	4,2%	2	3,2%	98	6,3%	2	33,3%	390
Ñuble	165	2,0%	3	2,1%	2	3,2%	47	3,0%	1	16,7%	218
Biobío	406	4,8%	11	7,7%	15	24,2%	175	11,2%	2	33,3%	609
Araucanía	614	7,3%	6	4,2%	3	4,8%	43	2,8%		0,0%	666
Los Ríos	589	7,0%	3	2,1%	1	1,6%	38	2,4%	1	16,7%	632
Los Lagos	776	9,2%	5	3,5%		0%	138	8,8%		0%	919
Aysén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	196	2,3%		0%		0%	3	0,2%		0%	199
Magallanes y de la Antártica Chilena	193	2,3%	4	2,8%	2	3,2%	139	8,9%		0%	338
Total país	**8.434**	**100%**	**143**	**100%**	**62**	**100%**	**1.561**	**100%**	**6**	**100%**	**10.206**

Fuente: Elaboración propia en base a Base de Datos consolidada. RETC 2022 y RFP 2023.

En la Figura 4-2 se presenta una visualización gráfica de la representación de calderas en el país. Como se aprecia en la gráfica superior, la mayor presencia corresponde a las Calderas de Agua Caliente (83%) seguida de las Calderas Industriales (15%), estando por debajo (menos de 2%) la presencia de los otros tres tipos de calderas.

Por su parte, la gráfica inferior de la Figura 4-2 muestra que, indistintamente del tipo de caldera, la mayor presencia de ellas se da en la Región Metropolitana (51%), seguida con participación menor de las regiones del sur del país como Araucanía, Los Ríos y Los Lagos (hasta un 9%) y finalmente las regiones del norte (inferiores a 2 %). Esta marcada participación de la Región Metropolitana se puede explicar por la presencia mayoritaria de habitantes en esta región

respecto al país y, como se verá más adelante, las Calderas de Agua Caliente, que se asocian principalmente al sector residencial, se concentran en esta región, con un porcentaje de 55% respecto al total de calderas de dicho tipo, correspondientes a 4.598 calderas de la Región Metropolitana, y 82% respecto al total de calderas de agua caliente solo de tipo residencial, correspondiente en este último caso a 3.137 calderas en la Región Metropolitana.

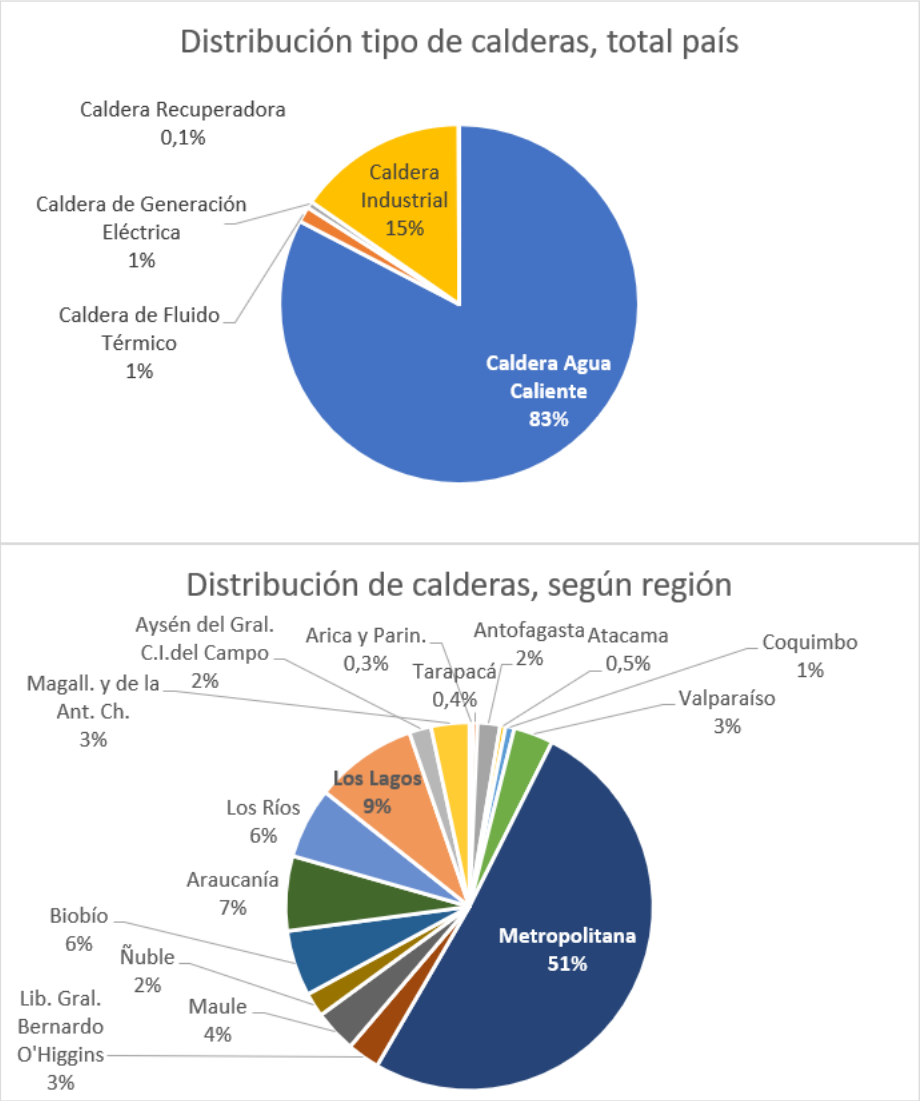


Figura 4-2 Distribución de tipos de calderas en el país y distribución regional, todos los tipos de calderas

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos consolidada. RETC 2022 y RFP 2023.

Posterior a la descripción de los tipos de calderas a nivel regional, se ha procedido a establecer una división de las 10.206 calderas identificadas en la base de datos consolidada, en los tres principales **rubros** motivos del presente estudio.

La Tabla 4-5 muestra la identificación de las actividades económicas en tres rubros principales: residencial, comercial e industrial, en base a las características de la actividad y a lo planteado en el párrafo anterior.

Tabla 4-5 Distribución de las actividades en donde se utilizan calderas, por región

Actividad económica	Cantidad de calderas	Asignación a Rubro	Cantidad de calderas rubro
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca.	521	Industrial	3.179
Explotación de minas y canteras.	374		
Industria manufactureras.	2.026		
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado.	193		
Suministro de agua; evacuación de aguas residuales, gestión de desechos y descontaminación.	57		
Construcción.	42		
Actividades artísticas, de entretenimiento y recreativas.	105	Comercial	3.200
Actividades de atención a la salud humana y de asistencia social.	988		
Actividades de servicios administrativos y de apoyo.	32		
Actividades financieras y de seguros.	97		
Actividades profesionales, científicas y técnicas.	17		
Actividades de organizaciones y órganos extraterritoriales.	26		
Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria.	368		
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas.	120		
Enseñanza.	1.059		
Información y comunicaciones.	5		
Otras actividades de servicio.	2.303		
Transporte y almacenamiento.	78		
Actividades de alojamiento y servicio de comidas.	598	Residencial	3.827
Actividades inmobiliarias.	1.178		
Actividades de los hogares como empleadores; actividades no diferenciadas de los hogares como productores de bienes y servicios para uso propio.	19		
Total	**10.206**		**10.206**

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos consolidada. RETC 2022 y RFP 2023.

Considerando esta clasificación, las gráficas siguientes muestran la distribución de la presencia de calderas según los rubros industrial, comercial y residencial en las regiones del país.

A partir de ello, se visualiza la predominancia de las calderas en la Región Metropolitana asociadas al rubro residencial. Esto concuerda con lo explicado en párrafos anteriores.

Respecto a la participación de calderas referidas al rubro comercial, se da una mayor participación en las regiones del centro sur del país (Los Lagos, Los Ríos y Araucanía), mientras que la presencia de calderas en el sector norte del país se hace presente en el sector industrial.

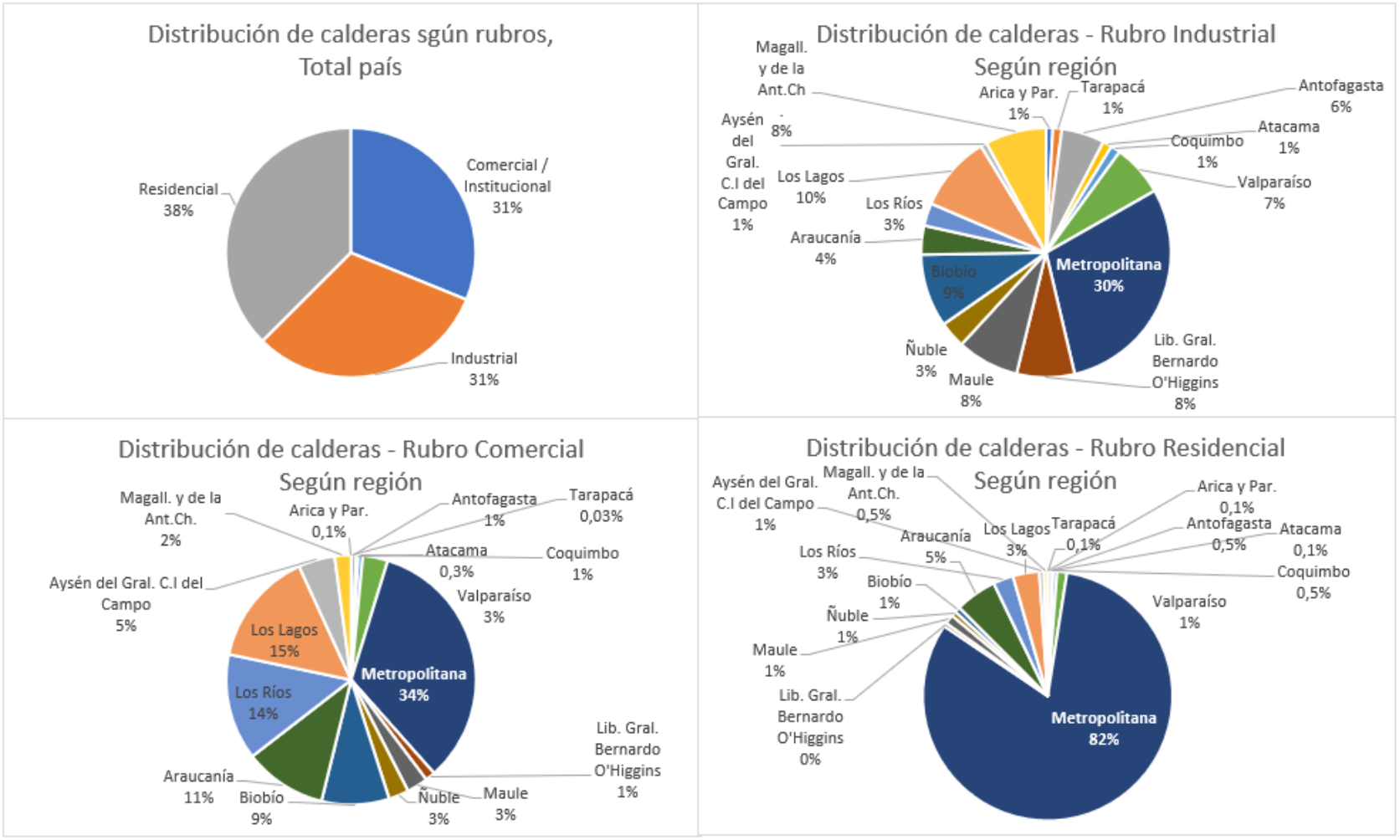


Figura 4-3 Distribución de tipos de calderas por rubros y distribución regional

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos consolidada. RETC 2022 y RFP 2023.

Respecto a la distribución de las **actividades económicas** en las cuales se utilizan calderas, la Tabla 4-6 entrega los registros de dichas actividades para cada región de país.

Tabla 4-6 Actividades económicas en donde se utilizan calderas, por región

Actividad/Región	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	Metropolitana de	Libertador Gral.	Maule	Ñuble	Biobío	Araucanía	Los Ríos	Los Lagos	Aysén del Gral. Carlos	Magallanes y de la	Total país
Agricultura, ganadería, silv. y pesca.	1				8	36	60	61	61	31	70	26	22	106	17	22	**521**
Construcción.						8	12	1		4		2	2	11		2	**42**
Explotación de minas y canteras.	1	22	91	26	3	31	19	16	2							163	**374**
Industrias manufactureras.	26	14	64	7	28	119	745	152	187	72	211	84	66	191	5	55	**2.026**
Sumin. de agua; evac. de aguas resid., gestión de desechos.			2			1	26	3		1	3	3	1	1	2	14	**57**
Sumin. de electr., gas, vapor y aire acond.		1	21	5	1	20	90	7	7	2	19	6	4	7	3		**193**
Activ. artísticas, de entreten.y recr.			2			6	44	3			6	18	4	13	7	2	**105**
Activ. de atención a la salud humana.	2		11	8	15	80	337	27	40	29	106	80	91	113	31	18	**988**
Activ. de servicios adm. y de apoyo.							16	1	12				3				**32**
Activ. financieras y de seguros.					1		38	1	4	1	6	13	7	10	6	10	**97**
Activ. profesionales, cientificas y téc.							5					2		8	2		**17**
Activ. de organiz. y órganos extraterrit.							2							24			**26**
Adm. pública y defensa.						3	54	6	8	7	33	36	43	108	53	17	**368**
Comerc. al por mayor y al por menor; reparac. veh.		1	1			3	49	2	1	5	6	6	12	22	3	9	**120**
Enseñanza.					1	7	206	1	28	38	111	168	277	164	55	3	**1.059**
Información y comunicaciones.							5										**5**
Otras actividades de servicio.					2		2.066		23	3	8	134	24	40	3		**2.303**

Actividad/Región	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	Metropolitana de	Libertador Gral.	Maule	Ñuble	Biobío	Araucanía	Los Ríos	Los Lagos	Aysén del Gral. Carlos	Magallanes y de la	Total país
Transporte y almacenamiento.			4			6	49				3	1		7		8	**78**
Activ. de alojam. y serv. comidas.	2	2	19	4	16	40	199	18	15	25	25	69	73	68	8	15	**598**
Activ. hogares como emplead.; activ. no dif. de los hogares*							13				2	4					**19**
Actividades inmobiliarias.					3	7	1.119		2			14	3	26	4		**1.178**
Total región	**32**	**40**	**215**	**50**	**78**	**367**	**5.154**	**299**	**390**	**218**	**609**	**666**	**632**	**919**	**199**	**338**	**10.206**

Fuente: Base de datos consolidadas RETC 2022 y RFP 2023.

Como se presenta en la tabla anterior y se visualiza en las gráficas de la Figura 4-3 y Figura 4-4, las actividades residenciales son aquellas que tienen mayor presencia (38%) en el uso de calderas, seguido de las actividades comerciales e industrias, las cuales presentan la misma participación (31%).

Las actividades industriales manufactureras (tales como viñas, textiles, cristalerías, agrícolas alimentos) al sumarse con la participación de otras actividades industriales (tales como pesca, minería, industrias químicas, industrias de papel y celulosa, termoeléctricas) en su conjunto tienen una participación importante en el uso de calderas. La principal diferencia radica en el tipo de caldera como se verá más adelante. En este mismo tema, cabe precisar que en la Figura 4-4 se ha presentado por separado la participación de termoeléctricas de la glosa "Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado", pertenecientes a la actividad CIIU "Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica" dado que esta actividad económica (termoeléctricas) se encuentra normada.

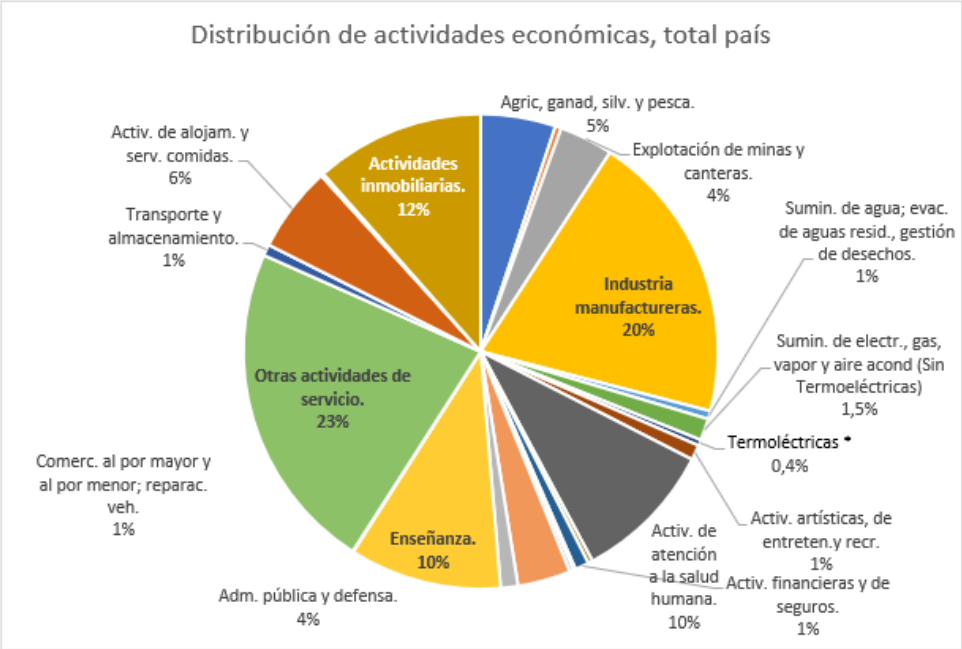


Figura 4-4 Distribución de actividades económicas en el país

* Se efectuó una separación de la Actividad CIIU "Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado." dado a que las termoeléctricas se encuentran normadas.

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos consolidada RETC 2022 y RFP 2023.

Un antecedente importante para considerar son los tipos de calderas que son utilizados en las diferentes actividades económicas y su participación (Tabla 4-7 y Figura 4-5). Esta información, sumada a aquella referida a las emisiones de contaminantes más relevantes y la descripción de las tecnologías que pudieran ser implementadas para abatir las emisiones son de relevancia para las conclusiones del estudio.

Tabla 4-7 Tipos de calderas registradas, por actividad económica

Actividad económica	Caldera Agua Caliente	Caldera de Fluido Térmico	Caldera de Generación Eléctrica	Caldera Industrial	Caldera Recuperadora	Total actividad
Actividades artísticas, de entretenimiento y recreativas.	105					**105**
Actividades de alojamiento y servicio de comidas.	598					**598**
Actividades de atención a la salud humana y de asistencia social.	988					**988**
Actividades de los hogares como empleadores; actividades no diferenciadas de los hogares como productores de bienes y servicios para uso propio.	19					**19**
Actividades de servicios administrativos y de apoyo.	32					**32**
Actividades financieras y de seguros.	97					**97**
Actividades inmobiliarias.	1.178					**1.178**
Actividades profesionales, cientificas y técnicas.	17					**17**
Actividades de organizaciones y órganos extraterritoriales.	26					**26**
Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria.	368					**368**
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca.	412			109		**521**
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas.	119	1				**120**
Construcción.	42					**42**
Enseñanza.	1.059					**1.059**
Explotación de minas y canteras.	151	12	2	209		**374**
Industria manufacturera	697	124	17	1.182	6	**2.026**
Información y comunicaciones.	5					**5**
Otras actividades de servicio.	2.303					**2.303**
Suministro de agua; evacuación de aguas residuales, gestión de desechos y descontaminación.	55			2		**57**
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado.	87	4	43	59		**193**
Transporte y almacenamiento.	76	2				**78**
Total país	**8.434**	**143**	**62**	**1.561**	**6**	**10.206**

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos consolidada RETC 2022 y RFP 2023.

De los antecedentes expuestos se presentan situaciones que deben ser complementadas con la información que se presentará más adelante referida a los tipos de combustible que consumen las distintas calderas en las actividades económicas. Por ejemplo, las calderas industriales tienen una gran presencia en el mercado nacional y un porcentaje importante de ellas utiliza gas natural para funcionar. De la gráfica siguiente se ha realizado una separación de la distribución de calderas de generación eléctrica dejando fuera a las centrales termoeléctricas dado que esta actividad económica se encuentra normada (gráfica 3.b)

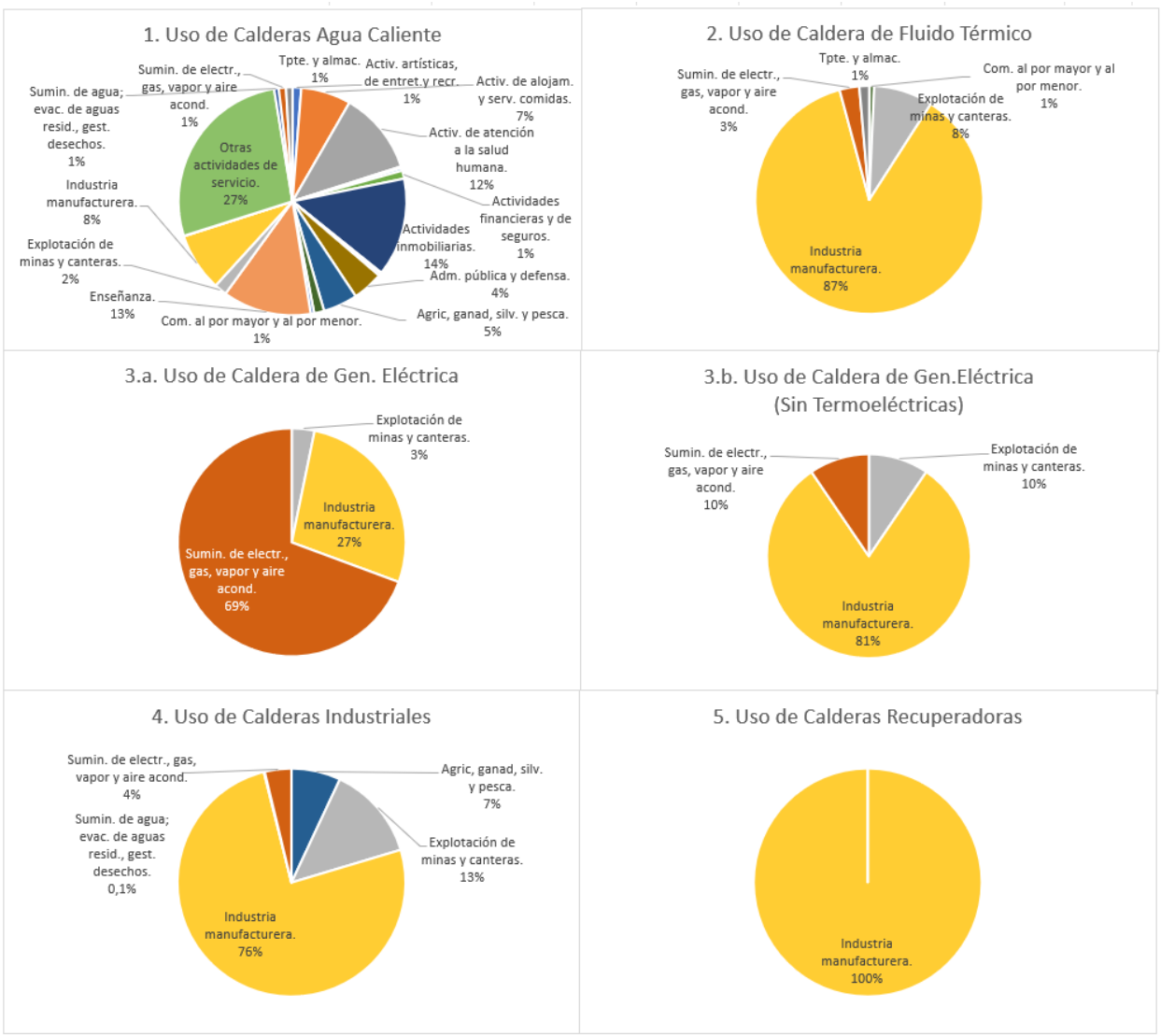


Figura 4-5 Distribución de tipos de actividad económica según tipo de calderas

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos consolidada, RETC 2022 y RFP 2023.

4.3 Descripción y análisis de las disponibilidades y tipos de combustibles que se consumen a nivel regional

En este numeral se presenta una descripción de los tipos de combustibles utilizados por las calderas en nuestro país. Cabe precisar que los datos analizados corresponden a la cantidad de calderas que utilizan un determinado combustible y no la cantidad del combustible consumido.

En la Figura 4-6 se visualiza que el combustible más utilizado por las calderas corresponde al gas natural (50%), seguido por el gas licuado (23%) y por el petróleo N°2 (diésel) (15%). Más abajo se encuentran calderas que utilizan biomasa y leña (ambos con 3%) y posteriormente inferior a 2%, aproximado, combustibles como petróleo N°6, carbón bituminoso, aserrín, entre otros que se presentan en la Tabla 4-8 (valores promedio estimado).

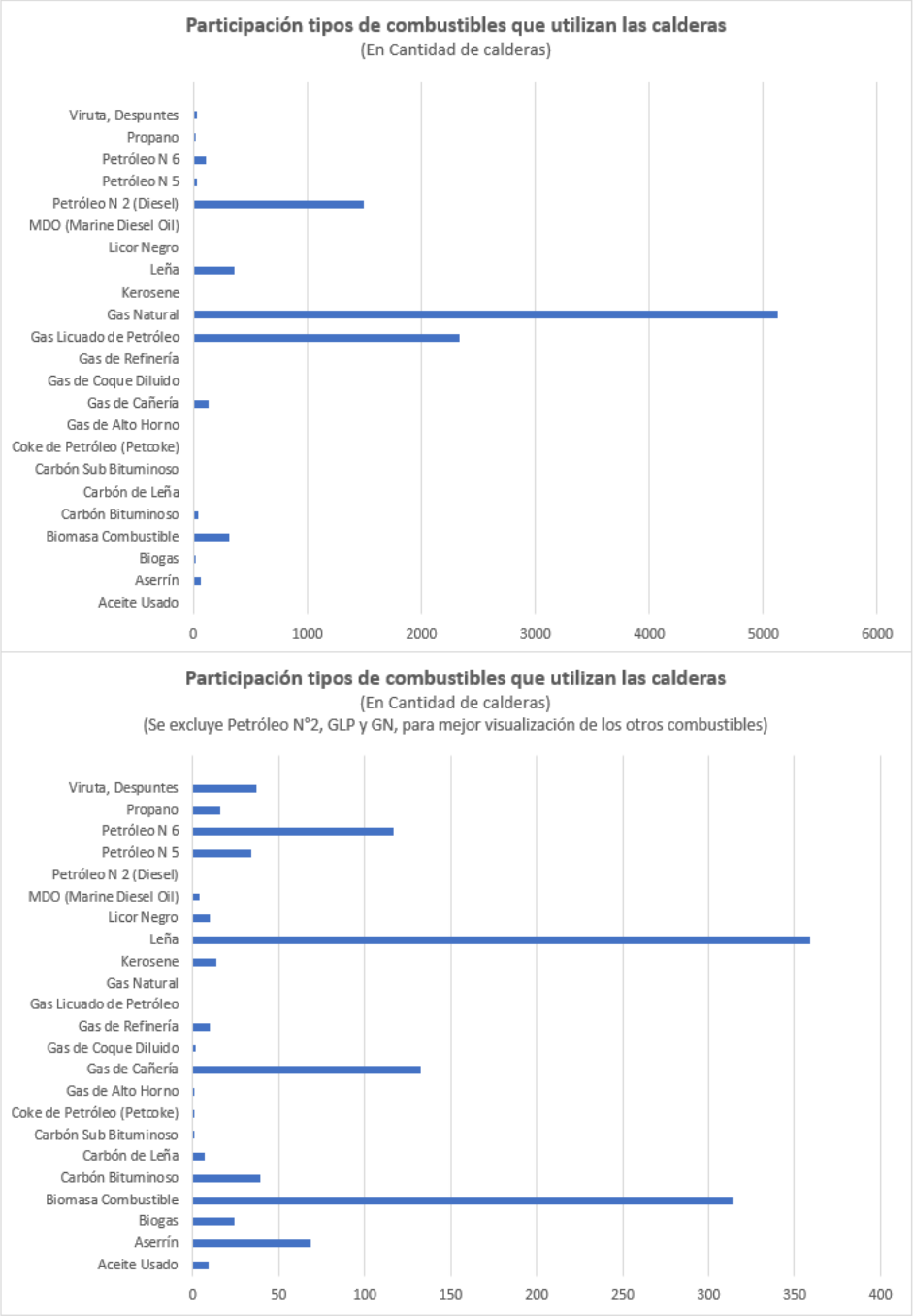


Figura 4-6 Distribución de tipos de combustibles que utilizan las calderas.
Fuente: Elaboración propia, con Base de datos consolidada, RETC 2022 y RFP 2023.

En la Tabla 4-8, se presentan los diferentes tipos de combustible utilizados por las calderas distribuidos en las regiones del país. Como se observa, el gas licuado y el petróleo N°2 (diésel) son los únicos combustibles que se utilizan en todas las regiones del país. El gas natural, si bien es el más consumido a nivel país, no se encuentra disponible en todas las regiones del país. La

Región Metropolitana lidera el consumo de gas natural, seguido por la Región de Magallanes y la Antártica Chilena, debido a que, al ser una zona de explotación de gas natural, existe una oferta importante de este producto para ser utilizado dentro de la región.

Tabla 4-8 Cantidad de calderas según tipo de combustible utilizado, por región

Combustible/Región	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	Metropolitana	Libert. Gral. Bernardo O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	Araucanía	Los Ríos	Los Lagos	Aysén del Gral. C.I. del Campo	Magallanes y de la Ant. Chilena	Total país
Aceite Usado								2		1	4			2			**9**
Aserrín							3	1	7	6	13	19	4	13	3		**69**
Biogas							16	4						4			**24**
Biomasa Combustible					1	16	18	14	39	17	67	67	32	41	2		**314**
Carbón Bituminoso						2		9	6	2	1	1	1	17			**39**
Carbón de Leña						3		2				1		1			**7**
Carbón Sub Bituminoso									1								**1**
Coke de Petróleo (Petcoke)											1						**1**
Gas de Alto Horno											1						**1**
Gas de Cañería			1		1	3	22	3	1	1	9	44	9	26	7	6	**133**
Gas de Coque Diluido											2						**2**
Gas de Refinería						4					6						**10**
Gas Licuado de Petróleo	6	2	34	13	36	123	583	151	208	112	181	246	216	323	75	31	**2.340**
Gas Natural			61		5	122	4.200	43	38	24	161	134	5	49	6	279	**5.127**
Kerosene							8	2				2			2		**14**
Leña					5	7	1	16	24	12	25	39	109	109	12		**359**
Licor Negro									2	1	5	1	1				**10**
MDO (Marine Diesel Oil)											4						**4**
Petróleo N 2 (Diesel)	12	17	97	24	21	63	299	41	46	36	95	96	245	292	92	21	**1.497**

Combustible/Región	Arica y Parinacota	Tarapacá	Antofagasta	Atacama	Coquimbo	Valparaíso	Metropolitana	Libert. Gral. Bernardo O'Higgins	Maule	Ñuble	Biobío	Araucanía	Los Ríos	Los Lagos	Aysén del Gral. C.I. del Campo	Magallanes y de la Ant. Chilena	Total país
Petróleo N 5				1	5	2		2			9	1	6	8			**34**
Petróleo N 6	14	20	9	7	4	13		8	7	2	14	1	2	16			**117**
Propano									1					15			**16**
Viruta, Despuntes							1	1	10	3	4	12	2	3		1	**37**
Total general	**32**	**39**	**202**	**45**	**78**	**358**	**5.151**	**299**	**390**	**217**	**602**	**664**	**632**	**919**	**199**	**338**	**10.165**

Fuente: Base de datos RETC. Año 2022

La mayor cantidad de calderas que utilizan leña se da en las regiones del sur del país, principalmente en Los Lagos (30%), Los Ríos (30%) y la Araucanía (11%). En otras regiones del país, como la Región Metropolitana, el consumo es nulo debido a las medidas regionales por los niveles de contaminación de material particulado.

El 3% de las calderas que utilizan biomasa a nivel país, en la Figura 4-7 se encuentra desagregado; por la disponibilidad de este combustible en la zona (por la generación de residuos agrícolas y residuos forestales, entre otros) se marca presencia en las regiones centro sur del país, las regiones de Valparaíso, Metropolitana, O´Higgins y Ñuble están entre el 4% y el 6% de participación, llegando a porcentajes de entre el 12% al 21% para las regiones de Maule, Los Lagos, Los Ríos, La Araucanía y Biobío (estas dos últimas con la mayor participación).

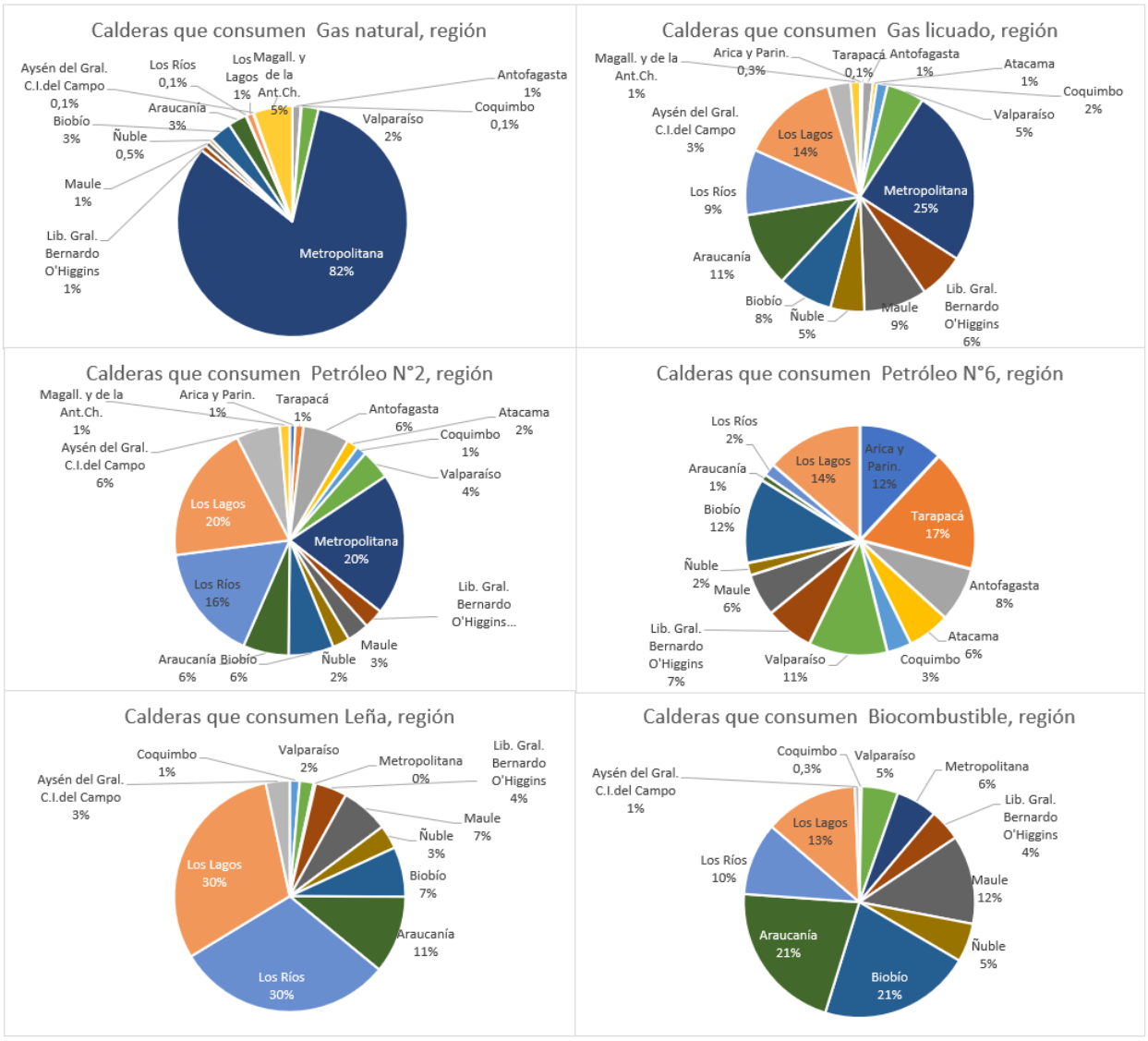


Figura 4-7 Distribución regional de los tipos de combustibles que utilizan las calderas

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos RETC 2022

Respecto a la distribución del tipo de caldera según combustible utilizado, la Tabla 4-9 y la Figura 4-8 siguientes muestran esta representación. Las calderas de agua caliente utilizan mayoritariamente gas natural y gas licuado como combustible, en su conjunto el 77% del total, siendo utilizadas en más de un 80% por actividades asociadas a actividades residenciales y comerciales.

Como se verá más adelante en el desarrollo del Objetivo b.3), los combustibles pesados como los petróleos N°5 y N°6 no son recomendados para uso en calderas, dado que por sus altas concentraciones de azufre y cenizas generan altas emisiones de material particulado. Se precisa

este tema dado que de la base de datos del RETC se visualiza el registro de 137 calderas que utilizan estos combustibles, más del 95% usado en calderas industriales.

Por su parte, se registran seis calderas recuperadoras que utilizan licor negro[45] como combustible, el cual no corresponde a un combustible regulado, y dadas su composición química puede tener altas emisiones de material particulado. Estas calderas se encuentran ubicadas en las regiones: Región del Bío bío, comuna Arauco, Región de Los Ríos, comuna Mariquina, Región del Maule, comunas de Constitución y Licantén, y Región de Ñuble, comuna Ránquil.

En los registros revisados, se tiene la presencia de una caldera, de generación eléctrica, que utiliza petcoke o coque de petróleo como combustible, la cual se encuentra ubicada en la Región del Bío bío, comuna de Hualpén. Como se describe más adelante, dada las características de este combustible puede tener trazas elevadas de azufre y sustancias químicas en su composición y puede generar altas emisiones de material particulado y de dióxido de azufre.

Respecto al carbón mineral, existen 61 calderas que utilizan este combustible, distribuidas entre calderas de generación eléctrica y calderas industriales. Dadas su composición química variable dependiendo de su origen, se requiere de su acondicionamiento previo a ser utilizado en calderas para asegurar una combustión adecuada.

Con relación a calderas que utilizan como combustible biomasa, leña, aserrín, viruta o despuntes, estas corresponden a un 8% del total de las calderas. Si bien representa un porcentaje menor en comparación con combustibles como el gas natural o gas licuado, se debe considerar que dada la composición variada dependiendo de su origen, con contenidos de humedad variables también, podría generar altos niveles de material particulado en el uso en calderas.

En el caso de calderas de fluidos térmicos, como se describe más adelante, las temperaturas pueden ser elevadas, por lo que las emisiones de óxidos de nitrógeno podrían ser mayores también. Respecto a las calderas registradas, se tiene la presencia de 143 calderas en uso.

[45] Licor negro:
"Combustible líquido leñoso que se utiliza como fuente de energía en la industria del papel", Fuente: GreenFacts, basado en FAO Glosario bosques y energía.
"Es un subproducto formado durante el proceso Kraft cuando se convierte madera en pulpa de celulosa al quitarle lignina, hemicelulosas y otros extractivos a la madera liberando así a las fibras de celulosas", Combustible líquido leñoso que se utiliza como fuente de energía en la industria del papel", Fuente: Wikipedia.

Tabla 4-9 Cantidad de calderas según tipo de combustible utilizado, según caldera

Tipo Combustible	Caldera Agua Caliente	Caldera de Fluido Térmico	Caldera de Generación Eléctrica	Caldera Industrial	Caldera Recuperadora	Total general
Aceite Usado		1		8		9
Aserrín	50	5		14		69
Biogas	21			3		24
Biomasa Combustible	179	13	12	110		314
Carbón Bituminoso				39		39
Carbón de Leña	7					7
Carbón Sub Bituminoso				1		1
Coke de Petróleo (Petcoke)			1			1
Gas de Alto Horno				1		1
Gas de Cañería	133					133
Gas de Coque Diluido				2		2
Gas de Refinería				10		10
Gas Licuado de Petróleo	2.004	18	1	317		2.340
Gas Natural	4.455	74	2	596		5.127
Kerosene	14					14
Leña	294			65		359
Licor Negro				4	6	10
MDO (Marine Diesel Oil)				4		4
Petróleo N 2 (Diesel)	1.244	27	4	222		1.497
Petróleo N 5				34		34
Petróleo N 6		4	1	112		117
Propano	15			1		16
Viruta, Despuntes	18	1		18		37
Total general	**8.434**	**143**	**21**	**1.561**	**6**	**10.165**

Fuente: Base de datos consolidada, RETC 2022 y RFP 2023.

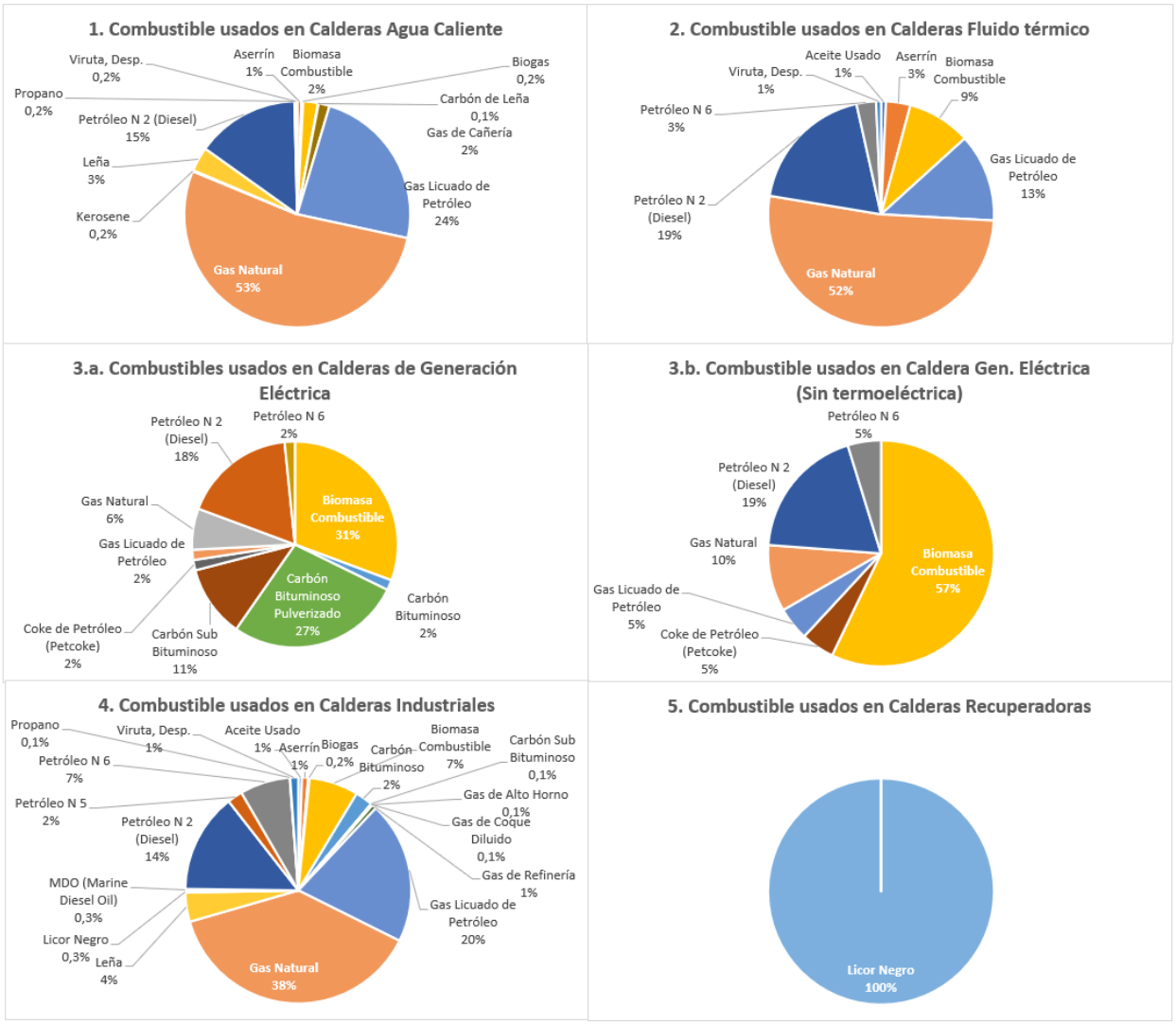


Figura 4-8 Tipos de combustibles utilizados en las calderas

Fuente: Elaboración propia, con Fuente: Base de datos consolidada, RETC 2022 y RFP 2023.

Otro antecedente que suma al análisis corresponde a la identificación de los combustibles mayormente utilizados por las calderas separados en rubros (industrial, comercial y residencial). Como se observa en la gráfica siguiente, los combustibles más usados corresponden a gas natural, gas licuado y petróleo N°2, seguido de la leña, donde el gas natural es mayoritariamente utilizado en el sector residencial, el gas licuado en el sector comercial e industrial y el petróleo en el comercial e industrial.

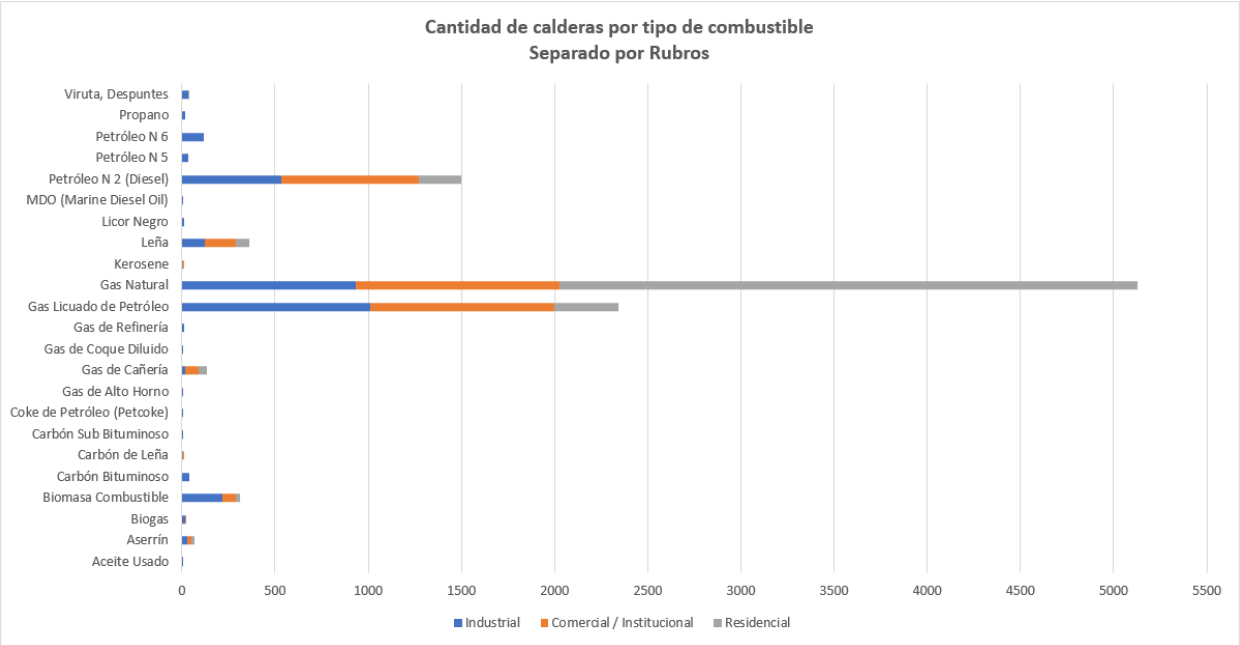


Figura 4-9 Calderas por tipo de combustible agrupados en rubros

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos RETC 2022

4.4 Análisis del tipo y nivel de emisiones de distintos combustibles y la factibilidad de introducir mejoras a los combustibles más sucios

En general se puede afirmar que los contaminantes atmosféricos generados por el uso de combustibles en calderas son similares en tipo para todos los combustibles, diferenciándose en su magnitud o nivel de emisiones.

Las siguientes gráficas muestran a modo global las emisiones totales registradas por tipo de calderas en la base de datos del RETC 2022 y en la base de CMM 2021. No se han considerado las emisiones de las termoeléctricas dado a que son establecimientos que ya están regulados.

En estas bases de datos se presentan diferencias en las emisiones que se sugiere sean revisadas antes de su uso en la toma de decisiones.

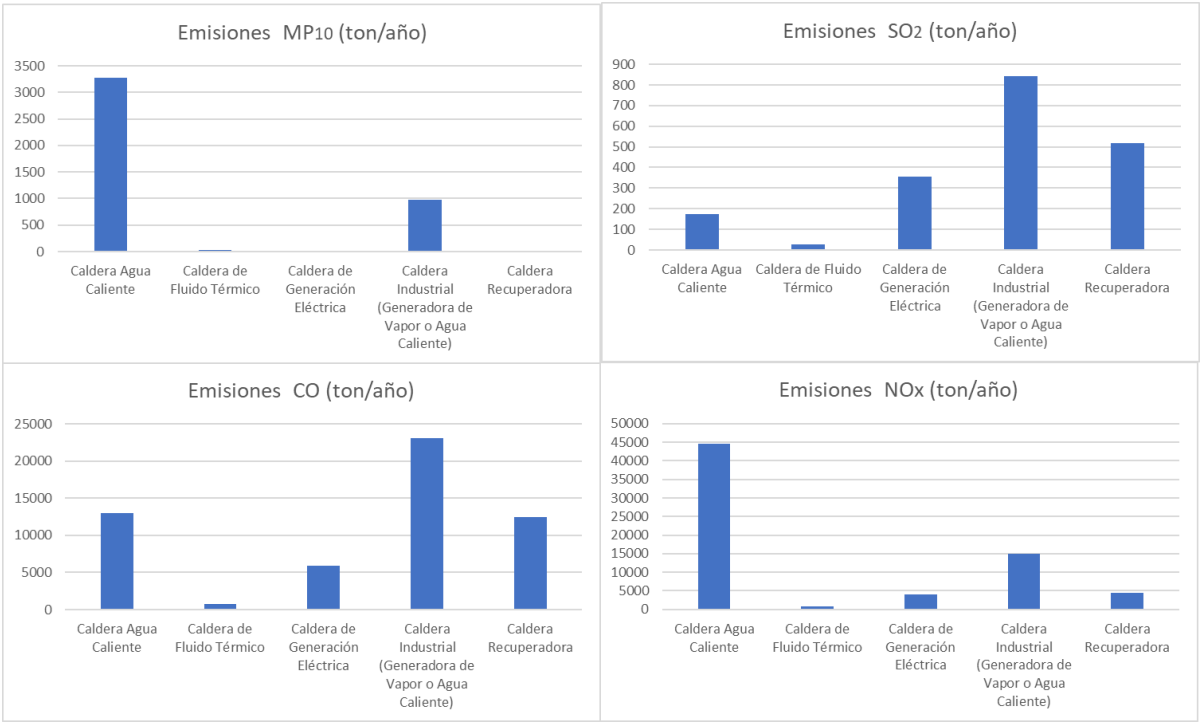


Figura 4-10 Emisiones estimadas en RETC 2022, por Tipo de Caldera.

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos RETC 2022

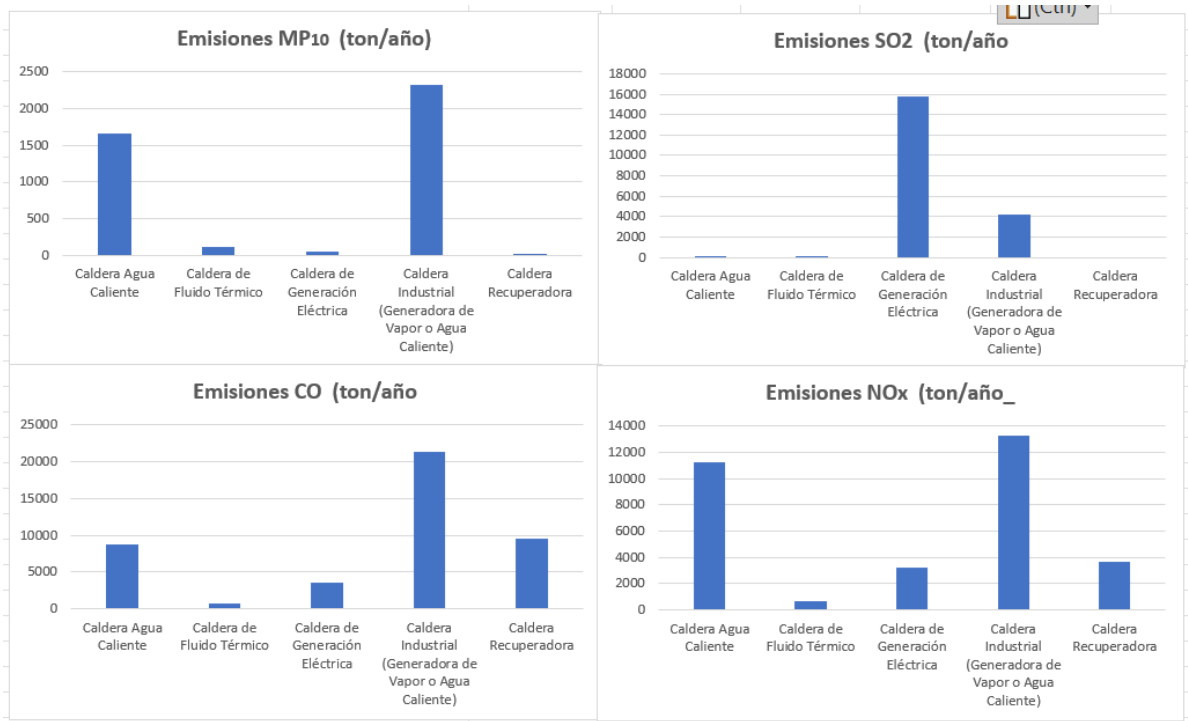


Figura 4-11 Emisiones estimadas en CMM2021 (Inventario), por Tipo de Caldera.

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos CMM 2021

La composición de los combustibles usados en Chile puede variar dependiendo en su origen, nivel de refinación o procesamiento y de acuerdo con la normativa del Ministerio de Energía. La composición del combustible puede influir en la magnitud de las emisiones de contaminantes que genera su combustión en calderas.

Respecto a los niveles de emisiones, las gráficas siguientes presentan antecedentes de las emisiones declaradas en el RETC 2022 para MP_{10}, SO_2, NOx y CO, por tipo de combustible. En ellas se aprecia que las mayores emisiones total país para MP_{10} provienen de las calderas con consumo de gas licuado, debido no a sus características químicas, sino que principalmente a que el gas licuado es el segundo combustible más usado por las calderas a nivel país después del gas natural (Ver Tabla 4-9).

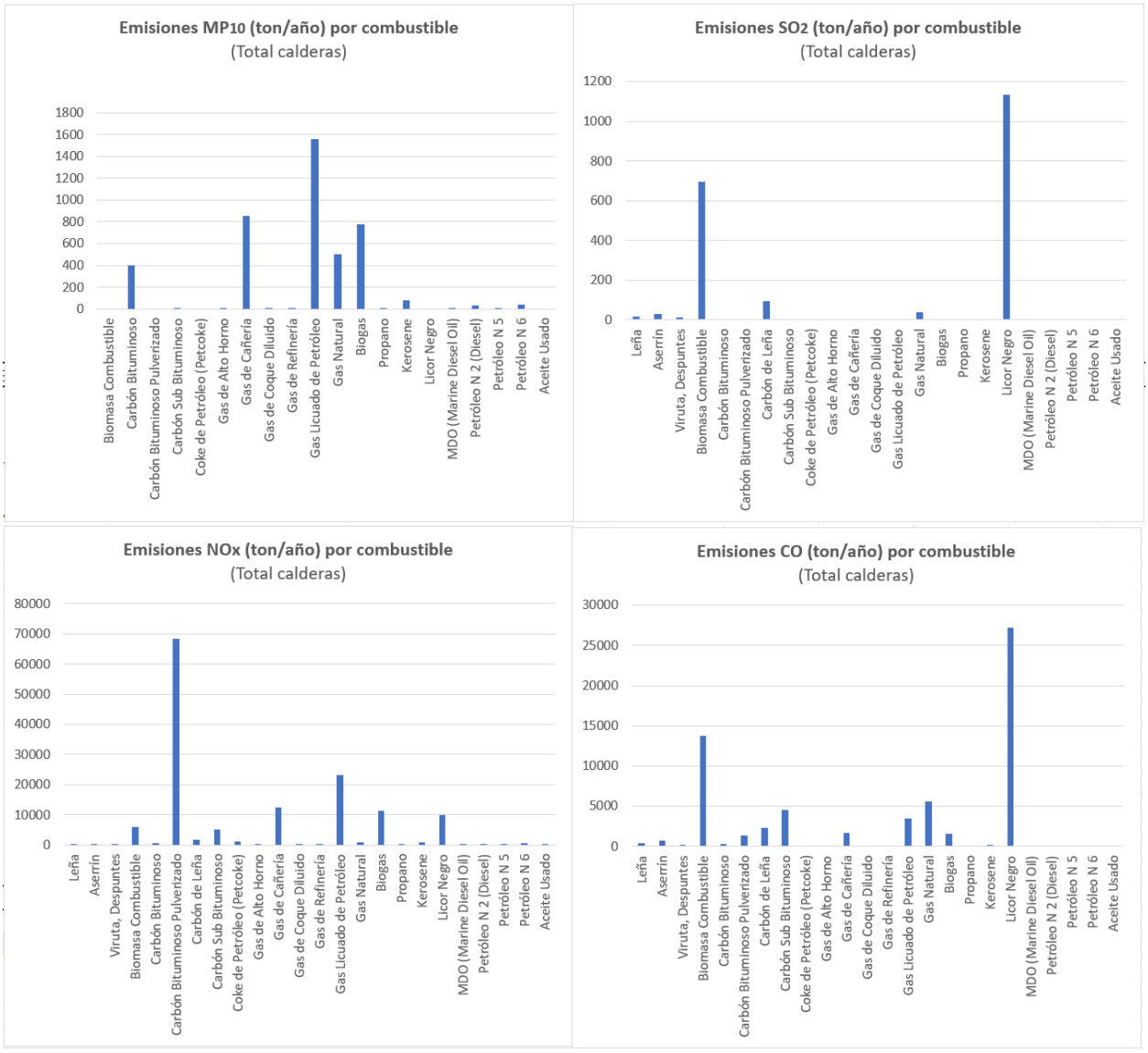


Figura 4-12 Emisiones declaradas en RETC 2022, para MP10, SO2, NOx y CO, por tipo de combustible.

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos RETC 2022

Las siguientes figuras muestran los antecedentes de las emisiones declaradas en el RETC 2022 para MP_{10}, SO_2, NOx y CO, por tipo de combustible, ahora desagregando en tipo de calderas, con el objetivo de poder visualizar de forma más detallada en qué proceso se estarían generando las mayores emisiones.

En relación a las emisiones de MP_{10}, al desagregar por tipo de caldera se observa que las mayores emisiones de calderas que utilizan gas licuado proviene de las calderas de agua caliente, y las

mayores emisiones de calderas que utilizan carbón provienen de las calderas industriales (única caldera que utiliza carbón para su funcionamiento) en su mayoría carbón bituminoso.

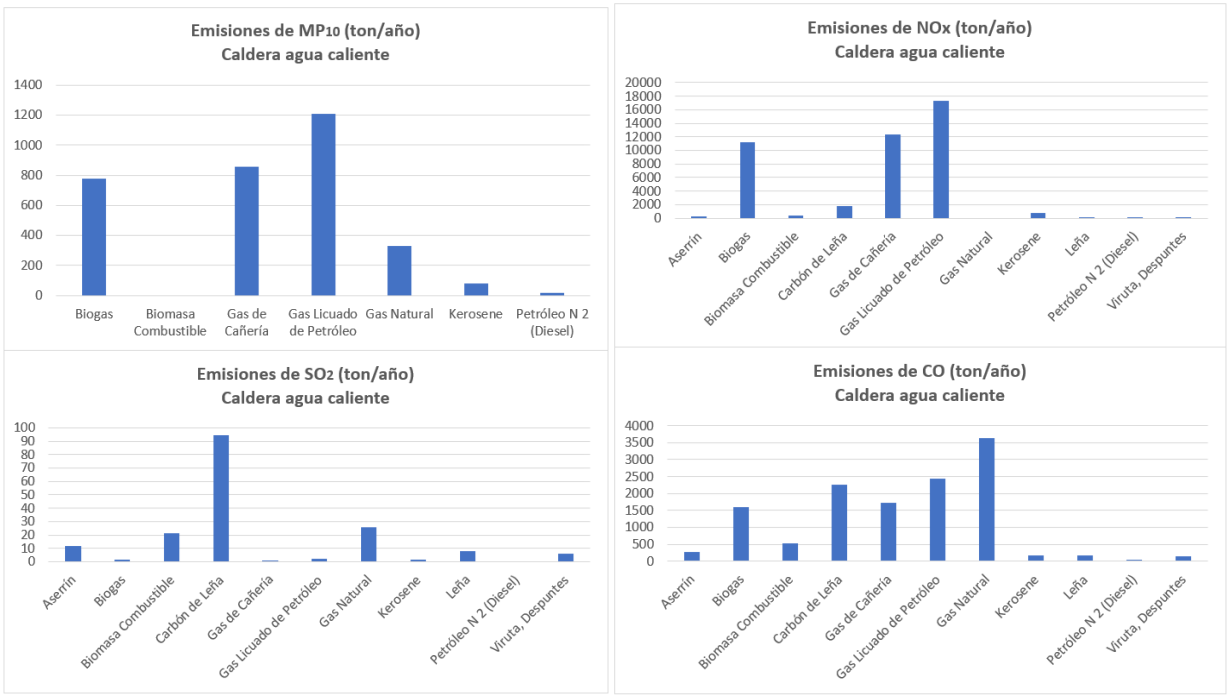


Figura 4-13 Emisiones declaradas en RETC 2022, para MP_{10}, SO_2, NOx y CO, por tipo de combustible – Para Calderas agua caliente

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos RETC 2022

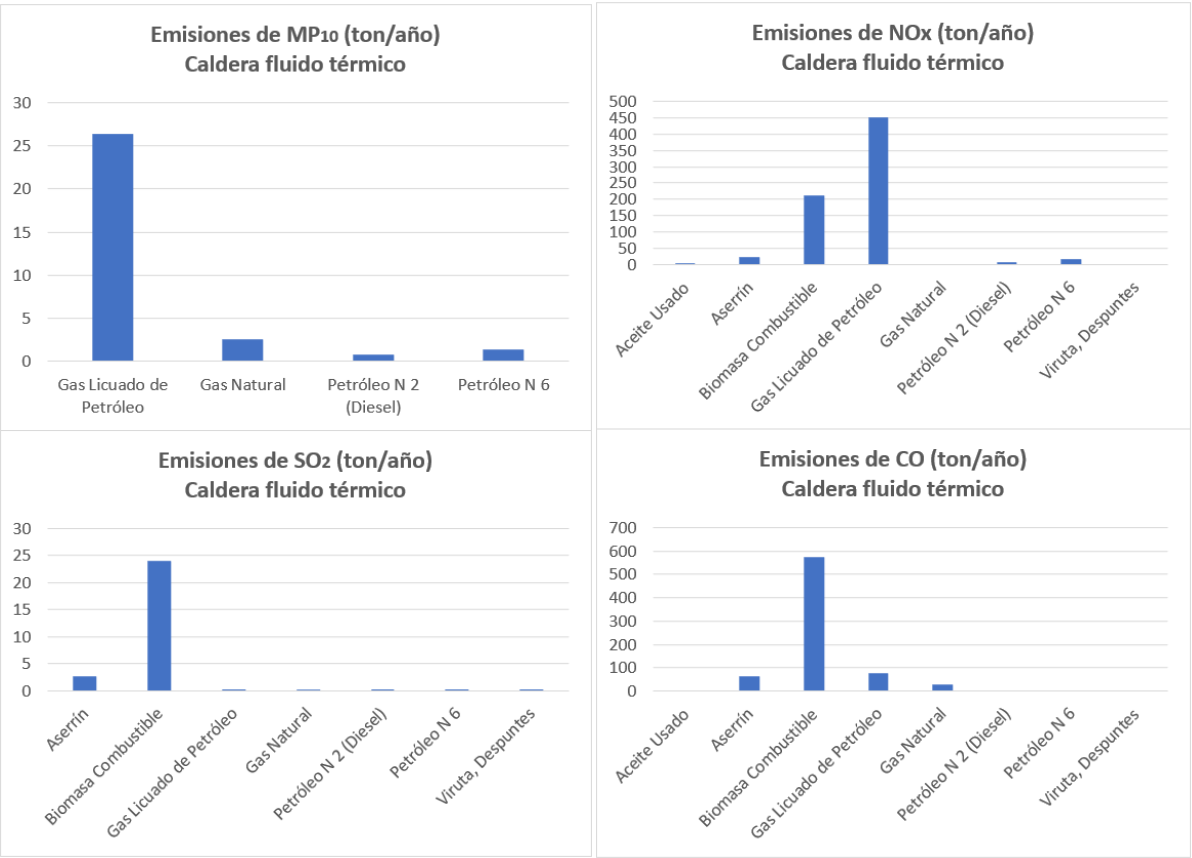


Figura 4-14 Emisiones declaradas en RETC 2022, para MP_{10}, SO_2, NOx y CO, por tipo de combustible – Para Calderas fluido térmico

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos RETC 2022

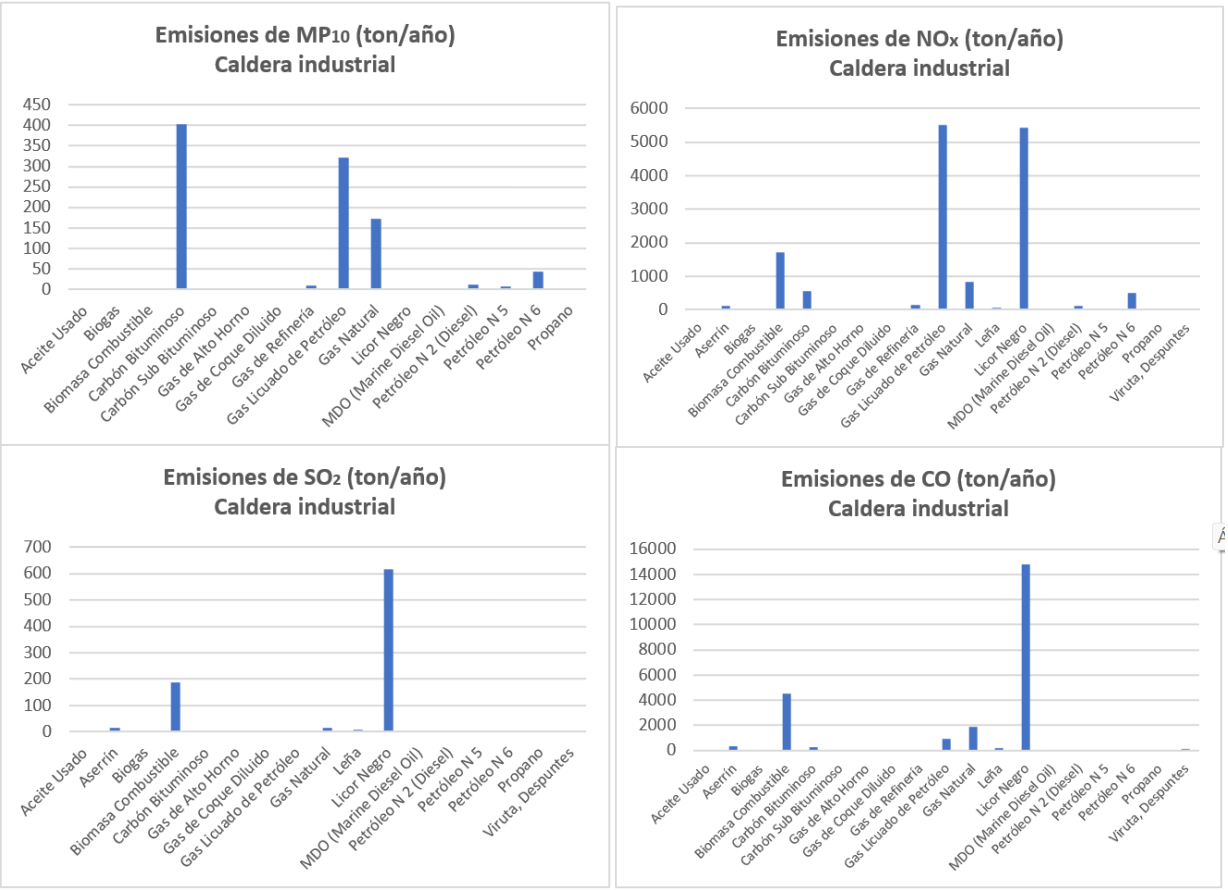


Figura 4-15 Emisiones declaradas en RETC 2022, para MP_{10}, SO_2, NOx y CO, por tipo de combustible – Para Calderas industriales

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos RETC 2022

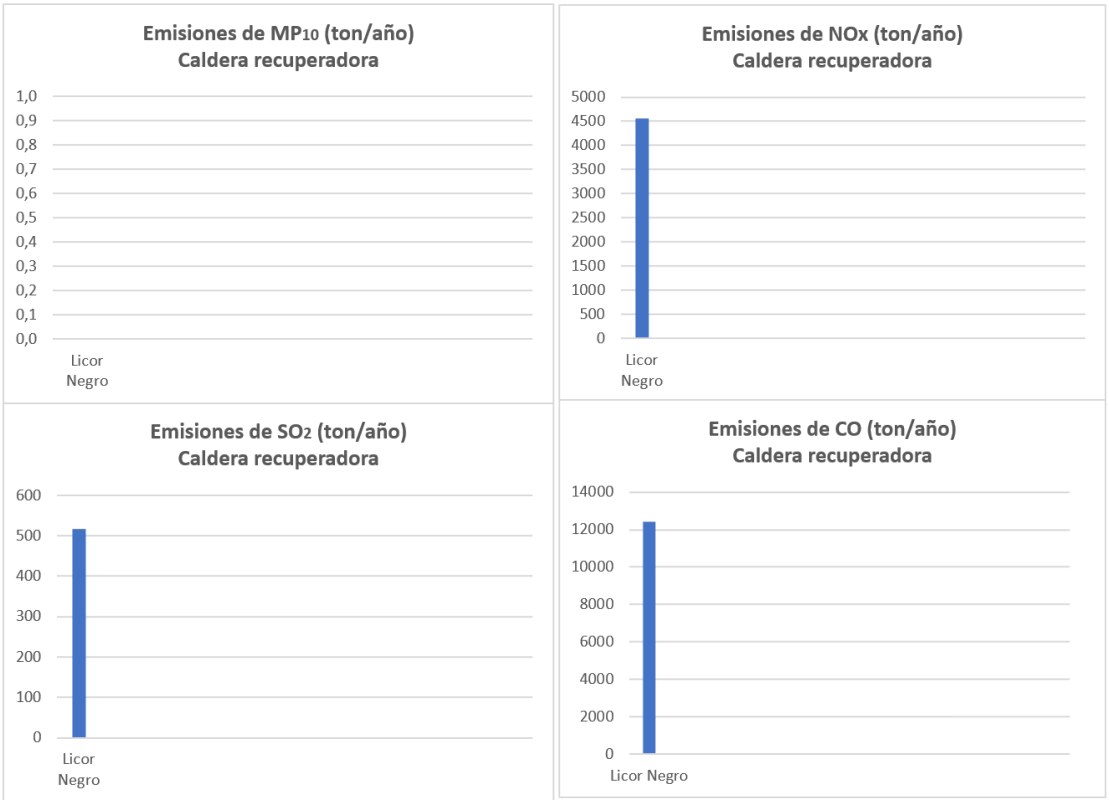


Figura 4-16 Emisiones declaradas en RETC 2022, para MP_{10}, SO_2, NOx y CO, por tipo de combustible – Para Caldera recuperadora

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos RETC 2022

A partir de la Figura 4-17 se puede visualizar que el carbón es el combustible que genera la mayor tasa de emisión de MP_{10} por kg de combustible consumido, seguido por la leña por aproximadamente un tercio de su valor. En el SOx, la mayor tasa de emisión la presenta el kerosene seguido por el carbón. Para el NOx, la mayor tasa la tiene el carbón seguido no de lejos por los petróleos N°5 y N°6 y el gas natural. En el caso del CO las mayores tasas están presentadas por la leña, seguidos por cerca de la mitad por el gas licuado y el gas natural.

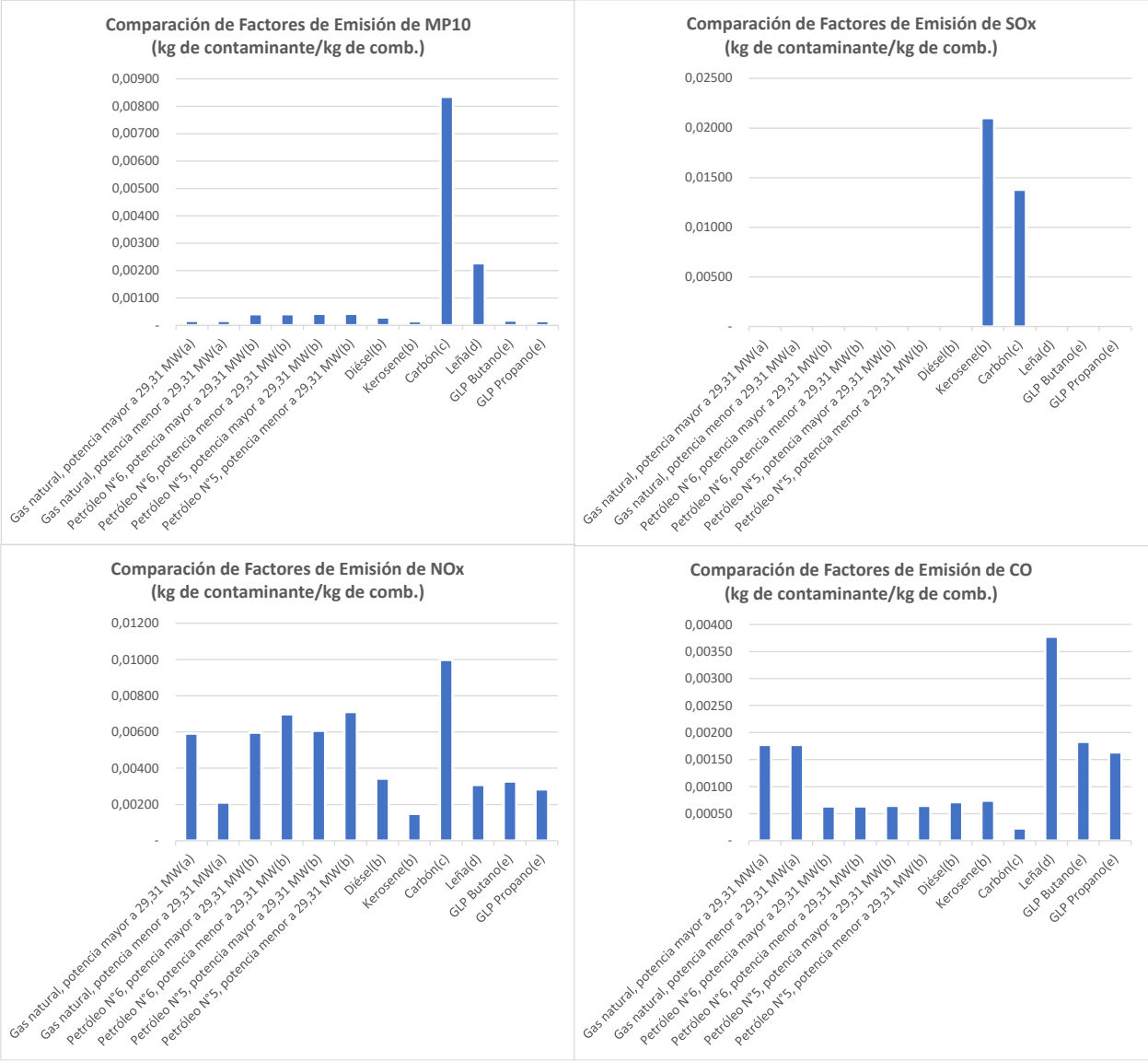


Figura 4-17 Comparación de factores de emisión por tipo de combustible

Fuente: Elaboración propia, con base en la "Guía para la Estimación De Emisiones Atmosféricas en la Región Metropolitana"[46], Capítulo: 7. Grupos Electrógenos y Calderas, Seremi de Medioambiente, 2020, basados en el Capítulo 1 del AP 42 (EPA, 2008a).

[46] (a): (EPA, 1998b), Tablas 1.4-1, 1.4-2. El MP considera partículas menores a 1 µm, se asume MP_{10}= $MP_{2,5}$.
(b): (EPA, 1999b), Tablas: 1.3-1, 1.3-3, 1.3-6. Para el MP se considera el MP filtrable, de tamaño superior a 0,3 µm, se asume MP= MP_{10} = $MP_{2,5}$. Además, para efectos de esta Guía se considera un contenido de azufre de 15 ppm en el diésel, y 50 ppm en el kerosene.
(c): (EPA, 1998c), Tablas: 1.1-3, 1.1-4, 1.1-6. Para efectos de esta Guía, se considera un contenido de azufre de 0,8% en el carbón (MMA, 2014).

4.4.1 Material particulado

En el caso de las emisiones atmosféricas de material particulado, la composición del combustible usado en calderas tiene una fuerte influencia.

En general, se puede afirmar que las emisiones de material particulado tienen una baja magnitud con combustibles gaseosos, una magnitud mediana con combustibles líquidos y una alta emisión en combustibles sólidos.

4.4.1.1 Combustibles gaseosos

Los combustibles gaseosos pueden ser quemados fácilmente en calderas que realicen eficientemente la mezcla del combustible con el aire de combustión, cuando esta mezcla se encuentra desregulada, se puede producir emisiones de material particulado como carbón no quemado.

Dentro de los combustibles gaseosos, el gas natural es el más utilizado y su composición química depende de su origen y procesamiento, por lo cual su refinación y eliminación de trazas de otros gases puede aportar a la reducción de emisiones de material particulado.

El gas licuado de petróleo, propano, gas de refinería, gas de cañería corresponden a mezclas de combustibles generados en refinerías de petróleo, por lo cual pueden tener también trazas de otros gases como azufre o sólidos que pueden influir en las emisiones de material particulado generado al ser quemado en calderas. Una regulación de la relación aire/combustible específica para el tipo de gas combustionado puede asegurar también mantener bajas las emisiones de material particulado.

El biogás se genera por la descomposición anaeróbica de materia orgánica de diferente tipo, tal como la generada por rellenos sanitarios, planteles de crianza de animales o plantas de reciclaje de residuos orgánicos municipales. Este tipo de gas puede tener trazas de diferentes contaminantes dependiendo de su origen, por lo cual, su procesamiento y tratamiento previo a su uso en combustión en calderas puede reducir la emisión de material particulado.

El gas de alto horno o gas de coque se genera por el procesamiento de carbón mineral o fondos de estanque de petróleo, por lo cual puede tener trazas elevadas de azufre y sustancias químicas en su composición que al ser quemadas pueden genera altas emisiones de material particulado. La magnitud de estas emisiones puede ser muy variable, por lo que su uso directo en calderas u hornos de calentamiento no es recomendable y se requiere de un control de emisiones riguroso y continuo.

(d): (EPA, 2003), Tablas: 1.6-1, 1.6-2, 1.6-3.
(e): (EPA, 2008b), Tabla 1.5-1. El MP corresponde a la fracción menor a 10 µm, se asume $MP_{10} = MP_{2,5}$. Para efectos de esta Guía, se considera un contenido de azufre de 150 ppm en el GLP (ENAP).

4.4.1.2 Combustibles líquidos

Los combustibles líquidos pueden ser quemados en calderas que realicen eficientemente la mezcla del combustible con el aire de combustión. Cuando esta mezcla se encuentra desregulada se pueden producir altas emisiones de material particulado como carbón no quemado.

El aceite quemado no corresponde a un combustible regulado, sino más bien a un residuo industrial, que puede tener una composición química muy variable, dependiendo de su origen, y puede tener altos contenidos de sustancias químicas que al ser quemadas en calderas pueden generar altas emisiones de material particulado. Su uso en calderas no está permitido ni es recomendable sin que se realice un estudio de impacto ambiental detallado.

Los combustibles líquidos livianos como el petróleo diésel o petróleo N°2, queroseno o parafina, tienen en general un bajo contenido de azufre y cenizas que se encuentra regulado, por lo cual su uso como combustible en calderas es permitido y de amplio uso, sin embargo, los quemadores que se utilizan para tal efecto deben estar diseñados para asegurar la regulación de la relación aire/combustible.

Los combustibles líquidos pesados, como el petróleo diésel marino, petróleos N°5 y N°6, pueden tener altas concentraciones de azufre y ceniza, por lo cual las emisiones de material particulado pueden ser altas. Su uso en calderas no es recomendable y se requiere de un estricto control de sus emisiones.

El licor negro no corresponde a un combustible regulado, sino más bien a un residuo industrial, que puede tener una composición química muy variable dependiendo de su origen y puede tener altos contenidos de sustancias químicas, que al ser quemadas en calderas pueden generar altas emisiones de material particulado.

4.4.1.3 Combustibles sólidos

La combustión de combustibles sólidos es difícil en calderas, por lo cual su uso requiere de una preparación previa y de sistemas complejos para asegurar una eficientemente mezcla del combustible con el aire de combustión. Dependiendo del origen del combustible las cantidades de azufre y ceniza puede ser muy elevadas, por lo que se pueden producir altas emisiones de material particulado.

El carbón mineral, ya sea bituminoso o sub bituminoso, puede tener una composición química muy variable dependiendo de su origen y se requiere de su acondicionamiento previo a ser utilizado en calderas diseñadas especialmente para un tipo de carbón. Se debe cuidar el

contenido de humedad, de azufre, dureza, tamaño del grano, contenido de cenizas y de algunos de sus compuestos químicos para asegurar la combustión adecuada.

El petcoke o coque de petróleo se genera por el procesamiento de carbón mineral o fondos de estanque de petróleo, por lo cual puede tener trazas elevadas de azufre y sustancias químicas en su composición que al ser quemadas pueden genera altas emisiones de material particulado. La magnitud de estas emisiones puede ser muy variable por lo que su uso directo en calderas u hornos de calentamiento no es recomendable y se requiere de un control de emisiones riguroso y continuo.

La biomasa, leña, aserrín, viruta y despuntes pueden tener una composición muy variada dependiendo de su origen, con porcentajes de humedad altos y en general bajos contenidos de azufre. El uso en calderas de leña tratada, desechos con residuos y mezclada con otros residuos puede ser complejo y generar altos niveles de emisión de material particulado. Así mismo el uso de leña con alta humedad también puede generar alta emisión.

4.4.2 Dióxido de azufre

En el caso de las emisiones atmosféricas de dióxido de azufre, la composición del combustible, es decir, la cantidad de azufre en su composición tiene una relación directa con sus emisiones.

Los combustibles gaseosos pueden tener muy bajas cantidades de azufre, dependiendo del tratamiento que han tenido durante su refinación.

Los combustibles gaseosos como el gas de refinería, gas de petcoke o de alto horno podrían tener altos contenidos de azufre por lo cual las emisiones de dióxido de azufre podrían ser muy altas.

Los petróleos industriales pesados como el petróleo N°5 y N°6 tiene contenidos de azufre normados por el Ministerio de Energía, que son muy superiores pero pueden ser utilizados en calderas, usando equipos de reducción de emisiones de SO_2.

En los combustibles líquidos y sólidos los porcentajes de azufre pueden ser muy altos dependiendo de su origen y grado de refinación, así como si está mezclado con residuos u otros contaminantes. Por lo cual su uso en calderas u hornos de calentamiento debe ser monitoreado para evitar las altas emisiones de dióxido de azufre.

4.4.3 Óxidos de nitrógeno

La emisión de óxidos de nitrógeno depende en parte de la cantidad de nitrógeno que tiene el combustible, pero principalmente de la temperatura de combustión. A mayor temperatura de combustión, los óxidos de nitrógeno son mayores.

En las calderas que operan con agua como medio de transferencia de calor ya sea líquida o vapor, la temperatura de los gases de escape está en torno a los 200° C. En la superficie de la cámara de combustión que está en contacto con el agua, las temperaturas pueden ser cercanas a 100° C, por lo cual las emisiones de NOx no son tan altas. En el caso de calderas de fluidos térmicos, las temperaturas pueden ser mayores, por lo que las emisiones de NOx podrían ser mayores también.

En el caso de los NOx, el tipo de combustible y su composición no tiene una influencia tan grande en sus emisiones.

4.4.4 Monóxido de carbono e Hidrocarburos

La emisión de monóxido de carbono e hidrocarburos por la combustión en calderas depende principalmente de la relación aire combustible. El monóxido y los hidrocarburos es mayor cuando exista un déficit de aire en la combustión.

En general, con los combustibles gaseosos es más fácil conseguir una relación óptima. Con los combustibles líquidos y gaseosos se requiere la conversión previa del combustible a la fase gaseosa para su mezcla óptima con el aire, por lo cual su efectividad depende del diseño de los quemadores, de su mantención y regulación permanente.

En general la generación de monóxido de carbono e hidrocarburos en calderas no depende de la composición del combustible, pero sí está relacionada con el tipo de combustible y la tecnología de combustión.

4.5 Descripción de las calderas comercializadas en el país según país de origen y caracterización del mercado nacional

En esta sección se presenta un listado de las calderas comercializadas en el país con el objetivo de confeccionar una caracterización del mercado nacional.

Al respecto, en el Anexo digital del presente informe, en el archivo "**NECAL2-Empresas proveedores de calderas.xlsx**" se entrega una lista de empresas representantes o proveedoras de marcas de calderas en Chile, junto a los tipos de calderas que importan o que proveen, los tipos de combustibles que utilizan, las capacidades y quemadores. Esta información proviene de la base de datos de Aduana y revisión de internet relativo a los datos de contacto.

De lo revisado respecto a los tipos de calderas que se importan o se proveen, se tiene que la mayoría d las empresas proveen calderas de tipo industriales y de agua caliente, con aproximadamente 35 % cada una, de un universo de 149 empresas identificadas. En la Figura 4-18 se visualizan los tipos de calderas que se proveen. Cabe precisar que, por lo general, cuando no se trata de calderas con fines de calefacción o de agua caliente sanitaria para residencias o

similar, las empresas gestionan las calderas a pedido, armándolas en el país, o muchas de ellas son proveedoras de partes o repuestos.

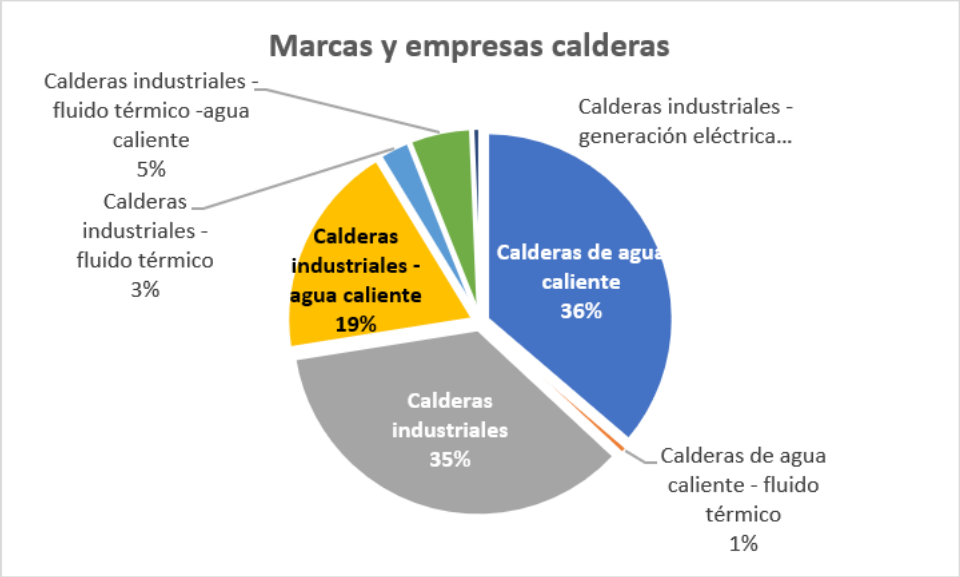


Figura 4-18 Tipos de calderas ofrecidas por empresas proveedoras.
Fuente: Elaboración propia, con Base de datos de Aduana y revisión de internet para completar información de la empresa proveedora.

La Figura 4-19 presenta una gráfica de visualización de los países de origen de las empresas proveedoras. Como se observa, la mayor participación proviene de Chile, lo cual se relaciona con lo mencionado en el párrafo anterior referido al armado local.

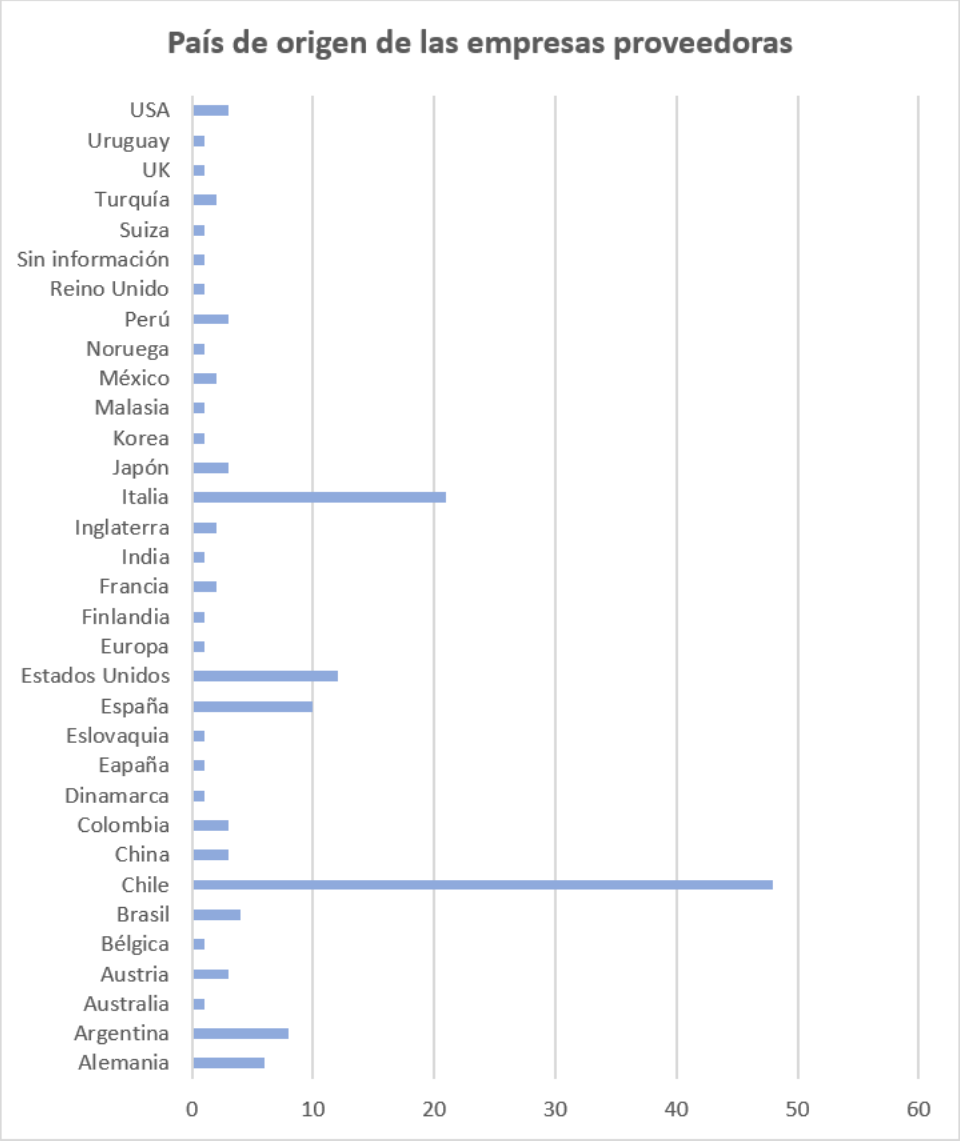


Figura 4-19 País de origen de las empresas proveedoras.
Fuente: Elaboración propia, con Base de datos de Aduana y revisión de internet para completar información de la empresa proveedora.

En esta sección se describe de forma resumida los tipos de calderas industriales comercializados en el país.

4.5.1 Tipos de Calderas Industriales

Las calderas industriales pueden clasificarse de acuerdo con su diseño en:

- Calderas Pirotubulares o Igneotubulares
- Calderas Acuotubulares

4.5.1.1 Calderas Pirotubulares o Igneotubulares

En este tipo de calderas, presentada en la Figura 4-20, la llama se forma en el hogar pasando los humos por el interior de los tubos de los pasos siguientes para ser conducidos a la chimenea; presentan una elevada perdida de carga en los humos. En este tipo de calderas el hogar y los tubos están completamente rodeados de agua.

Ventajas:

Menor costo inicial debido a su simplicidad de diseño.
Mayor flexibilidad de operación
Menores exigencias de pureza en el agua de alimentación.

Inconvenientes:

Mayor tamaño y peso.
Mayor tiempo para subir presión y entrar en funcionamiento.
No son empleables para altas presiones

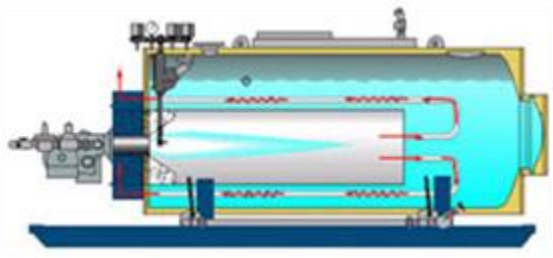


Figura 4-20 Calderas Pirotubulares o Igneotubulares

4.5.1.2 Calderas Acuotubulares

En este tipo de calderas la llama se forma en un recinto de paredes tubulares que configuran la cámara de combustión. Soporta mayores presiones en el agua, pero es más costosa, tiene problemas de suciedad en el lado del agua, y menor inercia térmica.

Ventajas:

Pueden ser puestas en marcha rápidamente.
Son pequeñas y eficientes.
Trabajan a 30 o más atmósferas.

Inconvenientes:

Mayor costo.
Deben ser alimentadas con agua de gran pureza.

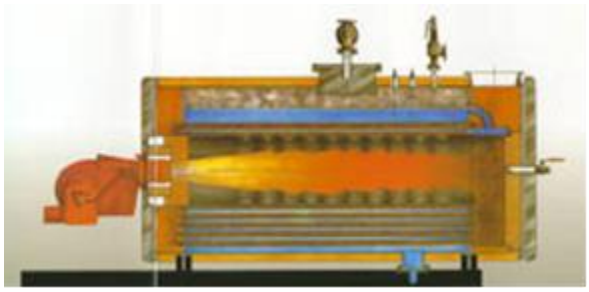


Figura 4-21 Calderas Acuotubulares

4.5.2 Tecnologías de Calderas

Según el combustible utilizado las calderas se pueden clasificar en:

- Calderas con combustibles sólidos.
- Calderas con combustibles líquidos.
- Calderas con combustible gaseoso.

A continuación, se presenta un resumen de las tecnologías empleadas en calderas industriales.

4.5.2.1 Calderas con Combustibles Sólidos

Hay numerosos tipos de generadores a vapor que operan con carbón o biomasa. Los sistemas de generación de vapor mediante la combustión con carbón están diseñados para usar carbón triturado, por lo que el combustible antes de entrar a los quemadores debe ser procesado. Las tecnologías utilizadas se pueden agrupar como se describe a continuación:

- Calderas con Parrilla Móvil
- Calderas con Quemadores de Combustible Sólido Pulverizado
- Calderas de Lecho Fluidizado
- Calderas de Pellet gasificado

a) Calderas con Parrilla Móvil

En este tipo de calderas la alimentación de carbón o leña a la zona de combustión se efectúa mediante una parrilla móvil. Las parrillas móviles se pueden dividir a su vez en 3 grupos generales, dependiendo de la forma en que el combustible llega a la parrilla para ser quemado. Los tres tipos son:

- Alimentación inferior.
- Alimentación superior
- Spreader

b) Calderas con Combustible Sólido Pulverizado

Estas tecnologías tienen en común el uso del combustible sólido finamente pulverizado, que es inyectado a presión en el fogón, en forma similar a un quemador de petróleo. Estas calderas emplean quemadores del tipo que se indica a continuación:

- Quemador Tangencial.
- Fogón Horizontal o Wall-Fired
- Sistemas de Arco

Adicionalmente existen las calderas con quemadores ciclónicos se utilizan con carbones que tienen cenizas de bajo punto de fusión, por lo que son difíciles de utilizar en quemadores tradicionales de carbón pulverizado.

c) Calderas de Lecho Fluidizado

En las calderas de lecho fluidizado se mezcla caliza molida al carbón pulverizado y se introducen a la cámara de combustión. Una corriente forzada de gases mantiene suspendida la mezcla dentro del fogón.

Este estado de flotación de los sólidos permite a las partículas moverse libremente como en un líquido.

Se crea un ambiente turbulento donde se produce la combustión, permitiendo una gran captura de azufre a temperaturas más bajas que las calderas convencionales, lo que se traduce de menos formación de NOX, por lo que las emisiones de estos compuestos se reducen.

d) Calderas de Gasificación de Pellets

Estos tipos de calderas son una modernización de las calderas de parrillas fijas, cuentan con una alimentación automática del combustible y regulan automáticamente las condiciones de la combustión, lo que permite tener altas eficiencias y reducir la cantidad de cenizas sin quemar generadas.

Estos tipos de calderas tienen aplicaciones residenciales e industriales, como principio de combustión utilizan la gasificación previa de la biomasa, permitiendo regular la calidad de la combustión fácilmente, por lo cual se obtienen emisiones con bajas concentraciones de MP.

Son utilizadas ampliamente en aplicaciones de calentamiento de agua, no tienen aplicaciones en la producción de vapor, debido a su retardo la disponibilidad de la energía.

4.5.2.2 Calderas con Combustibles Líquidos

Estas calderas son acuotubulares al igual que en el caso anterior cambiando solamente el quemador, las dimensiones del fogón y el sistema de alimentación de combustibles. De

preferencia utilizan petróleos pesados (fuel oil), por su menor costo, pudiendo utilizar también diesel.

Los quemadores atomizan el combustible líquido inyectándolo a alta presión (hasta 300 psi) junto con el aire de combustión. El petróleo pesado debe ser previamente calentado para lograr una mejor atomización.

Los quemadores modernos permiten regular la atomización del petróleo, el aire primario y el secundario de modo de lograr una mezcla adecuada y una óptima combustión.

4.5.2.3 Calderas con Combustibles Gaseosos

Este tipo de calderas son prácticamente iguales a las que consumen petróleo, y en la práctica existen equipos con quemadores duales (gas, petróleo).

Los quemadores inyectan el gas a presión el que se dispersa fácilmente en el aire lo que genera condiciones apropiadas de combustión.

5. Identificación de las mejores técnicas y tecnologías de control de emisiones para calderas

En esta sección se presenta la identificación de las mejores técnicas y tecnologías de control de emisiones para calderas, una descripción de sus características, y su comparación.

5.1 Identificación de las potenciales tecnologías de abatimiento para reducir las emisiones de gases y partículas para las calderas

Las tecnologías de abatimiento de emisiones atmosféricas provenientes de calderas usadas en el país dependen de varios factores. La regulación internacional no define una tecnología de mitigación, es el titular de una fuente quien realiza la evaluación de qué tecnología utilizar dependiendo de cada caso. La mejor tecnología disponible dependerá de la normativa de emisiones que se deba cumplir, del tipo de combustible empleado, del tamaño de la caldera y del contaminante a abatir y la antigüedad de la caldera, ya que una alternativa es cambiar la caldera por una nueva que tenga integrado un sistema de combustión optimizado sin requerir una mitigación de la emisión de un contaminante.

De la base de datos consolidada indicada en numerales anteriores, se obtuvo información relacionada con el tipo de sistemas de control de emisiones atmosféricas para las calderas de distintas tipologías que son utilizadas actualmente en el país. Más adelante se describen las principales o potenciales tecnologías de abatimiento a analizar tanto de gases como de partículas en el marco de este estudio, mientras que en la Sección 9.2 se estiman los costos asociados a estas tecnologías.

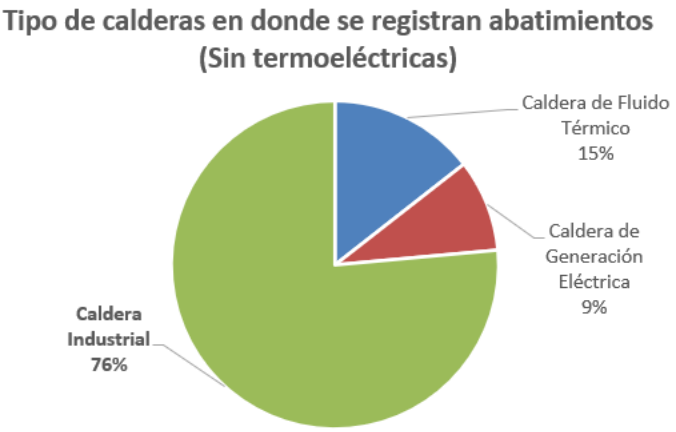
La Tabla 5-1 muestra el resumen de las tecnologías de abatimiento de emisiones presentes en las calderas catastradas a la fecha según tipo, y en la Figura 5-1 se visualizan los porcentajes de participación.

Tabla 5-1 Número de calderas que tiene integrado un sistema de abatimiento de emisiones, según tipo de caldera

Tipo de abatimiento	Caldera de Fluido Térmico	Caldera de Generación Eléctrica	Caldera Industrial	Total general
Baffes	1			**1**
Ciclón	13	1	50	**64**
Ciclon húmedo			3	**3**
Decantador seco			5	**5**
Depurador venturi			1	**1**
Desulfurizador		21	1	**22**
Filtro de mangas	3	22	44	**69**
Inyección de Agua		3	5	**8**
Multiciclón	10	6	49	**65**
Precipitador Electrostático	5	21	21	**47**
Scrubber (depurador)	2	1	6	**9**
Scrubber húmedo	1	1		**2**
Total general	**35**	**76**	**185**	**296**

Fuente: Base de datos RETC 2022, Abatimiento de emisiones DS138

Estas tecnologías se describen en las secciones siguientes, con excepción del baffer, cuya presencia se identifica en la base de datos del RETC, sin embargo, se desconoce cómo opera y no forma parte del repertorio típico de tecnologías. Se cree que podría tratarse de un error, dado que solo hay una a lo largo de todo el país. En el caso de los decantadores secos, se cree que podría tratarse de depuradores secos, que son descritos en la siguiente sección.



Para los tres tipos de calderas (C. Industrial, C. de Generación Eléctrica, y C. de Fluido Térmico) que registran sistemas de abatimiento implementados.

Figura 5-1 Tipos de calderas en que se registran sistemas de abatimiento

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos RETC 2022

La mayor parte de los equipos tiene por finalidad el control de emisiones de material particulado. Las calderas de calefacción o calderas de agua caliente, para usos residenciales, no cuentan con equipos de control. En general, trabajan con combustibles menos contaminantes que aquellos utilizados para rubros industriales o comerciales, tales como gas natural (el 50% de las calderas de agua caliente registra consumo de gas natural), gas licuado (28%) o petróleo diésel (14%).

Sólo en el caso de aplicaciones industriales de calderas de fluido térmico, calderas de generación eléctrica o de calderas industriales, es posible encontrar el uso de equipos de abatimiento de emisiones, tal como se visualiza en la Figura 5-2.

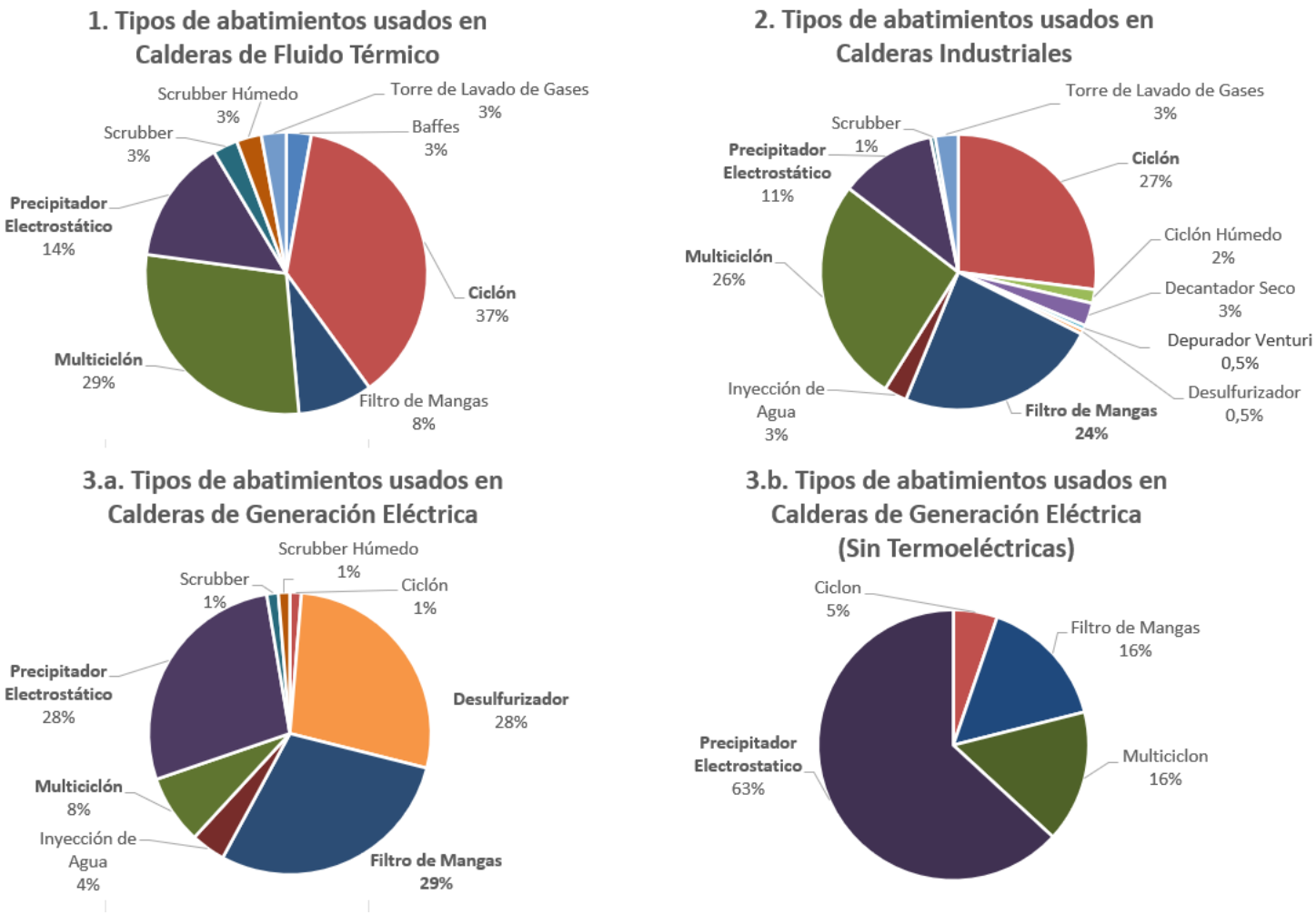


Figura 5-2 Tipos de abatimientos usados en las calderas

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos RETC 2022

En la zona sur del país es usual el uso de calderas de leña en edificios (sin el uso de equipos de abatimiento), por lo cual las emisiones son de consideración. De la Figura 5-3 se puede concluir que, aún cuando la participación de la cantidad de calderas para calentar agua o de calefacción que utiliza leña como combustible sea menor en el país (3%, equivalente a 359 calderas total país), en las regiones del sur de Chile se concentran los mayores porcentajes de calderas que utilizan leña para su funcionamiento. Entre las regiones de Biobío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos se concentra el 78% de las calderas que utilizan leña para su operación, correspondiente a 25, 39, 109 y 109 calderas respectivamente. En específico para el rubro residencial, se registran 16 calderas a leña en la Región de La Araucanía, 30 en Los Lagos y 21 en Los Ríos.

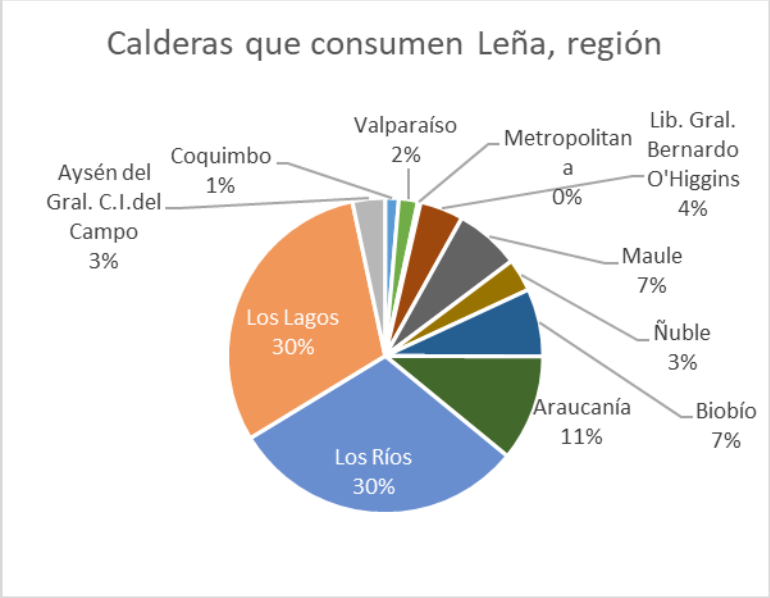


Figura 5-3 Calderas que consumen leña
Fuente: Elaboración propia, con Base de datos RETC 2022

En general, las calderas industriales que usan carbón y madera como combustible son las que tienen instalados equipos de abatimiento de emisiones; en su mayoría tienen instalados ciclones o multiciclones, los que son capaces de retener el porcentaje de material particulado grueso.

Las emisiones de combustibles líquidos y gaseosos tienen fracciones muy pequeñas de material particulado grueso, por lo cual no se justificaría el uso de equipos de control en sus instalaciones.

Es usual que las calderas industriales a carbón, que tienen instalados filtros de mangas, tienen también ciclones o multiciclones como pre-separadores de material particulado, esto con el fin de retener las partículas incandescentes que puedan dañar la tela de los filtros y para disminuir la carga de material particulado grueso que llega a las mangas.

En calderas de generación eléctrica, que usan mayoritariamente carbón como combustible, se usan precipitadores electrostáticos como equipos de control, dado que son capaces de manejar grandes volúmenes de gases. Este tipo de instalaciones usan también equipos de pre-separación como decantadores o cámaras de sedimentación con lo cual realizan una recolección primaria del material particulado más grueso aumentando la eficiencia de recolección del material particulado fino, bajo 10 micrones.

Las calderas de generación de la industria de la celulosa, que usan madera como combustible, operan también con precipitadores electrostáticos como equipos de control de las emisiones de material particulado.

5.1.1 Potenciales tecnologías de abatimiento para reducir emisiones de MP, SO_X y NOx

Dentro de la Base de datos del RETC 2022 se registran cuatro principales tecnologías de abatimiento de MP_{10}. En la Figura 5-4 se visualizan estas tecnologías y los combustibles empleados en las calderas que utilizan estos sistemas. En la base de datos no se registran tecnologías de abatimiento para NO_X.

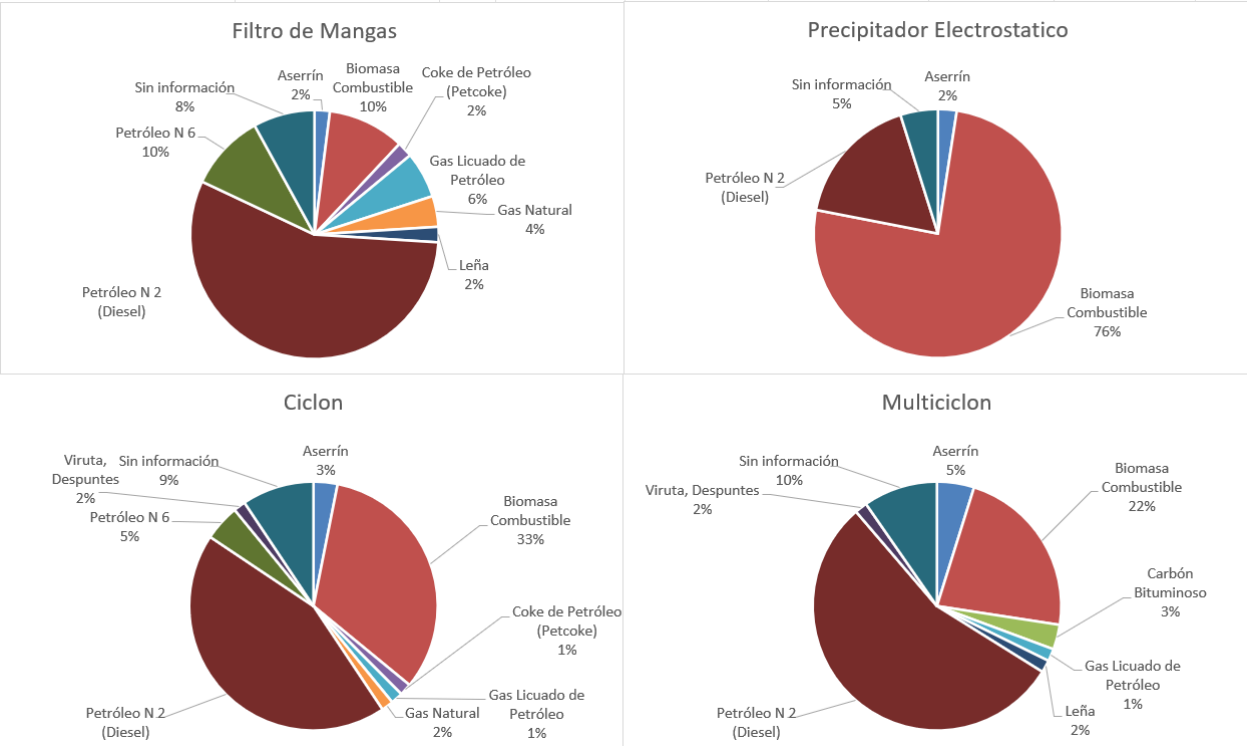


Figura 5-4 Tecnologías de abatimiento principales y combustibles utilizados, según Base de datos RETC, 2022

Fuente: Elaboración propia, con Base de datos RETC 202

El objetivo final de los equipos de control es reducir las concentraciones emitidas a la atmósfera, su funcionamiento varía entre las distintas tecnologías y, en general, cada sistema de abatimiento se enfoca en la disminución de la concentración de un contaminante, sin perjuicio de que tenga efectos sobre otros contaminantes (ya sea reducción o aumento).

En la presente sección se tomó como base el análisis efectuado en el marco del estudio realizado por DICTUC para la Seremi de Medio Ambiente, "Antecedentes para la Elaboración de la Norma Nacional de Calderas y Procesos de Combustión", 2016 y paralelamente se revisó la Documentación CoST (EPA, 2023). Este último documento contiene datos de eficiencias de equipos de control de emisiones desde distintas fuentes, y se determinó usar solo este último por las siguientes razones:

1. Credibilidad de la fuente. si bien se revisaron distintas fuentes internacionales, la EPA es de las agencias internacionales de mayor prestigio.
2. Consistencias con trabajos anteriores del MMA.
3. Actualización reciente, la versión del documento que se utilizó corresponde a septiembre del 2023 (y no existe información nueva a la fecha del presente informe).
4. El documento cuenta con metodologías que permiten realizar estimaciones de los costos para cada una de las medidas de control a considerar, considerando el combustible, el tamaño de la fuente y el contaminante a abatir.

La Documentación CoST se refiere al conjunto de documentos, manuales y herramientas que entrega la EPA en su página web[47], y que son útiles para la estimación de reducción de emisiones y costos de ingeniería asociados a la aplicación de estrategias de control de fuentes de contaminantes atmosféricos. Su nombre es a la vez el acrónimo de Control Strategy Tool (CoST) y fue desarrollado en 2008 por la EPA con el objetivo de apoyar el análisis de políticas y regulaciones asociadas a contaminación atmosférica.

Cabe destacar que la Documentación CoST sólo considera reducciones en un contaminante a la vez por tecnología. Por lo demás, no todos los equipos son aplicables a todos los tipos de caldera, en dichos casos se decide que su aplicación se puede realizar según tipo de combustible, es decir: sólido, líquido o gas. En el caso de que sea sólido, además es importante identificar si se trata de leña, carbón u otros combustibles en estado sólido.

En la Tabla 5-2 se presenta un resumen respecto de las medidas consideradas, así como las eficiencias, contaminantes y vida útil. La versión más detallada de la tabla, con detalles con respecto al tipo de combustible y tamaño de caldera se encuentra en el anexo de la Sección 12.4.

[47] https://www.epa.gov/economic-and-cost-analysis-air-pollution-regulations/cost-analysis-modelstools-air-pollution#control%20strategy%20tool

Tabla 5-2 Tecnologías de abatimiento junto a contaminante abatido, vida útil y eficiencia de remoción

Nombre tecnología	Código tecnología	Contaminante abatido	Rango vida útil (años)		Rango eficiencia (%)	
Depurador seco	DS	SO_2	20	30	83,9	95,2
Precipitador electrostático	ESP	MP	20	20	95	95
Filtro de tela o Filtro de mangas	FF	MP	15	20	99	99
Recirculación de gases de combustión	FGR	NO_X	15	15	40	40
Quemadores de baja emisión de NO_X	LNB	NO_X	15	15	47,5	47,5
Uso de tecnologías FGR y LNB en conjunto	LNB+FGR	NO_X	15	15	61	61
Reducción Selectiva No Catalítica	SNCR	NO_X	20	20	25	35
Uso de tecnologías LNB y SNCR en conjunto	LNB+SNCR	NO_X	15	15	69,5	69,5
Secado por pulverización con cal	LSD	SO_2	15	15	92	92
Oxidación forzada de piedra caliza	LSFO	SO_2	15	15	96	96
Reducción Selectiva Catalítica	SCR	NO_X	25	30	80	90
Depurador Venturi	VS	MP	20	20	90	90
Depurador húmedo	WS	SO_2	15	30	50	95,2

Fuente: Elaboración propia

Respecto a medidas de control para el COV, la Documentación CoST no entrega información sobre medidas de reducción compatibles con calderas. Adicionalmente, se considera que ajustes en la combustión son posibles y que no es necesario ningún equipo adicional, sino que lo recomendable es la adopción de buenas prácticas, principalmente: mejoras en el suministro de aire, tiempos de residencia y mezcla del combustible. En cuanto al mercurio, no existen en la Documentación CoST medidas de abatimiento específicas, sino que más bien, el mercurio se podría reducir al cambiar de tipo de combustible.

A continuación, se realiza una breve descripción de los equipos y técnicas de control que serán consideradas posteriormente en la estimación de costos.

Un **quemador de baja emisión de NO_X** (**LNB**, por sus siglas en inglés: Low-NOx Burner) es un conjunto de técnicas basadas en equipo de combustión diseñados para emitir bajas emisiones óxidos de nitrógeno. El principio tras el quemador de baja emisión de NOx, es el ajuste de la temperatura de la llama (evitando una llama de alta temperatura o inestable) para evitar la formación de gases NOx. Lo anterior se logra mediante distintas técnicas como la inyección de vapor de agua, recirculando gases o limitando el exceso de oxígeno (US-EPA, 1994). Dado que se

trata de una técnica aplicada durante la combustión puede ser aplicada en conjunto con otras técnicas de control post-combustión como los SNCR y SCR (US-EPA, 2002).

Los **SNCR (Selective Non-Catalytic Reduction o reducción selectiva no catalítica)** son equipos utilizados en calderas industriales, generadores eléctricos e incineradores para reducir las emisiones de NOx. Este equipo se puede aplicar de formar única o complementaria a otras tecnologías de abatimiento. Su eficiencia de remoción de NOx en la aplicación va desde 30% a 50%, y en general a mayor potencia del equipo menor es la eficiencia de remoción (US-EPA, 2002).

La tecnología de los SNCR se basa principalmente en la reducción de los óxidos de nitrógeno a nitrógeno gaseoso y vapor de agua. Se le inyecta un agente reductor, como amonio o urea, a la corriente gaseosa para que reaccione químicamente, sin utilizar un catalizador. Como agente reductor puede reaccionar con otras sustancias, se debe mantener la reacción dentro de un rango de temperatura y con presencia de oxígeno, por lo que se considera una reacción selectiva. Estos rangos dependen del agente reductor a utilizar (US-EPA, 2002).

Por su parte, los **SCR (selective catalytic reduction o Reducción selectiva catalítica)** se han utilizado típicamente para fuentes estacionarias de combustibles fósiles, calderas industriales y turbinas de ciclo combinado para reducir las emisiones de NOx. Esta tecnología ha sido aplicada para equipos con potencias desde 25 W hasta 800 MW, y su aplicación puede ser complementaria a la de otras tecnologías de abatimiento. En la práctica, estos equipos operan con eficiencias entre 70% y 90% (US-EPA, 2002).

Al igual que SNCR, la tecnología de los SCR se basa en la reducción química de los óxidos de nitrógeno a nitrógeno gaseoso y vapor de agua. La diferencia es que los SCR emplean un catalizador metálico para aumentar la cinética de la reacción. Al igual que el SNCR, es un proceso selectivo porque requiere un adecuado rango de temperatura y presencia de oxígeno para la reducción del NOx, junto a la aplicación de un agente reductor. El uso de un catalizador provee dos ventajas principales frente al SNCR, pero a un mayor costo: mayor eficiencia en la remoción de NOx y temperaturas menores de reacción con un rango permitido más amplio (US-EPA, 2002).

Un **precipitador electrostático (ESP**, por sus siglas en inglés) utiliza las fuerzas eléctricas para atraer las partículas de la corriente gaseosa hacia una placa de control, para así remover material particulado. Las partículas son cargadas eléctricamente al pasar por una región con un flujo gaseoso de iones, para luego ser atraídas por placas de control de alto voltaje. Las partículas atrapadas en las placas de control son removidas periódicamente por el equipo de control (US-EPA, 2002). Los parámetros de diseño del equipo dependen de las características de la operación como eficiencia deseada, densidad del gas, flujo gaseoso, viscosidad del gas, entre otras.

Un **filtro de mangas** o **filtro de tela (FF,** por sus siglas en inglés**)** consiste en capas de filtros de tela dispuestas para que el flujo gaseoso las atreviese, y el material particulado se acumule en estas. Un filtro de mangas típicamente opera con largos ciclos de funcionamiento y ciclos cortos

de limpieza. Un parámetro importante que determina la limpieza del filtro es el aumento de la pérdida de carga en el filtro, debido a la formación de una capa de partículas, la cual también mejora la eficiencia de remoción. Un filtro de mangas puede llegar a tener eficiencias de remoción entre 99% y 99.9% de material particulado (US-EPA, 2002). Los parámetros de operación más relevantes son las características del gas, partículas y de la tela del filtro. Se debe tener en cuenta que no todos los flujos gaseosos pueden ser tratados con filtros de mangos, principalmente por temperatura o corrosividad. Se debe destacar que de acuerdo a US-EPA (2004), se destaca la capacidad de los ESP y filtro de mangas, de no sólo controlar emisiones de MP, **sino que también mercurio y otros metales HAP**. Sin embargo, se desconoce la eficiencia de remoción de estos últimos, y más bien, la remoción depende de la composición del material particulado.

El **depurador Venturi** (VS por sus siglas en inglés) son equipos de control de material particulado, que remueven partículas de tamaño menor o igual a 10 micrometros. También son capaces de remover incidentalmente VOC. Estos equipos son un tipo de depurador húmedo.

La **recirculación de gases de combustión** (FGR, por sus siglas en inglés) se refiere a una recirculación de gases en el interior del cabezal del quemador, y los gases procedentes de la combustión se recirculan de nuevo sobre la llama. Esta tecnología remueve NO_X.

Los **depuradores húmedos** (WS, por sus siglas en inglés) son equipos de control que remueven principalmente SO_2 mediante la absorción de este en algún líquido utilizado como reactivo. La eficiencia de remoción va desde 90% a 99.9%. Parámetros de operación importantes son características del flujo gaseoso, eficiencia de remoción deseada y características del líquido reactivo a utilizar. Un parámetro importante para la elección del reactivo a utilizar es la solubilidad del contaminante a remover en este (US-EPA, 2002). Existen diversos diseños de lavadores húmedos, el cual depende de las características de operación específicas. El proceso general consiste en trasponer el flujo gaseoso con el flujo acuoso para que ocurra la absorción.

Los **depuradores secos** (DS, por sus siglas en inglés) son equipos de control que remueven SO_2, pero a diferencia de los depuradores húmedos no usan líquidos para absorberlo, y en su lugar, usan materiales secos como carbón activado o cal hidratada.

Adicionalmente, para la remoción de SO_2 existen tecnologías denominadas de desulfurización húmeda, en donde se remueve el contaminante de un flujo gaseoso mediante la reacción química con algún reactivo, como por ejemplo carbonato de calcio. Típicamente el flujo gaseoso contaminante se activa con el reactivo, para formar material particulado el cual es removido mediante algún equipo de control. La eficiencia de remoción puede llegar hasta el 99% (US-EPA, 2002) en algunos casos. De forma similar la desulfurización en seco, opera con la diferencia que el mecanismo de captura del material particulado en el FGD húmedo es utilizando un lavador húmedo. Se debe tener en cuenta que el lodo de salida de tratarse adicionalmente, dado su alto contenido de azufre US-EPA.

Por un lado, una tecnología de desulfurización en seco es el **secado por pulverización con cal** (LSD, por sus siglas en inglés), que es un sistema de abatimiento de SO_2 que consiste en utilizar una fina pulverización de cal apagada para absorber este contaminante en un depurador, con el fin de que se forme sulfato de calcio o sulfito de calcio, que luego se elimina junto con cenizas volantes en un filtro de tela o similar.

Por otro lado, un tipo de desulfurización húmeda es la **oxidación forzada con piedra caliza** (LSFO, por sus siglas en inglés) consiste en un sistema de abatimiento de SO_2 y funciona de forma similar al LSD, en que el contaminante se enlaza permanentemente a la caliza, en este caso forzando la oxidación desde $CaSO_3$ a $CaSO_4$.

Adicionalmente, otras tecnologías identificadas en la base del RETC que son útiles para la remoción de MP, NO_X y SO_X, pero no recomendadas por la Documentación CoST son ciclones e inyección de agua.

Los distintos tipos de ciclones usan la inercia para remover MP del caudal de gas expulsado. Estos someten al flujo a fuerza centrífuga dentro de una cámara de forma que el MP se separe del aire. Sin embargo, no son adecuados para alcanzar límites de contaminación exigentes y comúnmente se les llama “pre-limpiadores” (EPA, n.d.).

En el caso de la inyección de agua, tal y como indica el nombre, consiste en inyectar agua en la turbina de gas con el objetivo de reducir la temperatura del sistema en los lugares en que forma NO_X. Esta medida es aplicable en turbinas de gas aeroderivadas.

5.2 Comparación de diferentes tipos de tecnologías de control

A continuación de detalla la comparación de diferentes tipos de tecnologías de control de emisiones para calderas.

5.2.1 Selección de los Equipos de Remoción de Emisiones de Material Particulado

La selección del tipo de equipo a utilizar depende del porcentaje de reducción de emisiones de MP que se desea obtener, lo que depende de la normativa a cumplir, del tipo de caldera, del caudal de gases, de las características del polvo (tamaño, comportamiento eléctrico, etc.), de la composición del combustible y del costo.

Las características y volumen de polvo dependen a su vez de las características del combustible (% de cenizas, por ejemplo). El uso de combustibles con menores porcentajes de ceniza y azufre permite reducir la emisión de material particulado.

En el caso de los lavadores de gases tipo Venturi, la eficiencia de captación es mayor para tamaños de partículas gruesas sobre 10 µm y requieren del uso de un sistema para eliminar la neblina, tratar los residuos líquidos y posteriormente los lodos generados.

Equipos como los filtros de manga actualmente pueden ser utilizados en flujos de gases de alta temperatura ya que existen en el mercado telas que permiten fabricar mangas resistentes hasta 700 ºC y además su eficiencia es independiente del flujo de gases y de la composición de estos.

En el caso de los precipitadores electrostáticos, son equipos que sirven para grandes caudales de gases, soportan altas temperaturas, pero son dependientes de los caudales y características de las emisiones de material particulado a tratar, ya que distintas composiciones poseen distintas resistividades y por lo tanto cuando existen variaciones en la composición química de las emisiones, se observan variaciones en la eficiencia de captación.

En calderas de gran tamaño, se utilizan de preferencia los precipitadores electrostáticos y los filtros de mangas, porque logran un mayor abatimiento. La eficiencia de estas tecnologías es de un 95 y un 99%, respectivamente, y son compatibles con distintos tamaños de caldera y combustible. Para más detalle, ver Sección 12.4.

5.2.2 Reducción de emisiones de Óxidos de Azufre

Las emisiones de azufre son importantes en calderas de gran tamaño que usan combustibles que contienen cantidades elevadas de azufre en su composición química, tales como los distintos tipos de carbón y petróleos pesados. La biomasa, petróleos combustibles o gases contienen porcentajes muy reducidos de azufre por lo que sus emisiones de SO_2 no requieren ser controladas. Existen tres métodos para reducir las emisiones de óxidos de azufre:

5.2.2.1 Utilizar Combustibles con Menor Contenido de Azufre

El uso de combustibles bajos en azufre es la medida de control de emisiones con reducción en el origen, más efectiva, ya que las emisiones de SO_2 son directamente proporcionales a la cantidad de azufre en su composición elemental. En la siguiente tabla se presentan algunas composiciones elementales típicas de los combustibles:

Tabla 5-3 Composición de Combustibles [% p/p]

Combustible	S %	N %	Cenizas %
Gas natural	0,00	0,88 % (*)	0,00
Diesel	0,04	0,01	0,20
MDO (Marine Diesel Oil)	0,1	1,00	0,2
Petróleo Nº 6	0,80	1,00	4,70
Carbón	0,70	1,00	11,0

(*) El nitrógeno contenido en el gas natural está en forma de N_2.

Fuente: Elaboración Propia, a base de características de combustibles.

El cambio de un tipo de combustible a otro en una caldera requiere de un proceso complejo de adaptación, ya que no todos los tipos de combustible son compatibles con todos los tipos de calderas. Hay que hacer una evaluación completa del caso, en donde se incluyen:

- Evaluación de alternativas de conversión
- Evaluación de costos de operación
- Evaluación de disponibilidad de suministro de combustibles alternativos
- Diagnóstico de la disponibilidad de espacios físicos
- Cotización del proyecto de conversión
- Cubicación de los costos de la construcción
- Cotización de los costos de suministro de los combustibles alternativos
- Compra de los equipos seleccionados
- Implementación del montaje de equipos y accesorios
- Pruebas de marcha blanca

Los costos asociados a todo este proceso se relacionan con el desarrollo de los proyectos de ingeniería, costos de construcción, operación y mantenimiento.

5.2.2.2 Mecanismos de Reducción de Azufre en los Gases de Salida

El mecanismo de control más utilizado para la reducción de óxidos de azufre en el flujo de humos son los lavadores o depuradores de gas húmedos en donde lo que se busca es transformar el SO_2 a otro producto (Pasichnyk et al., 2023). Estos son similares a los lavadores de gases utilizados para capturar partículas, pero en vez de agua utilizan un solvente (solución alcalina, usualmente agua con cal). Algunos equipos que pertenecen a este tipo de tecnología fueron descritos antes (p.ej. LSD y LSFO). Cabe mencionar que estas tecnologías y el uso de depuradores tiene como beneficio ambiental adicional la reducción de las emisiones de mercurio (Srivastava & Jozewicz, 2001).

5.2.2.3 Combustión en Lecho Fluidizado

Los lechos fluidizados constituyen una tecnología de combustión avanzada que permite el control del SO_2. En ellos un flujo de gases se desplaza hacia arriba a través de un lecho y las partículas se agitan vertical y horizontalmente, lo que permite una mezcla rápida de las partículas. Otra ventaja del lecho fluidizado es que la combustión se realiza a menor temperatura (± 850°C) lo que disminuye la producción de NO_X.

Adicionalmente la tecnología de lecho fluidizado puede utilizarse para la combustión de otros combustibles sólidos como biomasa, desechos de maderas, desechos industriales (plásticos, neumáticos). Esta tecnología es una forma de desulfurización de gases, sin embargo, no se considerará para la estimación de costos, debido a que no está recomendada en la Documentación CoST.

5.2.3 Reducción de Monóxido de Carbono y Compuestos Orgánicos Volátiles

El monóxido de carbono y los COVs son gases que se producen por la combustión incompleta del combustible, por lo que usualmente su control en fuentes del tipo calderas industriales se efectúa mejorando el proceso de combustión y no mediante procesos de abatimiento. Los quemadores

usados en calderas más modernas están diseñados para optimizar el consumo de combustible, lo que redunda en una menor generación de CO y COV. Este control se realiza con la medición continua del contenido de oxígeno de los gases de combustión, lo que regula la relación de aire combustible, de entrada, reduciendo el CO y los COVs en su generación.

El cumplimiento de una norma de CO para calderas grupales, que usen combustibles limpios, es de fácil implementación, en calderas con quemadores de una o dos etapas implica la regulación fija de la entrada de aire al quemador, con quemadores modulantes la regulación automática mediante la medición del porcentaje de oxígeno en los gases de salida es lo recomendable.

5.2.4 Reducción de Óxidos de Nitrógeno (NO_X)

La disminución de las emisiones de NO_X se puede lograr ya sea disminuyendo su formación o usando tecnologías de abatimiento. Para controlar la formación o generación de óxidos de nitrógeno (NO_x) existen básicamente los siguientes métodos genéricos, estos son:

- Disminución de las entradas de nitrógeno.
- Combustible con bajo contenido de nitrógeno.
- Uso de oxígeno en vez de aire.
- Reducir la temperatura máxima (*peak*) de llama (con combustión retardada o en etapas, bajo exceso de aire, gas recirculado o vapor).
- Reducir el tiempo de residencia a altas temperatura de los gases de combustión.
- Reducción química del NO_X (SCR y SNCR).
- Uso de sorbentes que captan el NO_X.

Los tres primeros métodos están enfocados en evitar la formación de NO_X, y los dos últimos se enfocan en reducir los NO_X producidos a N_2 u otros gases (N_2O_5) de fácil remoción; por esto los métodos de control de emisiones de NO_X se pueden clasificar en:

5.2.4.1 Modificaciones en la Combustión y en los Procesos

Estas modificaciones dependen del tipo de fuente fija y de las condiciones de operación propias de cada proceso. Los principales métodos utilizados en este caso son:

- Bajo exceso de aire.
- Quemadores Low NOx.
- Recirculación de Gases de Combustión.

5.2.4.2 Tecnologías de Post Tratamiento para Control de Emisiones de NOx

Las tecnologías más utilizadas transversalmente para la mayoría de los tipos de fuentes y procesos son:

- Reducción Catalítica Selectiva (SCR).
- Reducción No Catalítica Selectiva (SNCR).

Tabla 5-4 Condiciones Típicas de Operación y Eficiencia de los Sistemas de Post Combustión para Abatir NOX

Equipo	Captación	Temperatura ° C	Carga NO_X ppm[a]
Reducción Catalítica Selectiva (SCR)	80% - 90%	250° - 430°	> 20
Reducción Selectiva No Catalítica[b] (SCNR)	25% - 35%	870° - 1.150°	200 – 400[b]

(a) Eficiencia aumenta con concentración de NO_X. Bajo 20 ppm baja de 70% y los costos aumentan.

(b) Este método sólo es recomendable para altos niveles de NO_X en los gases de combustión.

Fuente: Elaboración Propia

Adicionalmente, existen otras tecnologías, como LNB y FGR, que fueron antes descritas y que serán consideradas en la estimación de costos, y que en el caso del LNB, puede ser usada en conjunto con las tecnologías SCR y SNCR.

5.2.5 Ventajas y Desventajas de Tecnologías de Control

Los costos de inversión de las tecnologías de control son referenciales entre sí, dado que dependen del tamaño del equipo requerido, caudal a tratar, del tipo de fuente, del tipo de quemador que se encuentre instalado, de las condiciones de operación de la fuente, entre otros.

Para un mismo tamaño de fuente, en una instalación especifica, los costos de inversión y operación pueden variar dependiendo de las características físicas de las instalaciones actuales, de la disponibilidad de espacio, de la oferta internacional de equipos entre otras variables económicas y logísticas, las que deben ser evaluadas caso a caso.

A continuación, se presentan las ventajas y desventajas producidas al utilizar las tecnologías de control más utilizadas en Calderas para diferentes contaminantes:

Tabla 5-5 Ventajas y desventajas de tecnologías de NOx en calderas

Tecnología Reducción	Ventajas	Desventajas
Quemadores de baja emisión de NO_X (LNB)	Menor costo de inversión y operación que SCR y SNCR	-
Recirculación de gases de combustión (FGR)	Costo mediano	Aumento de consumo de combustible. Aumento en las emisiones de MP y CO.
Reducción selectiva no catalítica (SNCR)	Menores costos de inversión y operación que los SCR.	Temperatura de operación mayor que la temperatura de salida de los gases de combustión de una caldera industrial.
Reducción selectiva catalítica (SCR)	Mayor reducción que otros métodos como SNCR y LNB aplicable con bajas concentraciones de NO_X	Costos de Inversión y operación mayores que SNCR y Low NO_X. Temperatura de operación mayor que la temperatura de los gases de combustión típica de una caldera industrial.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5-6 Ventajas y desventajas de tecnologías de MP en calderas

Tecnología Reducción	Ventajas	Desventajas
Ciclones*	Bajo costo, soporta altas temperaturas de operación	Solo aplica a particulado grueso.
Filtros de manga (FF)	Aplicable a todo tamaño y tipo de calderas.	No es factible con combustibles líquidos, requiere gran espacio para su instalación.
Depurador Venturi (VS)	Soporta altas temperaturas y tipos de material particulado	Alto costo de operación por suministro de agua, adsorbentes y tratamiento de RILES.
Precipitador electrostático (ESP)	Alta eficiencia con MP fino, soporta altas temperaturas.	Alto costo de inversión, requiere gran espacio, solo aplicable a calderas de gran tamaño.

*No será considerada en la estimación de costos
Fuente: Elaboración propia

Tabla 5-7 Ventajas y desventajas de tecnologías de CO en calderas

Tecnología Reducción	Ventajas	Desventajas
Regulación de la combustión	De fácil implementación, bajo costo	Solo aplicable a calderas pequeñas de una o dos etapas.
Lazo de control con medición de CO continua.	De alta efectividad.	Alto costo de operación, se requiere de medición continua de CO, solo aplicable a calderas de gran tamaño y de consumo variable.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5-8 Ventajas y desventajas de tecnologías de SO_2 en calderas

Tecnología Reducción	Ventajas	Desventajas
Oxidación forzada de piedra caliza (LSFO)	Compatible con todos los tipos de combustible.	No es compatible con calderas menores a 25 MW.
Secado por pulverización con cal (LSD)	Compatible con todos los tipos de combustible.	Solo compatible con calderas generadores de energía.
Depurador húmedo (WS)	Compatible con distintos tipos de combustible en estado sólido, líquido y gaseoso y todos los tamaños de caldera.	Baja eficiencia cuando se usa con combustibles gaseosos.
Depurador seco (DS)	Compatible con distintos tipos de combustibles en estado líquido, sólido y gaseoso y todos los tamaños de caldera. Alta eficiencia.	Altos costos de inversión.
Lecho fluidizado*	De alta eficiencia, bajo costo de operación, menores emisiones de NOx	Corresponde a un diseño de caldera integrada, aplicable a calderas de gran tamaño.

*No será considerada en la estimación de costos
Fuente: Elaboración propia

6. Desarrollo de una base de datos a nivel nacional de calderas y sus respectivas emisiones

6.1 Consolidación de una base de datos nacional de calderas.

Para la consolidación del catastro nacional de calderas para el año 2022, el cual se adjunta como el anexo digital "**NECAL2-Catastro_Nacional_Calderas.xlsx**", se tomó como base el registro de consumos de combustible del RETC y se complementó con el Registro de Fuentes y Procesos (RFP) 2023[48] de la SMA. Estas bases de datos se compilaron utilizando el código RUEA como identificador de fuentes comunes, resultando en un total de 10.147 registros únicos de calderas, cuyo detalle se presenta en la Tabla 6-1. Sobre esta base se fueron complementando los campos de información incompletos a partir de la base de datos de Emisiones 2022 del RETC, el Registro de Fuentes y Procesos 2021 y la base de datos de Abatimientos del RETC. Para todas estas se realizó un filtro identificando sólo los registros correspondientes a calderas.

Tabla 6-1 Desagregación de calderas por fuente de información

Fuente de información	Cantidad de calderas
RETC	162
RFP	2.971
Ambos	7.014
Total	**10.147**

Fuente: Elaboración propia

Para realizar el cruce entre las distintas fuentes de información se utilizaron dos identificadores; uno para reconocer establecimientos y otro para reconocer calderas específicas. El identificador para establecimientos utilizado fue el código RETC, el cual corresponde a un número de entre 2 y 7 dígitos, y que es consistente para representar a un establecimiento a lo largo de las distintas fuentes de información del RETC y RFP. Este identificador fue utilizado para incorporar campos de información propia del establecimiento donde opera la caldera, tales como el RUT o razón social, los datos de georreferenciación y el código de Clasificación Internacional Industrial Uniforme (CIIU). El identificador utilizado para calderas es el "Código RUEA" o código de fuente, correspondiente a un código de 4 letras y 4 números, el cual es consistente para representar una misma caldera en todas las fuentes de información consideradas. Este identificador se utilizó para incorporar campos de información específica de cada caldera, tales como potencia térmica, fecha de inicio de operación, horas de operación, sistemas de abatimientos, entre otros.

Es importante destacar que las distintitas fuentes de información utilizadas para la consolidación del catastro no estaban completas en todos sus campos. Además, estas no tenían la misma cantidad de registros de calderas ni compartían necesariamente todas las mismas fuentes, por lo que hay campos de información que se encuentran incompletos en la base de datos final. Esto es específicamente relevante en los campos relacionados a los sistemas de abatimiento de

[48] Se consideraron las calderas que iniciaron su operación hasta el 31 de diciembre de 2022.

contaminantes implementados en cada caldera, dónde se pudieron recopilar alrededor de 500 registros de sistemas de abatimiento correspondientes alrededor de 200 calderas.

6.1.1 Clasificación de calderas según sector económico

Uno de los objetivos de esta actividad consistió en clasificar las distintas calderas registradas según la actividad económica que realiza el establecimiento en el cual se encuentra. Para esto se consideraron las clasificaciones propuestas por la contraparte, es decir Industrial, Comercial, Institucional, o Residencial, pero siguiendo las clasificaciones utilizadas por el IPCC se decidió agrupar las categorías Comercial e Institucional.

Para asignar estas categorías se utilizó el código CIIU que describe la actividad económica que realiza un establecimiento. Este está compuesto por una "Sección" la cual corresponde a una letra entre la A y la U, en orden alfabético, la cual resume de manera general en qué consisten las actividades económicas comprendidas en esta, y un código de 4 números que describe la actividad específica realizada por el establecimiento. La Tabla 6-2 muestra en qué consiste cada sección y cómo se asignó un sector económico a cada una de ellas. De esta manera se hizo el cruce, mediante el CIIU, para asignar un sector económico a cada caldera del catastro nacional.

Tabla 6-2 Clasificación de sector económico según sección del CIIU

Sección	Glosa	Sector
A	Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca.	Industrial
B	Explotación de minas y canteras.	Industrial
C	Industria manufactureras.	Industrial
D	Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado.	Industrial
E	Suministro de agua; evacuación de aguas residuales, gestión de desechos y descontaminación.	Industrial
F	Construcción.	Industrial
G	Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas.	Comercial / Institucional
H	Transporte y almacenamiento.	Comercial / Institucional
I	Actividades de alojamiento y servicio de comidas.	Residencial
J	Información y comunicaciones.	Comercial / Institucional
K	Actividades financieras y de seguros.	Comercial / Institucional
L	Actividades inmobiliarias.	Residencial
M	Actividades profesionales, científicas y técnicas.	Comercial / Institucional
N	Actividades de servicios administrativos y de apoyo.	Comercial / Institucional
O	Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria.	Comercial / Institucional

Sección	Glosa	Sector
P	Enseñanza.	Comercial / Institucional
Q	Actividades de atención a la salud humana y de asistencia social.	Comercial / Institucional
R	Actividades artísticas, de entretenimiento y recreativas.	Comercial / Institucional
S	Otras actividades de servicio.	Comercial / Institucional
T	Actividades de los hogares como empleadores; actividades no diferenciadas de los hogares como productores de bienes y servicios para uso propio.	Residencial
U	Actividades de organizaciones y órganos extraterritoriales.	Comercial / Institucional

Fuente: Elaboración propia a partir de INE (2014)[49]

6.1.2 Resultados del catastro nacional de calderas para el año 2022

La Tabla 6-3 muestra la distribución de calderas a nivel nacional según región y sector o rubro económico al que pertenecen. Se observa que la distribución total según sector económico es bastante pareja entre las tres categorías, siendo el sector residencial en que tiene una mayor cantidad de calderas. Además, la región que contiene mayor número de calderas corresponde a la Región Metropolitana, la cual contiene el 50% de las calderas del país, dónde en su mayoría estas corresponden a calderas residenciales. Para revisar en detalle la información específica de las calderas compiladas referente a potencia, antigüedad, combustible, consumo nominal, sistemas de abatimiento, entre otra, se debe revisar el anexo digital "**NECAL2-Catastro_Nacional_Calderas**".

Tabla 6-3 Cantidad de calderas por región y sector económico

Región	Sector			
	Industrial	Comercial / Institucional	Residencial	Total
Antofagasta	178	18	19	**215**
Araucanía	120	340	206	**666**
Arica y Parinacota	28	2	2	**32**
Atacama	38	8	4	**50**
Aysén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	28	150	24	**202**
Biobío	303	278	28	**609**

[49] https://www.ine.gob.cl/docs/default-source/buenas-practicas/clasificaciones/ciiu/clasificador/ciiu4-cl-2012.pdf?sfvrsn=509b707c_3

Región	Sector			
	Industrial	Comercial / Institucional	Residencial	Total
Coquimbo	40	19	19	**78**
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	240	41	18	**299**
Los Lagos	315	473	131	**919**
Los Ríos	95	438	100	**633**
Magallanes y de la Antártica Chilena	253	67	18	**338**
Maule	257	87	46	**390**
Metropolitana de Santiago	946	1.071	3.137	**5.154**
Ñuble	110	83	25	**218**
Tarapacá	37	1	2	**40**
Valparaíso	215	103	49	**367**
Total	**3.203**	**3.179**	**3.828**	**10.210**

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 6-4 presenta una comparación entre el catastro realizado para el AGIES del anteproyecto de la norma de emisión para calderas (MMA, 2017) y el catastro realizado por el equipo consultor. Es importante mencionar que, si bien los sectores económicos fueron asignados mediante los códigos CIIU, tal como fue explicado en el apartado anterior, el equipo consultor notó que muchas calderas que por CIIU estaban clasificadas como Comerciales/Institucionales correspondían a establecimientos como “Edificio”, “Condominio”, “Comunidad del Edificio”, o equivalentes, por lo que estos se reasignaron manualmente al sector Residencial. Para dimensionar la magnitud de este ajuste, el catastro actual previo a ésta modificación contaba con 3.277 calderas industriales, 5.198 calderas Comerciales/Institucionales y 1.795 calderas Residenciales. Esto puede explicar en parte las diferencias en el número de calderas pertenecientes a cada sector económico presentadas en la Tabla 6-4.

Tabla 6-4 Comparación de número de calderas por sector económico entre el AGIES del anteproyecto y el catastro actual

Sector	AGIES Estudio MMA 2017	Actual Estudio MMA 2023
Industrial	2.248	3.203
Comercial / Institucional	5.294	3.179
Residencial	2.605	3.828
Total	**10.147**	**10.210**

Fuente: Elaboración propia, utilizando los datos del AGIES del anteproyecto de la norma de emisión de calderas, MMA (2017)

6.2 Elaboración de inventario de emisiones

A partir del catastro de calderas elaborado en la sección precedente, se elaboró un inventario de emisiones nacional de calderas de los contaminantes MP, $MP_{10,}$ $MP_{2.5}$, SO2, NOx, NH3, CO, Hg y COV. El inventario de emisiones elaborado se encuentra disponible en el anexo digital "NECAL2-Calculo_Emisiones.xlsx".

En las siguientes subsecciones se presenta la metodología utilizada para la estimación del inventario de emisiones y los resultados obtenidos.

6.2.1 Revisión y corrección de datos

Se realizó una revisión de las bases de datos originales utilizadas como fuentes para el presente estudio, a partir del RETC y RFP (ver Sección 6.1), con el objetivo de corregir errores e identificar datos faltantes. Esta revisión permitió observar que existe un grado de incompletitud e inconsistencia relevante. Debido a lo anterior, cabe mencionar que **el inventario de emisiones es elaborado a partir de la mejor información disponible y posee un carácter informativo**, por lo que no pretende reproducir exactamente la realidad.

Los valores corregidos se encuentran en el anexo digital "NECAL2-Consumo_Calderas.xlsx". En las siguientes secciones se presenta el análisis realizado para obtener los datos a utilizar en el cálculo de las emisiones.

6.2.1.1 Completitud de datos faltantes

Se identificaron fuentes con campos vacíos, los cuales fueron completados según lo descrito en la presente sección. La base de datos obtenida del RFP, utilizada para complementar el catastro de calderas, no reporta información sobre el consumo de combustible primario y secundario, sino que únicamente contiene el valor del consumo nominal de combustible primario y secundario. En estos casos, correspondiente a 2.971 calderas, se realizó una estimación utilizando un factor de planta promedio[50] por zona geográfica y tipo de caldera, calculado con los datos de las calderas que sí cuentan con información tanto de consumo real como consumo nominal. Estos fueron calculados de acuerdo a la Ecuación 6-1, que consiste en el consumo anual de combustible de cada fuente dividido por el consumo nominal (consumo máximo), ambos normalizados a la unidad de medida de toneladas. Los valores obtenidos se presentan en la Tabla 6-5.

Ecuación 6-1 Cálculo factor de planta

$$Factor\ de\ planta = \frac{Consumo\ \left(\frac{ton}{año}\right)}{Consumo\ nominal\ \left(\frac{ton}{año}\right)}$$

[50] La estimación del factor de planta promedio considera solo las fuentes con factores de planta menores a 1.

Tabla 6-5 Factor de planta promedio

Zona geográfica	Tipo de caldera	Factor de planta promedio	Número de calderas
Norte	Caldera Agua Caliente	0,23	83
	Caldera de Fluido Térmico	0,13	11
	Caldera de Generación Eléctrica	0,22	26
	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	0,20	122
Centro	Caldera Agua Caliente	0,49	3.180
	Caldera de Fluido Térmico	0,26	55
	Caldera de Generación Eléctrica	0,25	18
	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	0,20	589
	Caldera Recuperadora	0,07	1
Sur	Caldera Agua Caliente	0,18	871
	Caldera de Fluido Térmico	0,45	8
	Caldera de Generación Eléctrica	0,46	3
	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	0,26	114
	Caldera Recuperadora	0,42	2
Austral	Caldera Agua Caliente	0,26	167
	Caldera de Fluido Térmico	0,99	1
	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	0,82	88
Total		-	**5.339**

Fuente: Elaboración propia

A partir del factor de planta promedio y el consumo nominal, se realizó una estimación del consumo de combustible faltante, como se presenta a continuación:

Ecuación 6-2 Corrección del consumo de combustible nulo

$$Consumo\ estimado\ \left[\frac{ton}{año}\right] = FP_{promedio}[\%] \cdot Consumo\ nominal\ \left[\frac{ton}{año}\right]$$

Por otro lado, existen 3.038 fuentes que no reportan horas de operación anuales. Para suplir esta falta de información se estimaron las horas de operación, utilizando tanto combustible primario como secundario, mediante la Ecuación 6-3. Esta corrección asume que las horas que operó la caldera lo hizo a su máxima capacidad.

Ecuación 6-3 Estimación de horas de operación anuales

$$horas\ operación\ estimadas\ \left[\frac{h}{año}\right] = FP[\%] \cdot 8.760\ \left[\frac{h}{año}\right]$$

Por último, 956 fuentes no poseen información sobre la potencia de la caldera. Esto se completa estimando la potencia mediante la Ecuación 6-4. Como se puede notar, el consumo está en unidades de energía, lo cual se obtiene multiplicando por el poder calorífico del combustible correspondiente (ver Tabla 12-5).

Ecuación 6-4 Estimación de potencia

$$Potencia\ estimada\ [MW] = Consumo\ nominal\ \left[\frac{ton}{h}\right] \cdot Poder\ Calorífico\ [\frac{MWh}{ton}]$$

En la Tabla 6-6 se presenta el resumen de la corrección de datos faltantes en la base de datos de consumo de calderas, junto con la cantidad de fuentes que no reportaban información para cada campo.

Tabla 6-6 Corrección de datos faltantes

Campo de información	Cantidad de fuentes sin información	Corrección realizada
Consumo combustible	2.971	$Consumo = FP_{promedio} \cdot Consumo\ nominal$
Horas operación anuales	3.038	$horas\ operación\ = FP[\%] \cdot 8.760$
Potencia	956	$Potencia\ estimada\ = Consumo\ nominal \cdot Poder\ Calorífico$

Fuente: Elaboración propia

6.2.1.2 Corrección de datos

Se identificaron ciertos errores en los datos originales que pueden deberse a errores de digitación en los valores o errores en las unidades de medida declaradas. Un primer error relevante que destacar es la unidad de medida del consumo de combustible, la cual se encuentra expresada en unidades por hora. Sin embargo, la revisión de las magnitudes reflejó que los consumos realmente están reportados en un periodo de tiempo anual, a diferencia del consumo nominal que sí se encuentra en unidades por hora. Por lo tanto, se corrigió la unidad de medida del consumo de combustible y luego se estandarizó a ton/año, utilizando las densidades de los combustibles y las conversiones correspondientes, mientras que para el consumo nominal se realizaron las transformaciones correspondientes para estandarizarlo a ton/h.

Por otro lado, el factor de planta, estimado a partir de la Ecuación 6-1 para cada fuente, debiese ser un número entre 0 y 1, ya que la energía del consumo anual no debiese sobrepasar la energía máxima posible. Para el caso de las calderas cuyo factor de planta calculado fuese mayor a 1, se realizó un ajuste del consumo reportado: se utilizó el factor de planta promedio por zona geográfica y tipo de caldera estimado (presentado en la Tabla 6-5), y se corrigió mediante la Ecuación 6-5. Cabe destacar que esta corrección tiene asociado el supuesto de que el consumo nominal está correcto, por lo que se corrige únicamente el consumo de combustible.

Ecuación 6-5 Corrección del consumo de combustible

$$Consumo\ corregido\left[\frac{ton}{año}\right] = \frac{FP_{promedio}}{FP_{fuente}} \cdot Consumo\ de\ combustible\left[\frac{ton}{año}\right]$$

Adicionalmente, se aplica otro filtro que permite corregir los consumos que se encuentran fuera de rango. Para esto, se consideró que las fuentes cuyo factor de planta es mayor o menor al factor de planta promedio por dos desviaciones estándar, se encuentran fuera de rango y sus consumos deben corregirse. Para esta corrección también se utilizó la Ecuación 6-5.

Continuando con las revisiones, se identificaron 34 fuentes en las cuales la suma de las horas de operación anuales con combustible primario y secundario superaban las 8.760 horas que existen en un año. Para corregir esto, se estimaron las horas de operación mediante la Ecuación 6-3, obteniéndose que en 30 de estas fuentes las horas estimadas no superan el máximo, por lo que se corrigieron las horas reportadas. Respecto a las fuentes cuyas horas estimadas también superaban el máximo, se decidió excluirlas del inventario.

Por último, se registran potencias excesivamente elevadas en algunas fuentes. Para identificar estos posibles errores, se estima el percentil 95 de las potencias por tipo de caldera, presentado en la Tabla 6-7. En total, hay 538 fuentes cuya potencia declarada es mayor al percentil 95, considerado fuera de rango factible. Para estos casos, se corrige la potencia suponiendo que la caldera operase con un factor de planta del 50%. Las fuentes cuyo valor corregido sigue encontrándose por sobre el percentil 95, se decidió excluirlas del inventario.

Tabla 6-7 Percentil 95 de las potencias por tipo de caldera

Tipo de Caldera	Percentil 95 (MW)
Caldera Agua Caliente	33
Caldera de Fluido Térmico	34
Caldera de Generación Eléctrica	928
Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	42
Caldera Recuperadora	5.393

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 6-8 se presenta el resumen de la corrección de datos considerados erróneos o fuera de rango en la base de datos de consumo de calderas, junto con la cantidad de fuentes que presentaban error para cada campo.

Tabla 6-8 Corrección de datos erróneos

Campo	Filtro para considerar error	Cantidad de fuentes con error	Corrección realizada
Consumo combustible	$FP > 1$	473	$Consumo\ corregido = \frac{FP_{promedio}}{FP_{fuente}} \cdot Consumo$

Campo	Filtro para considerar error	Cantidad de fuentes con error	Corrección realizada
	$FP_{promedio} - 2\sigma > FP > FP_{promedio} + 2\sigma$	97	$Consumo\ corregido = \frac{FP_{promedio}}{FP_{fuente}} \cdot Consumo$
Horas operación anuales	$Horas\ declaradas > 8.760$ $Horas\ estimadas > 8.760$	4	Fuentes excluidas
	$Horas\ declaradas > 8.760$ $Horas\ estimadas \leq 8.760$	30	$Horas\ operación\ = FP[\%] \cdot 8.760$
Potencia	$Potencia\ declarada > Percentil\ 95$ $Potencia\ estimada > Percentil\ 95$	238	Fuentes excluidas
	$Potencia\ declarada > Percentil\ 95$ $Potencia\ estimada \leq Percentil\ 95$	300	$Potencia\ corregida = \frac{Potencia \cdot FP}{0{,}5}$

Fuente: Elaboración propia

Adicional a lo anterior, se debe destacar que en la base de datos no se encuentran todas las calderas cogeneradoras (recuperadoras) que deberían estar de acuerdo al listado enviado por el Ministerio de Energía a la contraparte técnica (ver Anexo 12.6). Se realizó una búsqueda a partir de los nombres de las plantas, potencia, combustible y comuna, realizando una asignación en el caso de que se identificara una correspondencia entre los datos de la lista y los datos registrados en el catastro de fuentes.

Únicamente las calderas de las plantas Licantén y Arauco de la empresa Celulosa Arauco están categorizadas como calderas recuperadoras en el catastro de calderas. Las demás calderas del listado identificadas en el catastro se encuentran originalmente registradas como Calderas Industriales, de Generación Eléctrica y de Fluido Térmico. El tipo de caldera fue corregido en estos casos.

Por otra parte, hay 9 centrales de las 20 del listado que no fueron identificadas. Se decide, para las 4 calderas de esas 9 que tienen una potencia mayor a 50 MW, agregarlas a la base de datos junto con la información que recopiló el Ministerio de Energía para dichas calderas, presentada en la Tabla 6-9. El consumo de combustible y las horas de operación de estas calderas se estiman según lo explicado en la Sección 6.2.1.1.

Tabla 6-9 Calderas cogeneradoras agregadas a la base de datos

Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Combustible	Potencia (MW)
CMPC PULP SPA.	CMPC Laja	Biobío	Laja	Biomasa Combustible	112,35
CMPC PULP SPA.	CMPC Pacífico	Araucanía	Collipulli	Biomasa Combustible	91,67
MADERAS ARAUCO S.A.	Vinales	Maule	Constitución	Biomasa Combustible	61,11
NORACID S.A.	PAM	Antofagasta	Mejillones	Petróleo N 2 (Diesel)	51,17

Fuente: Elaboración propia

Cabe destacar que, a pesar de las correcciones realizadas, se debe tener en consideración la falta de datos y la existencia de errores en ellos, los cuales se intentaron subsanar con la metodología

explicada en la presente sección. A pesar de las correcciones realizadas, aún existen datos erróneos, lo cual se debe tener en consideración al analizar los resultados finales o utilizarlos como insumo. Por ejemplo, existen calderas que sí reportan horas de operación, pero con un valor de cero, a pesar de reportar consumo distinto a cero. También, siguen existiendo calderas con potencias elevadas.

6.2.2 Metodología para la estimación de emisiones

La metodología utilizada para el cálculo de las emisiones de las calderas previamente identificadas corresponde a la metodología de cálculo recomendada en el "Manual para desarrollo de inventarios" (MMA, 2017c). La ecuación general para la estimación de emisiones es:

Ecuación 6-6 Ecuación general estimación de emisiones

$$Emisiones_k = FE_k \cdot NA \cdot \left(1 - \frac{Ea}{100}\right)$$

Donde:
$Emisiones_k$: Emisiones del contaminante “k” [t]
FE_k: Factor de emisión para el contaminante “k”
NA: Nivel de actividad
Ea: Eficiencia de abatimiento [%]

Cabe destacar que la información de los sistemas de abatimiento es obtenida de la base de datos del RETC, cuyos datos son escasos en este aspecto. Esto debe tenerse en consideración al analizar las emisiones totales.

6.2.2.1 Niveles de actividad

Los niveles de actividad corresponden a los consumos de combustible, tanto primario como secundario, de las calderas previamente identificadas, cuyos datos se obtuvieron del RETC y RFP (ver Sección 6.1). Se elaboró una base de datos con los consumos asociados a cada caldera (asociado al código único de fuente), disponible en el anexo digital “NECAL2-Consumo_Calderas.xlsx”. Los consumos se normalizaron a ton/año de forma que facilite su revisión y análisis. Para esto, en el caso de consumos reportados en unidades de volumen, se utilizan las densidades de los combustibles indicadas en la Tabla 12-5 del Anexo 12.5.

En la Tabla 6-10 se presentan los niveles de actividad original y corregido para cada tipo de caldera y su combustible asociado.

Tabla 6-10 Consumo de combustibles por tipo de caldera

Tipo de caldera	Combustible	Consumo [ton/año]	Consumo corregido [ton/año]
	Aserrín	74.550	74.553

Tipo de caldera	Combustible	Consumo [ton/año]	Consumo corregido [ton/año]
Caldera Agua Caliente	Biogás	26.429	23.681
	Biomasa Combustible	779.632	127.807
	Gas de Cañería	768.110	260.263
	Gas Licuado de Petróleo	5.999.669	2.712.624
	Gas Natural	2.060.662	542.612
	Kerosene	228.703	228.732
	Leña	49.509	45.404
	Petróleo N 2 (Diesel)	61.989	51.499
	Propano	-	47
Caldera de Fluido Térmico	Aserrín	19.037	19.037
	Biomasa Combustible	143.116	74.858
	Gas Licuado de Petróleo	109.148	109.148
	Gas Natural	15.951	13.324
	Petróleo Crudo	1.337	203
	Petróleo N 2 (Diesel)	3.781	2.424
	Petróleo N 6	2.762	1.599
Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	2.089.387	1.890.440
	Carbón	7.267.929	6.671.774
	Coke de Petróleo (Petcoke)	126.740	126.740
	Gas Licuado de Petróleo	-	0,04
	Gas Natural	299	203
	Petróleo N 2 (Diesel)	25.375	21.244
	Petróleo N 5	-	0,21
	Petróleo N 6	12.452	8.760
Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Aserrín	99.639	39.723
	Biogas	281	281
	Biomasa Combustible	5.241.623	1.745.549
	Carbón	111.090	108.878
	Combustible Sólido Alternativo	-	0,42
	Gas de Alto Horno	2.825	2.825
	Gas de Coque	12.361	12.361
	Gas de Refinería	52.630	52.631
	Gas Licuado de Petróleo	2.107.031	934.137
	Gas Natural	1.101.865	415.346
	Leña	46.548	30.935
	Petróleo Crudo	705	705
	Petróleo N 2 (Diesel)	42.635	46.009

Tipo de caldera	Combustible	Consumo [ton/año]	Consumo corregido [ton/año]
	Petróleo N 5	6.311	34.505
	Petróleo N 6	114.820	106.443
	Propano	111	111
Caldera Recuperadora	Biomasa Combustible	4.036.244	3.519.751
	Gas Natural	10.417	10.417
	Petróleo N 2 (Diesel)	-	1
	Petróleo N 6	32.081	24.783

Fuente: Elaboración propia

6.2.2.2 Factores de emisión

Los factores de emisión dependen del CCF8 asociado a los diferentes tipos de fuentes y su combustible utilizado. Estos fueron compilados a partir de la "Guía metodológica para la estimación de emisiones provenientes de fuentes puntuales" (MMA, 2019), y fueron expresados en kg/ton. Para la normalización de las unidades de medida de los factores, fue necesario utilizar las propiedades de densidad y poder calorífico de los combustibles, indicadas en la Tabla 12-5 del Anexo 12.4. El detalle de los factores de emisión recopilados se encuentra disponible en el anexo digital "NECAL2-FE_CCF8.xlsx". En la Tabla 6-11 se presentan los factores de emisión utilizados para cada tipo de caldera.

Tabla 6-11 Factores de emisión de calderas [kg/ton]

Tipo de caldera	Combustible	CCF8	MP	MP10	MP2.5	NOx	SO2	CO	COV	Hg	NH3	CO2
Caldera Agua Caliente	Aserrín	10300908	2,2	2,3	2,0	3,1	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
	Biogás	10200603	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	1,8	0,1	0,0	0,1	1.731,8
		10300603	0,2	0,2	0,2	5,9	0,0	1,8	0,1	0,0	0,0	1.731,8
		10301001	164,8	164,2	164,2	2368,1	0,2	331,5	0,0	0,0	0,0	1.947,9
		10301002	143,0	143,0	143,0	2210,2	0,2	300,0	0,0	0,0	0,0	1.947,9
	Biomasa Combustible	10300908	2,2	2,3	2,0	3,1	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
	Gas de Cañería	10201001	0,2	0,2	0,2	4,6	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	3.194,5
		10300603	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.840,1
		10301001	0,2	0,2	0,2	3,3	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3.194,5
		10301002	0,2	0,2	0,2	3,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	3.194,5
	Gas Licuado de Petróleo	10201001	0,2	0,2	0,2	4,6	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	3.194,5
		10301001	0,2	0,2	0,2	3,3	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3.194,5
		10301002	0,2	0,2	0,2	3,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	3.194,5
	Gas Natural	10300602	0,2	0,2	0,2	5,9	0,0	1,8	0,1	0,0	0,0	2.888,7
		10300603	0,2	0,2	0,2	5,9	0,0	1,8	0,1	0,0	0,0	2.888,7
	Kerosene	10300501	0,5	0,4	0,3	3,6	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	3.441,4

Tipo de caldera	Combustible	CCF8	MP	MP10	MP2.5	NOx	SO2	CO	COV	Hg	NH3	CO2
	Leña	10300908	2,2	2,3	2,0	3,1	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
	Petróleo N 2 (Diesel)	10300501	0,5	0,3	0,3	3,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	3.379,4
	Propano	10301002	0,2	0,2	0,2	3,3	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	3.194,5
Caldera de Fluido Térmico	Aserrín	10200901	3,6	3,1	2,7	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10200903	2,6	0,4	2,0	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
	Biomasa Combustible	10200901	3,6	3,1	2,7	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10200902	3,6	3,1	2,7	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10200903	2,6	0,4	2,0	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10200908	2,2	2,3	2,0	3,1	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
	Gas Licuado de Petróleo	10201002	0,2	0,2	0,2	4,1	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	3.194,5
	Gas Natural	10200601	0,2	0,2	0,2	5,9	0,0	1,8	0,1	0,0	0,1	2.888,7
		10200602	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	1,8	0,1	0,0	0,1	2.888,7
		10200603	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	1,8	0,1	0,0	0,1	2.888,7
	Petróleo Crudo	10201302	0,9	0,7	0,4	2,8	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	3.550,3
	Petróleo N 2 (Diesel)	10200501	0,5	0,3	0,2	3,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	3.379,4
	Petróleo N 6	10200401	0,6	0,5	0,4	6,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	3.400,3
Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	10100901	3,6	3,1	2,7	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10100902	3,6	3,1	2,7	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10100903	2,6	2,7	2,0	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10100908	2,2	2,3	1,6	3,1	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10100912	2,7	2,7	0,0	0,9	0,2	0,6	0,1	0,0	0,0	1.640,1
	Carbón	10100201	84,6	30,7	17,5	14,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	2.814,6
		10100202	119,9	27,1	7,1	10,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	2.814,6
		10100211	0,0	0,0	0,0	6,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	2.814,6
		10100212	119,9	27,1	7,1	6,8	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	2.814,6
		10100222	119,5	27,1	7,1	5,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	2.814,6
		10100238	8,6	7,3	0,9	4,8	0,0	8,2	0,0	0,0	0,0	2.814,6
	Coke de Petróleo (Petcoke)	10100801	0,9	0,7	0,4	9,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	3.206,0
	Gas Licuado de Petróleo	10101002	0,2	0,2	0,2	4,1	0,0	1,5	0,1	0,0	0,0	3.194,5
	Gas Natural	10100601	0,2	0,2	0,2	5,9	0,0	1,8	0,1	0,0	0,1	2.888,7
		10100602	0,2	0,2	0,2	4,6	0,0	1,8	0,1	0,0	0,1	2.888,7
		10100604	0,2	0,2	0,2	3,6	0,0	0,5	0,1	0,0	0,1	2.888,7
	Petróleo N 2 (Diesel)	10100501	0,5	0,3	0,2	3,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	3.379,4
	Petróleo N 6	10100401	0,6	0,5	0,4	6,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	3.400,3

Tipo de caldera	Combustible	CCF8	MP	MP10	MP2.5	NOx	SO2	CO	COV	Hg	NH3	CO2
Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Aserrín	10200902	3,6	3,1	2,7	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
	Aserrín	10200903	2,6	0,4	2,0	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
	Biogas	10200603	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	1,8	0,1	0,0	0,1	1.731,8
	Biomasa Combustible	10200901	3,6	3,1	2,7	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10200902	3,6	3,1	2,7	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10200903	2,6	0,4	2,0	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10200907	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.640,1
		10200908	2,2	2,3	2,0	3,1	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10200911	0,0	0,0	0,0	0,7	0,2	6,2	0,0	0,0	0,0	1.640,1
		10200912	0,0	0,1	0,3	0,9	0,2	0,6	0,0	0,0	0,0	1.640,1
	Carbón	10200201	84,6	30,7	17,5	14,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	2.814,6
		10200202	119,9	27,1	7,1	10,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	2.814,6
		10200204	30,4	6,4	2,6	5,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	2.814,6
		10200205	7,7	3,2	1,5	3,4	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	2.814,6
		10200225	7,6	3,1	1,4	3,4	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	2.814,6
	Gas de Alto Horno	10200704	0,2	0,2	0,2	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	228,6
	Gas de Coque	10200707	0,3	0,2	0,2	1,7	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	1.444,7
	Gas de Refinería	10200701	0,2	0,2	0,2	3,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	1.352,6
	Gas Licuado de Petróleo	10201001	0,2	0,2	0,2	4,6	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	3.194,5
		10201002	0,2	0,2	0,2	4,1	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	3.194,5
	Gas Natural	10200601	0,2	0,2	0,2	5,9	0,0	1,8	0,1	0,0	0,1	2.888,7
		10200602	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	1,8	0,1	0,0	0,1	2.888,7
		10200603	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	1,8	0,1	0,0	0,1	2.888,7
		10200604	0,2	0,2	0,2	3,6	0,0	0,5	0,1	0,0	0,1	2.888,7
	Leña	10200901	3,6	3,1	2,7	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10200902	3,6	3,1	2,7	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10200903	2,6	0,4	2,0	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10200908	2,2	2,3	2,0	3,1	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1
		10200911	0,0	0,0	0,0	0,7	0,2	6,2	0,0	0,0	0,0	1.640,1
	Petróleo Crudo	10201302	0,9	0,7	0,4	2,8	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	3.550,3
	Petróleo N 2 (Diesel)	10200501	0,5	0,3	0,2	3,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	3.379,4
	Petróleo N 5	10200404	1,5	1,3	0,9	6,1	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	3.400,3
	Petróleo N 6	10200401	0,6	0,5	0,4	6,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	3.400,3
	Propano	10201002	0,3	0,3	0,3	4,5	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	3.194,5
Caldera Recuperadora	Biomasa Combustible	10200901	3,6	3,1	2,7	1,4	0,2	3,8	0,1	0,0	0,0	1.640,1

Fuente: Elaboración propia

6.2.3 Resultados de la estimación del inventario de emisiones

A continuación, se presentan los resultados de la estimación del inventario de emisiones de calderas a nivel nacional. En la Tabla 6-12 se presenta el inventario de emisiones desagregado por tipo de caldera y combustible. Se puede notar que, en general, el carbón es el combustible que más emisiones genera de material particulado, NOx y CO2, cuyas calderas asociadas al uso de ese combustible son las de generación eléctrica e industriales, seguido combustibles de biomasa y gas natural.

Tabla 6-12 Inventario de emisiones por tipo de caldera y combustible utilizado [ton/año]

Tipo de caldera	Combustible	MP	MP10	MP2.5	CO	NOx	SO2	COV	NH3	Hg	CO2
Caldera Agua Caliente	Aserrín	162,87	168,97	145,51	281,62	229,99	11,73	7,98	-	2,E-03	122.276,91
	Biogas	782,46	779,48	779,48	1.601,54	11.308,97	1,25	2,20	0,23	1,E-04	42.031,10
	Biomasa Combustible	278,96	289,41	249,21	482,35	393,92	20,10	13,67	-	4,E-03	209.428,82
	Gas de Cañería	47,70	47,53	47,53	96,68	691,35	0,06	0,01	7,E-04	4,E-04	814.013,18
	Gas Licuado de Petróleo	94,34	94,34	94,34	197,81	1.457,42	0,16	-	-	3,E-06	1.526.057,48
	Gas Natural	66,36	66,36	66,36	733,50	2.445,00	5,24	48,03	4,28	2,E-03	1.195.217,03
	Kerosene	0,15	0,11	0,10	0,23	1,12	2,E-03	1,E-08	0,04	2,E-05	1.087,56
	Leña	99,18	102,90	88,60	171,49	140,05	7,15	4,86	-	1,E-03	74.459,76
	Petróleo N 2 (Diesel)	23,87	17,21	15,41	36,16	173,59	0,31	0,00	5,79	3,E-03	171.344,05
Caldera de Fluido Térmico	Aserrín	0,81	0,38	0,60	71,91	26,37	2,73	2,04	-	6,E-04	31.223,08
	Biomasa Combustible	0,54	0,46	0,40	71,71	26,29	2,99	2,03	-	6,E-04	31.135,11
	Gas Licuado de Petróleo	0,40	0,40	0,40	1,16	6,90	5,E-04	-	-	3,E-06	5.322,43
	Gas Natural	2,14	2,14	2,14	23,62	0,80	0,17	1,55	0,90	6,E-05	38.490,30
	Petróleo Crudo	0,19	0,15	0,08	0,15	0,56	-	-	-	0,E+00	720,47
	Petróleo N 2 (Diesel)	1,10	0,76	0,51	1,73	8,30	0,01	1,E-07	0,28	1,E-04	8.191,63
	Petróleo N 6	0,60	0,54	0,42	1,01	9,53	0,01	-	0,16	3,E-05	5.436,92
Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	27,86	25,90	11,93	4.183,68	2.303,13	297,54	202,30	-	5,E-02	3.100.559,47
	Carbón	15.364,69	3.713,30	1.140,90	5.189,98	42.127,37	-	1,E-04	1,09	6,E-01	11.923.679,48
	Gas Licuado de Petróleo	9,E-06	9,E-06	7,E-06	6,E-05	2,E-04	-	4,E-06	-	7,E-11	0,12
	Gas Natural	0,03	0,03	0,03	0,16	0,79	0,00	0,02	0,01	1,E-06	585,07
	Petróleo N 2 (Diesel)	0,86	0,60	0,41	15,15	72,71	0,04	0,61	2,42	1,E-03	71.766,29
	Petróleo N 5	-	-	-	-	-	-	-	-	0,E+00	-
	Petróleo N 6	0,03	0,02	0,02	5,55	52,20	0,05	-	0,89	1,E-04	29.785,78
	Coke de Petróleo (Petcoke)	0,01	0,01	0,01	34,49	1.207,25	-	4,02	-	3,E-03	406.332,03
	Aserrín	119,01	103,12	88,69	148,58	54,48	6,19	4,21	-	1,E-03	64.510,02

Tipo de caldera	Combustible	MP	MP10	MP2.5	CO	NOx	SO2	COV	NH3	Hg	CO2
Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biogás	0,05	0,05	0,05	0,50	-	4,E-03	0,03	0,02	8,E-08	486,83
	Biomasa Combustible	418,33	313,22	321,97	3.065,81	1.174,07	125,80	85,08	-	2,E-02	1.320.511,82
	Carbón	166,50	54,63	24,16	248,34	537,46	-	3,E-07	0,03	2,E-02	302.418,48
	Gas de Alto Horno	0,51	0,51	0,51	0,82	1,37	-	-	-	8,E-07	645,93
	Gas de Refinería	9,66	9,66	9,66	38,88	155,51	-	3,11	-	2,E-05	71.190,12
	Gas Licuado de Petróleo	32,28	32,40	32,40	94,30	559,93	0,04	-	-	3,E-04	432.111,70
	Gas Natural	60,52	60,52	60,52	660,59	712,85	4,83	44,73	26,02	2,E-03	1.113.167,02
	Leña	94,96	81,24	71,60	121,32	45,40	4,82	3,05	-	9,E-04	50.384,86
	Petróleo Crudo	0,66	0,52	0,29	0,51	1,94	-	-	-	0,E+00	2.501,64
	Petróleo N 2 (Diesel)	21,50	14,98	10,10	32,58	156,36	0,28	0,01	5,21	3,E-03	154.341,58
	Petróleo N 5	51,29	45,05	31,67	22,30	209,63	0,21	-	3,57	7,E-04	117.327,99
	Petróleo N 6	55,54	50,22	39,08	66,92	629,04	0,63	-	10,71	2,E-03	358.907,22
	Propano	0,03	0,03	0,03	0,08	0,50	4,E-05	-	-	2,E-07	353,31
	Gas de Coque	3,10	2,63	2,33	4,80	20,87	-	0,31	-	0,E+00	17.857,81
Caldera Recuperadora	Biomasa Combustible	2.035,82	1.764,14	1.517,16	13.295,74	4.875,11	546,38	376,71	-	1,E-01	5.772.835,09
	Gas Natural	1,67	1,67	1,67	18,47	61,56	0,13	1,21	0,70	6,E-05	30.092,14
	Petróleo N 2 (Diesel)	4,E-04	3,E-04	2,E-04	6,E-04	3,E-03	5,E-06	3,E-05	1,E-04	5,E-08	3,06
	Petróleo N 6	3,71	3,35	2,61	15,71	147,69	0,15	-	2,51	5,E-04	84.268,75

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 6-1 a la Figura 6-3 se muestran las emisiones por tipo de caldera. Se puede observar que, en el caso de MP y MP10, las calderas de generación eléctrica son las principales emisoras, representando un 77% y 48% del total, respectivamente, mientras que las calderas recuperadoras son quienes más emiten MP2.5. Para el NOx las principales emisoras son también las calderas de generación eléctrica, representando un 64% de las emisiones, y en el caso del CO las calderas recuperadoras con un 43%.

Respecto a las emisiones de SO2 y COV, en la Figura 6-3 se puede observar una predominancia de las calderas recuperadoras, representando un 53% y 47%, respectivamente. En el caso del NH3, las calderas industriales son quienes representan la mayor parte de las emisiones, con un 70%.

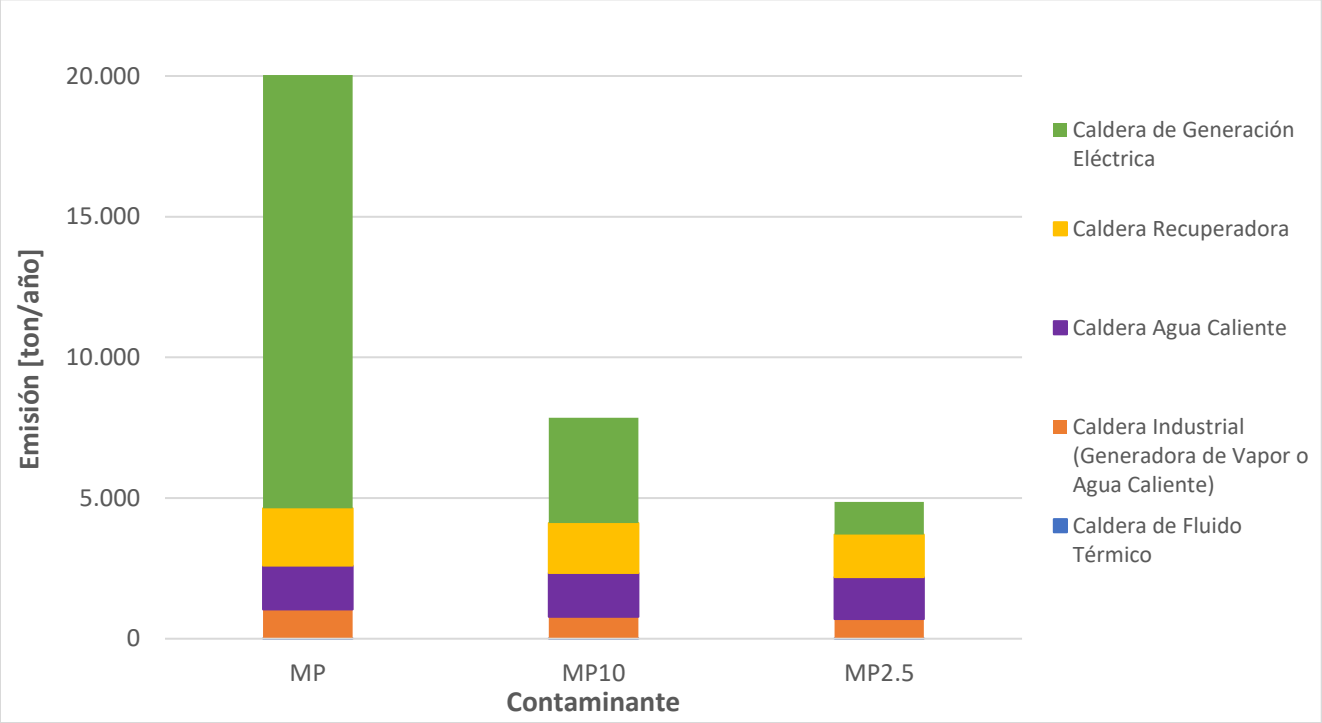


Figura 6-1 Emisiones de MP, MP10 y MP2.5 por tipo de caldera

Fuente: Elaboración propia

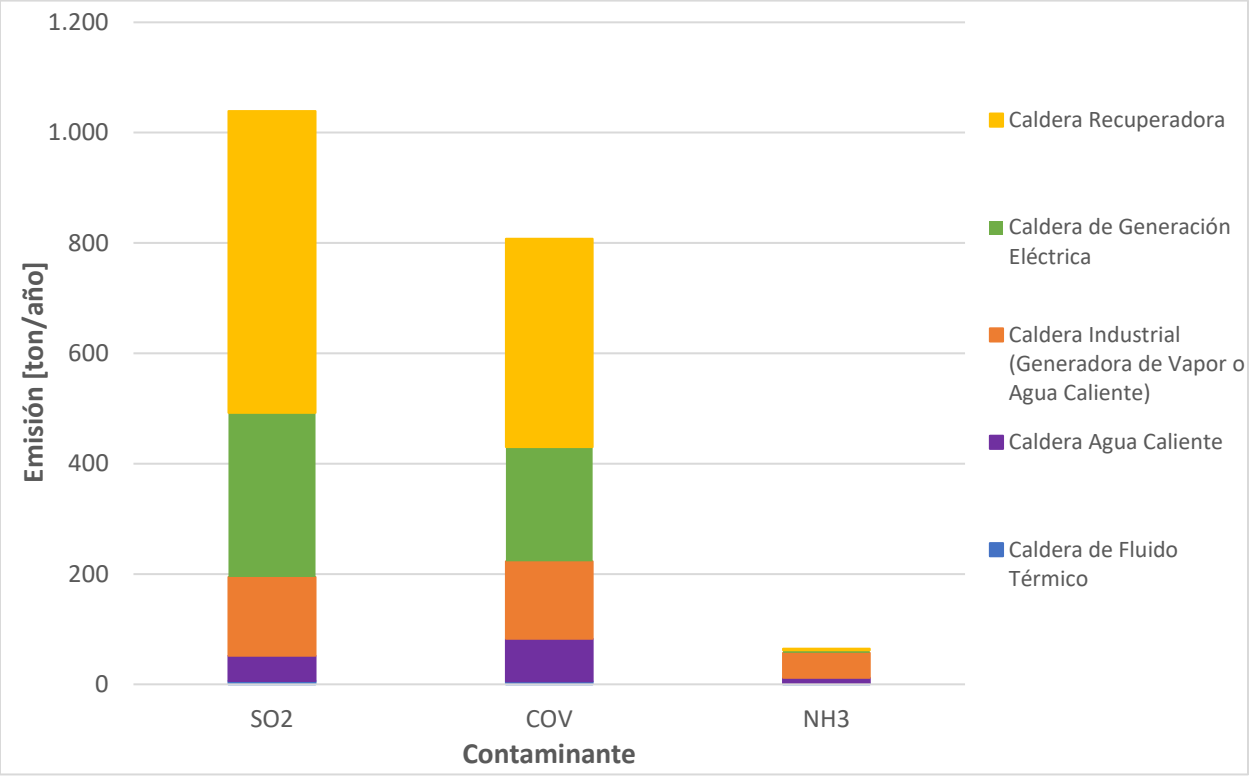


Figura 6-2 Emisiones de NOx y CO por tipo de caldera

Fuente: Elaboración propia

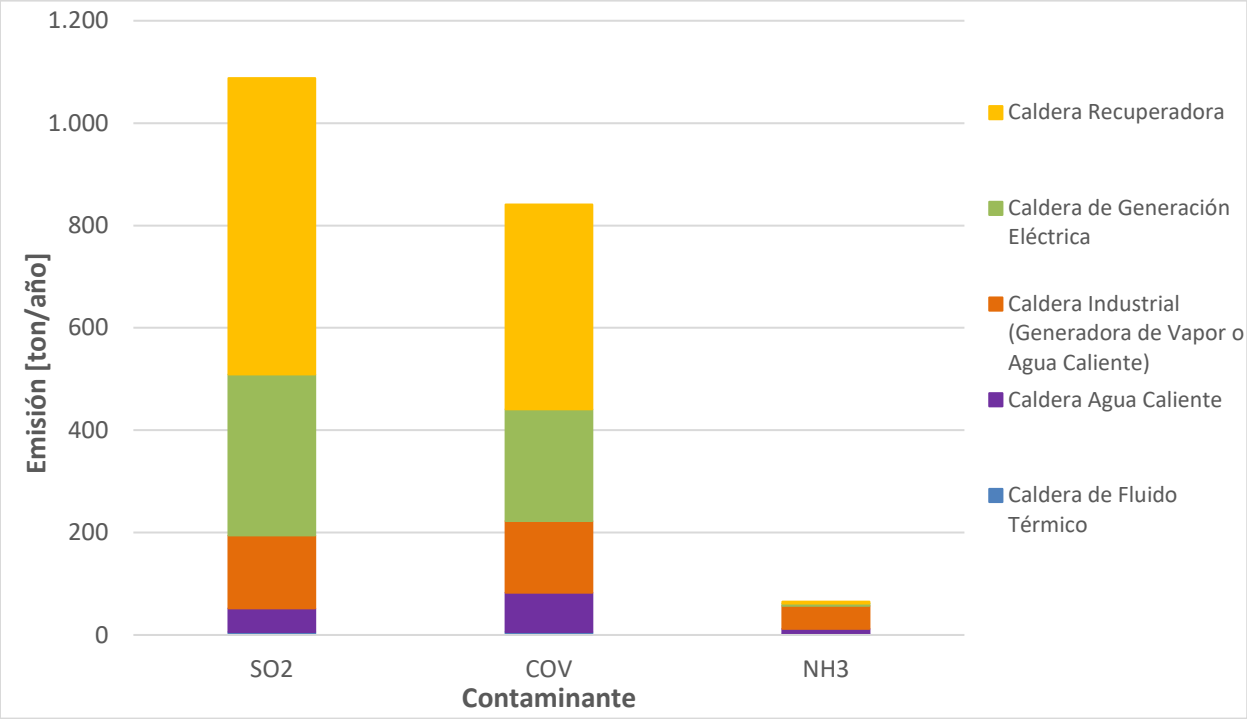


Figura 6-3 Emisiones de SO2, COV y NH3 por tipo de caldera
Fuente: Elaboración propia

Adicional a lo anterior, resulta valioso analizar el inventario de emisiones según el rango de potencia de las calderas. En la Tabla 6-13 se presenta el número de calderas por rango de potencia térmica. Estos rangos corresponden a los definidos en la propuesta de normativa del presente estudio. Se puede notar que el mayor número de calderas existentes posee una potencia entre 75 kWt y 300 kWt, seguido del rango entre 300 kWt y 1 MWt, los que en conjunto concentran un 62% del parque de calderas. Complementario a esto, en la Figura 6-4 se muestra la distribución de calderas por rango de potencia, detallado por el estado del combustible primario utilizado. Se observa la preponderancia de los combustibles gaseosos en los rangos de potencia entre 75 kWt a 3 MWt. Además, se observa un aumento de la participación de combustibles sólidos a medida que aumenta el rango de potencia, llegando a concentrar un 88% del parque de calderas en el rango igual o mayor a 50 MWt.

Tabla 6-13 Cantidad de calderas por rango de potencia

Rango de potencia	Cantidad de fuentes
< 75 kWt	1.748
≥ 75 kWt y < 300 kWt	3.129
≥ 300 kWt y < 1 MWt	3.035
≥ 1 MWt y < 3 MWt	834
≥ 3 MWt y < 20 MWt	984
≥ 20 MWt < 50 MWt	180

Rango de potencia	Cantidad de fuentes
≥ 50 MWt	50
Total	**9.960**

Fuente: Elaboración propia

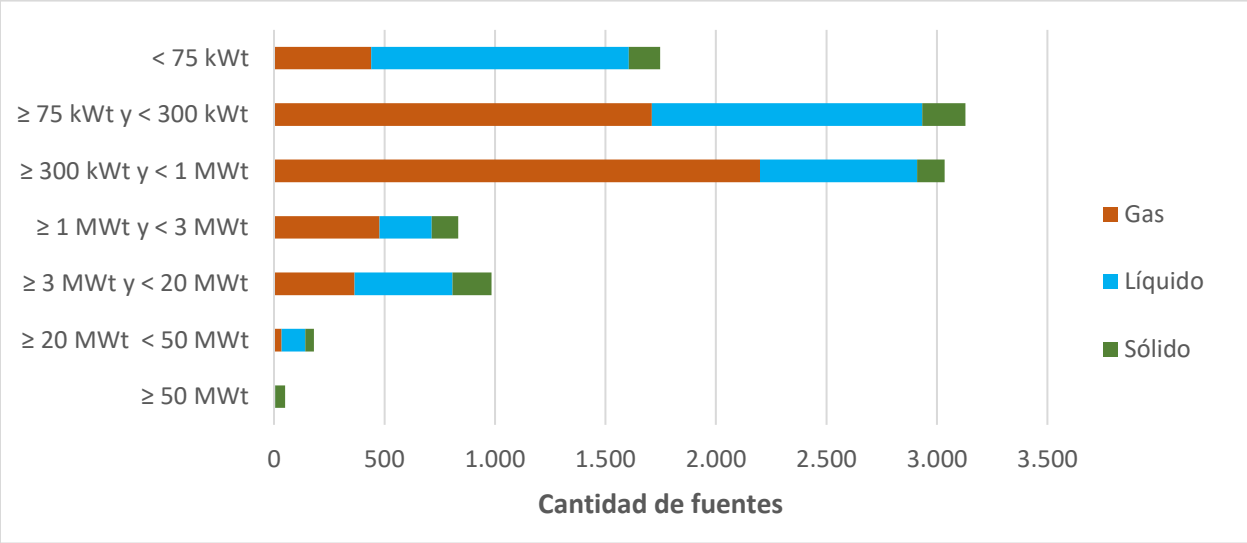


Figura 6-4 Cantidad de calderas por rango de potencia y estado del combustible

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a las emisiones generadas, la

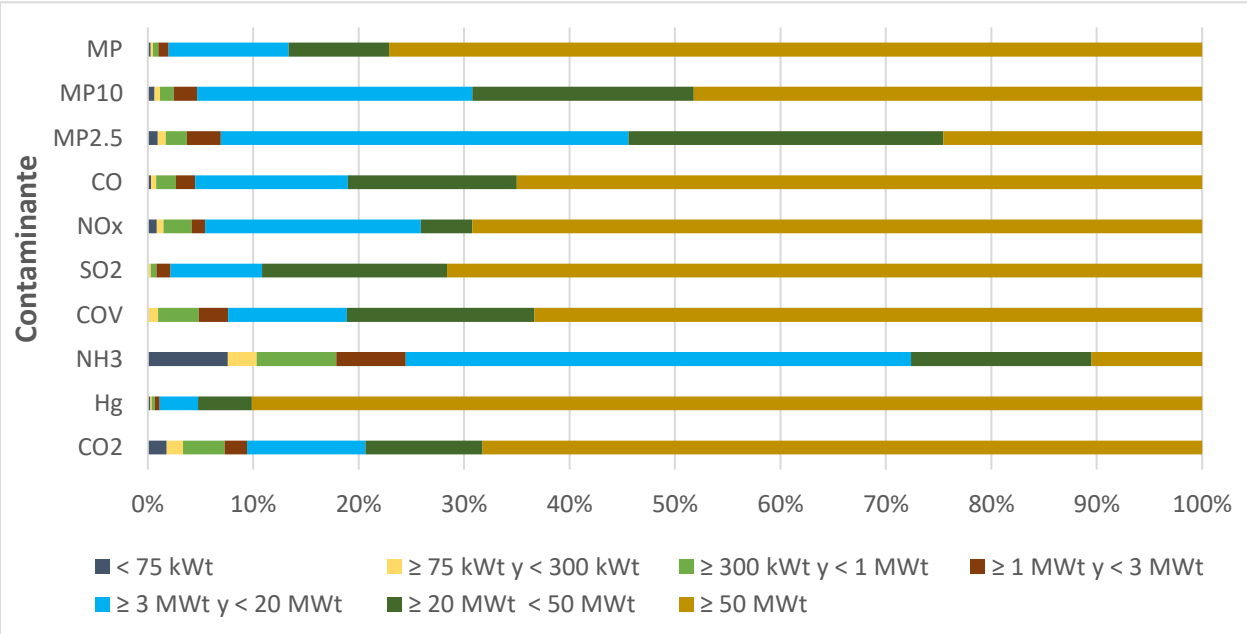


Figura 6-5 presenta la distribución porcentual de las emisiones según rango de potencia, y esto se complementa con la Tabla 6-14 en donde se detallan las emisiones también por estado de combustible. Se observa que las calderas con mayor potencia son las principales responsables de

las emisiones de todos los contaminantes y sustancias tóxicas, a excepción de NH3 donde predomina el rango de 3 MWt a 20 MWt. En particular, el rango de potencia mayor o igual a 50 MWt concentra en promedio un 59% de las emisiones de cada contaminante, a pesar de que solo un 0,5% de las calderas se encuentran en este rango. En promedio, un 99% de las emisiones en el rango de potencia mayor o igual a 50 MWt son generadas por calderas que utilizan combustibles sólidos. Esto puede explicarse porque las calderas con ese tamaño de potencia son, en su mayoría, calderas de generación eléctrica en base a carbón.

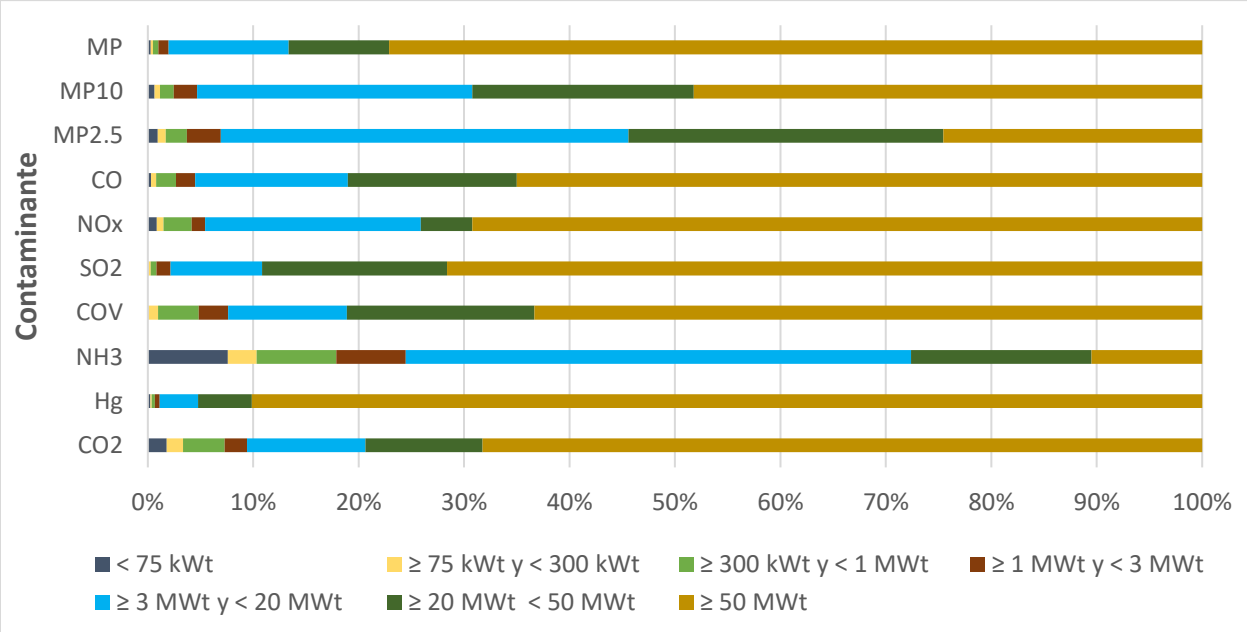


Figura 6-5 Distribución de emisiones por rango de potencia
Fuente: Elaboración propia

Tabla 6-14 Emisiones por contaminante [ton/año] según rango de potencia y estado del combustible

Rango potencia	Estado combustible	MP	MP10	MP2.5	CO	NOx	SO2	COV	NH3	Hg	CO2
< 75 kWt	Gas	24,97	24,87	24,87	52,73	366,13	0,05	0,18	0,04	2,E-04	358.169,93
	Líquido	26,23	21,57	17,12	35,14	230,38	0,29	0,18	4,89	2,E-03	169.984,32
	Sólido	4,13	4,24	3,66	7,37	5,78	0,31	0,21	-	6,E-05	3.201,07
≥ 75 kWt y < 300 kWt	Gas	14,91	14,87	14,86	107,00	380,81	0,68	6,15	0,80	3,E-04	376.920,09
	Líquido	6,06	5,05	4,69	10,90	64,15	0,05	0,03	0,87	4,E-04	63.642,95
	Sólido	19,63	20,24	17,43	35,60	32,93	1,45	0,99	0,09	3,E-04	18.291,23
≥ 300 kWt y < 1 MWt	Gas	53,90	53,82	53,81	479,94	1.596,30	3,26	29,74	3,66	1,E-03	918.383,38
	Líquido	18,74	17,33	16,70	44,38	265,86	0,09	2,E-05	1,25	7,E-04	226.995,71
	Sólido	31,05	31,67	27,27	60,41	43,02	2,46	1,61	5,E-03	5,E-04	25.727,56
	Gas	21,15	21,04	21,01	221,83	610,37	1,57	14,30	2,70	6,E-04	367.813,12

Rango potencia	Estado combustible	MP	MP10	MP2.5	CO	NOx	SO2	COV	NH3	Hg	CO2
≥ 1 MWt y < 3 MWt	Líquido	11,57	9,95	9,19	23,61	142,91	0,10	0,08	1,56	8,E-04	130.360,06
	Sólido	165,13	143,30	125,58	319,52	176,87	12,10	8,13	4,E-04	3,E-03	136.852,56
≥ 3 MWt y < 20 MWt	Gas	833,87	829,87	828,64	2.081,78	11.667,00	4,63	33,39	17,99	2,E-03	908.498,63
	Líquido	150,73	137,12	116,25	220,81	1.576,41	0,86	0,37	12,96	4,E-03	1.358.271,43
	Sólido	1.290,14	1.080,15	934,33	2.189,14	1.478,17	84,74	57,25	0,14	3,E-02	1.065.724,58
≥ 20 MWt < 50 MWt	Gas	32,19	31,58	31,11	222,75	797,39	1,39	15,59	7,57	6,E-04	420.107,21
	Líquido	60,46	58,77	55,33	115,57	856,65	0,25	0,01	3,01	7,E-04	780.298,71
	Sólido	1.818,97	1.557,68	1.363,77	4.636,89	1.880,62	180,44	127,86	0,53	4,E-02	2.101.855,82
≥ 50 MWt	Gas	2,E+00	2,E+00	2,E+00	18,49	61,63	1,E-01	1,E+00	7,E-01	6,E-05	30.125,49
	Líquido	0,09	0,06	0,04	4,00	19,22	2,E-03	0,16	0,64	3,E-04	18.968,46
	Sólido	15.444,71	3.784,10	1.191,57	20.150,06	49.774,79	744,17	510,33	5,47	0,77	20.222.867,13

Fuente: Elaboración propia

En el caso particular de las calderas recuperadores o cogeneradoras que poseen una potencia igual o mayor a 50 MW, se elabora el Anexo 12.7 en donde se listan todas las cogeneradoras existentes junto a su información relevante. Esto puede servir como insumo en la actualización de la Norma de Emisión de Termoeléctricas.

6.3 Estimación de la concentración de los contaminantes en los gases de salida

Para aplicar los escenarios normativos propuestos en la Sección 8, es necesario contar con datos de concentraciones a la salida de las calderas. Para calcular las concentraciones a partir de las emisiones ya estimadas en la sección precedente, se utiliza la siguiente ecuación:

Ecuación 6-7 Estimación de la concentración a la salida de la caldera

$$Concentración_{k,f}\left[\frac{mg}{m^3}\right] = \frac{Emisión_{k,f}\left[\frac{ton}{año}\right] \cdot 10^9 \left[\frac{mg}{ton}\right]}{Caudal\ de\ salida_f\left[\frac{m^3}{h}\right] \cdot Horas\ operación_f\ \left[\frac{h}{año}\right]}$$

Donde *f* es cada fuente y *k* corresponde a cada contaminante considerado.

De esta forma, es necesario tener cada uno de los parámetros involucrados en la ecuación para realizar la estimación de las concentraciones. En primer lugar, se cuenta con una base de datos de mediciones del Registro Único de Emisiones Atmosféricas (RUEA) para el año 2022, en donde se registra el caudal de salida únicamente para 362 calderas. Para suplir la falta de datos en las calderas restantes, se realizó una estimación del caudal de acuerdo a la siguiente ecuación, presentada en el Manual para desarrollo de inventarios (MMA, 2017c):

Ecuación 6-8 Estimación del caudal

$$Q_e\left[\frac{dsm^{3\,51}}{h}\right] = F_d\left[\frac{dsm^3}{MWh}\right] \cdot \frac{20{,}9\%}{20{,}9\% - O_2\%} \cdot Potencia\ Termica\left[\frac{MWht}{h}\right]$$

El primer término (*Fd*) corresponde al volumen de los componentes de combustión por unidad de contenido calorífico, y se mide en unidades de volumen por unidad de energía. Estos dependen de la composición química de cada combustible y los valores utilizados se pueden observar en la Tabla 6-15. Por su parte, para la corrección por oxígeno (O_2%) se debe utilizar un 3% para combustibles líquidos y gaseosos, y un 11% para combustibles sólidos (MMA, 2017c).

Tabla 6-15 Valores de F_d por combustible

Combustibles	Fd [dsm^3/MWh]
Aserrín	1.866,1
Biogás	976,1
Biomasa Combustible	1.866,1
Carbón	1.902,3
Coke de Petróleo (Petcoke)	1.902,3
Gas de Alto Horno	976,1
Gas de Cañería	976,1
Gas de Coque	976,1
Gas de Refinería	976,1
Gas Licuado de Petróleo	976,1
Gas Natural	976,1
Kerosene	1.030,3
Leña	1.793,8
Petróleo Crudo	1.030,3
Petróleo N 2 (Diesel)	1.030,3
Petróleo N 5	1.030,3
Petróleo N 6	1.030,3
Propano	976,1

Fuente: Elaboración propia en base a (MMA, 2017c)

A la concentración de cada contaminante resultante de aplicar la Ecuación 6-7 para cada fuente, se le aplican los límites propuestos en cada escenario normativo para fuentes existentes (ver Sección 8.2).

[51] La unidad dsm^3 significa metros cúbicos estándares secos (*dry standard* en inglés), esto significa que la medición se realizó en un volumen de gas sin presencia de humedad o agua. Las condiciones estándar son para presión de 1 atm y temperatura de 20°C.

6.4 Proyección de emisiones de cada contaminante bajo escenarios de regulación propuestos y en escenario de línea base

6.4.1 Metodología para la proyección de emisiones

Se realizó una proyección de emisiones para un periodo de 10 años a partir del año 2022, en un escenario "*business as usual*" (línea base) que no considera la implementación de compensaciones o mejoras adicionales a aquellas que puedan estar ya comprometidas por las empresas, y en los escenarios normativos propuestos en el presente estudio (ver Sección 8.2).

A continuación, se detalla la metodología de proyección de emisiones.

6.4.1.1 Proyección en escenario de línea base

La proyección de la línea base se realiza a partir del parque de calderas. Esto se realiza en base a tasas históricas de crecimiento, utilizando como fuente de información las bases de datos de calderas reportadas en el RETC para el periodo 2019-2022. Se decide utilizar dichos años debido al cambio de código de fuente que se observa en la base de datos del RETC entre el 2018 y 2019, lo que implica que el seguimiento de las fuentes no sea directo entre esos años. De esta forma, se estima una regresión lineal por región de la cantidad de calderas para visualizar la tendencia. En la Figura 6-6 se muestra la tendencia de calderas por región, en donde se omiten los datos de la Región Metropolitana, los cuales son del orden de 2.000 a 4.000 calderas entre los años revisados, desviando la visualización.

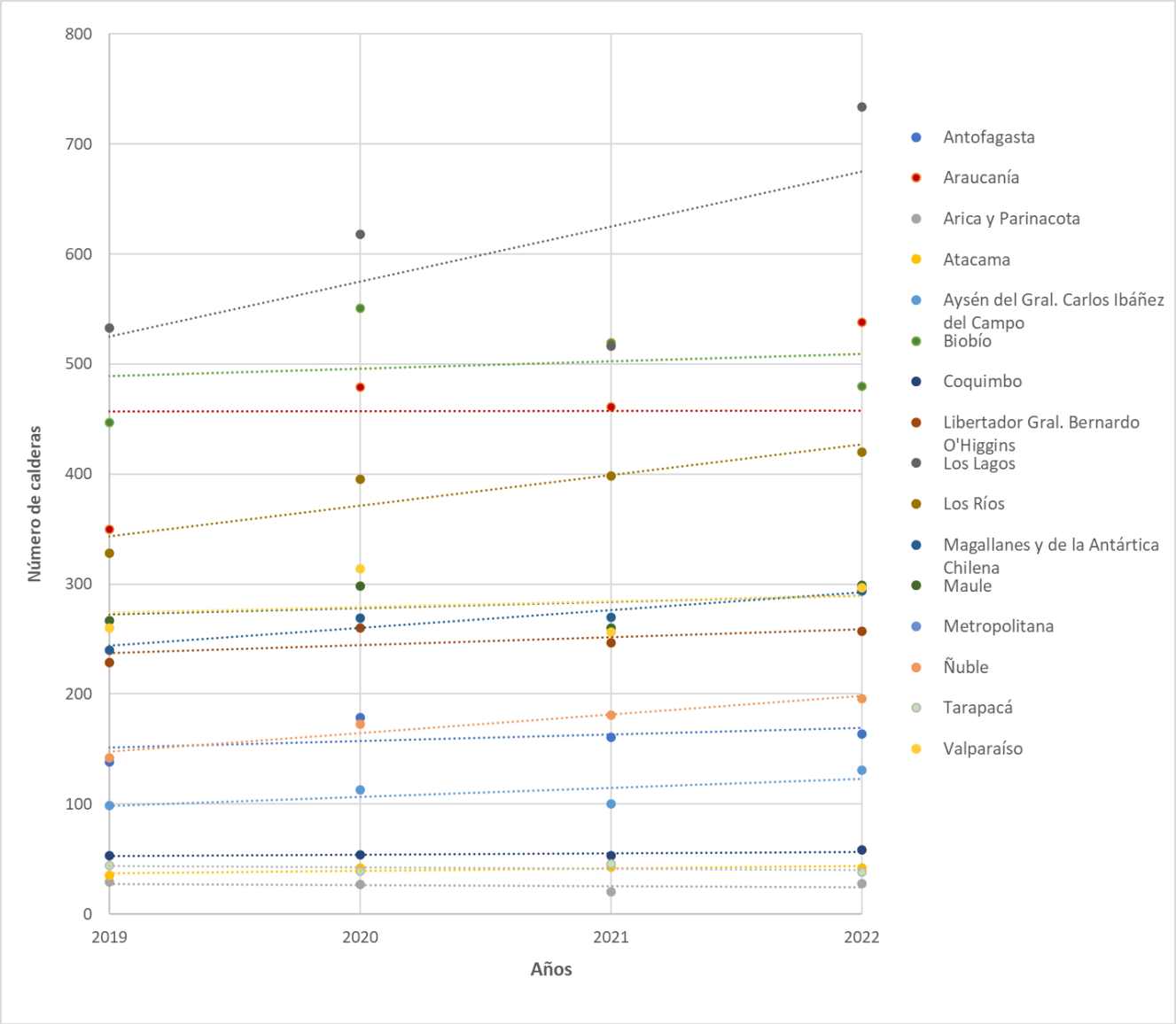


Figura 6-6 Distribución de calderas en los años 2019 – 2022

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 6-16 se presenta la regresión lineal asociada a cada región con los datos obtenidos del RETC. Se observa que hay regiones que presentan un decrecimiento del parque para las regiones de Tarapacá (1) y Arica y Parinacota (15), mientras que el resto de las regiones presentan distintos crecimientos en el tiempo.

Tabla 6-16 Regresión lineal de números de calderas por región

Número Región	Región	Regresión lineal
1	Tarapacá	(-1.1*año) + 2.264,3
2	Antofagasta	6*año - 11.963

Número Región	Región	Regresión lineal
3	Atacama	2,2*año - 4.404,6
4	Coquimbo	1,4*año - 2.774,2
5	Valparaíso	5,3*año - 10.427
6	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	7,1*año - 14.097
7	Maule	5,8*año - 11.438
8	Biobío	6,7*año - 13.038
9	Araucanía	54,6*año - 109.862
10	Los Lagos	50,1*año - 100.627
11	Aysén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	8,3*año - 16.659
12	Magallanes y de la Antártica Chilena	16,3*año - 32.666
13	Metropolitana de Santiago	159,5*año - 319.159
14	Los Ríos	27,9*año-55.987
15	Arica y Parinacota	(-año) + 2.048,5
16	Ñuble	17*año - 34.176

Fuente: Elaboración propia

Utilizando la regresión presentada en la Tabla 6-16 para cada región, se proyecta el parque de calderas al 2032. A partir de esto, se estima la cantidad de calderas nuevas que se incorporarían al parque año a año, presentado en la Tabla 6-17.

Tabla 6-17 Proyección de calderas nuevas para el periodo 2023-2032

Año/Región	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	Nacional
2023	0	6	2	1	5	7	6	7	55	50	8	16	160	28	0	17	**368**
2024	0	6	2	1	5	7	6	7	55	50	8	16	160	28	0	17	**368**
2025	0	6	2	1	5	7	6	7	55	50	8	16	160	28	0	17	**368**
2026	0	6	2	1	5	7	6	7	55	50	8	16	160	28	0	17	**368**
2027	0	6	2	1	5	7	6	7	55	50	8	16	160	28	0	17	**368**
2028	0	6	2	1	5	7	6	7	55	50	8	16	160	28	0	17	**368**
2029	0	6	2	1	5	7	6	7	55	50	8	16	160	28	0	17	**368**
2030	0	6	2	1	5	7	6	7	55	50	8	16	160	28	0	17	**368**
2031	0	6	2	1	5	7	6	7	55	50	8	16	160	28	0	17	**368**
2032	0	6	2	1	5	7	6	7	55	50	8	16	160	28	0	17	**368**

Fuente: Elaboración propia

La asignación de nuevas calderas por comuna, tipo de caldera, estado de combustible y rango de potencia, se realiza bajo el supuesto de que se mantiene la misma distribución de calderas del año base 2022. En particular, en la Figura 6-7 se muestra la distribución por combustibles del año 2022, utilizada en la proyección. Se observa una tendencia de uso de gas licuado de petróleo y petróleo N°2 (diésel) en las calderas a lo largo del país.

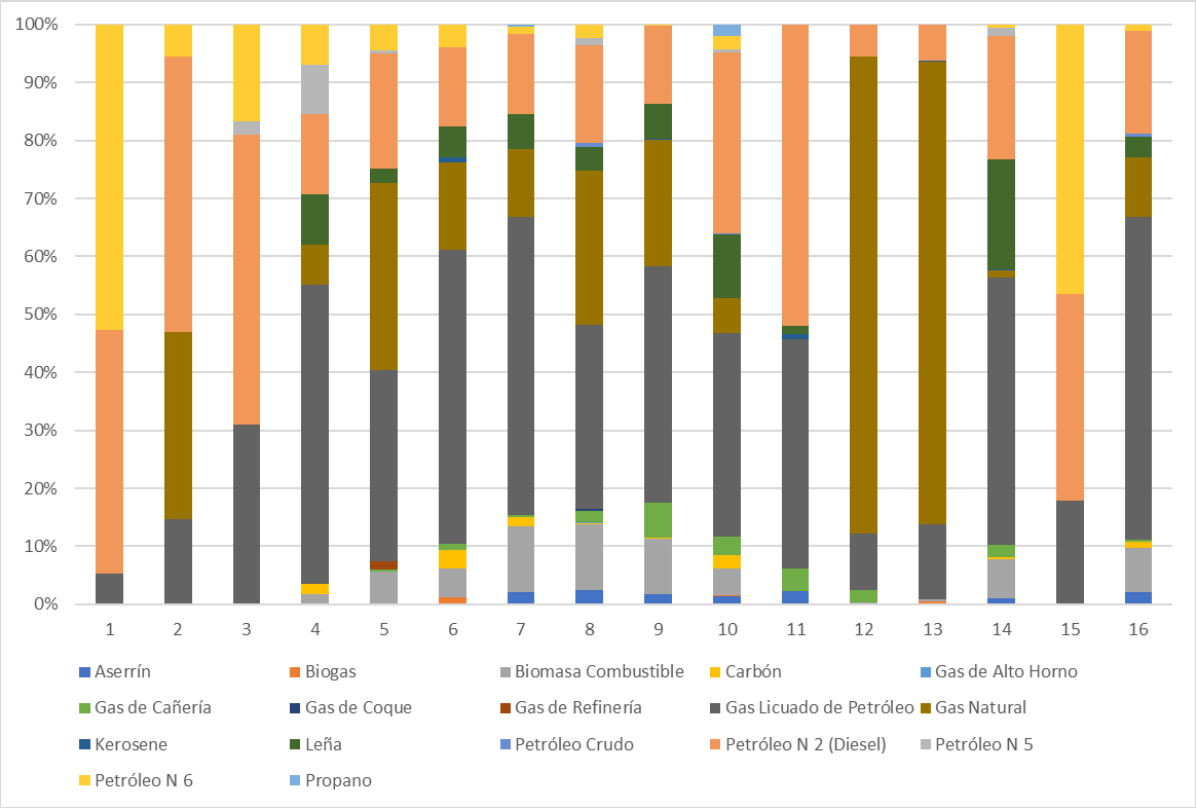


Figura 6-7 Distribución de combustibles por región de calderas nuevas
Fuente: Elaboración propia

Cabe destacar que, al estimar el número de calderas nuevas, el valor se redondea al entero más cercano, lo que a nivel general implica que se pierden nuevas calderas producto del redondeo. Para compensar parte de esto, se estimó la cantidad calderas que se pierden por redondeo en cada comuna, y se asignaron a la combinación de tipo de caldera, estado de combustible y rango de potencia que concentra la mayor cantidad de calderas en el año base para dicha comuna.

Para la asignación de las concentraciones de las nuevas calderas, se asume que tienen por defecto la mediana de la concentración para cada uno de los combustibles[52]. En el caso de que la caldera sea asignada a una comuna con PDA vigente, la concentración se ajusta a cumplir la normativa. El mismo ajuste se realiza para las calderas en las cuales aplica la norma de emisión de termoeléctricas[53] (MMA, 2023). De esta forma, la concentración asignada sigue la siguiente ecuación:

[52] La mediana se calcula a partir de las concentraciones estimadas en la Sección 6.2, considerando dos parques diferentes: parque de calderas en comunas con PDA, y parque de calderas en comunas sin PDA. Esto tiene el propósito de no sobreestimar o subestimar la concentración, dependiendo si la nueva caldera se asigna a una comuna con o sin PDA.
[53] Se considera el anteproyecto de la norma de emisión para utilizar los límites más actualizados.

Ecuación 6-9 Asignación de concentración para caldera nueva, línea base

$$Conc_{Asignada} = \min\{Limite\ de\ emision_{PDA}, Limite\ de\ emision_{NE\ Termoeléctricas}, Mediana(Concentraciones_{año\ base})\}$$

Adicionalmente, se considera que las horas de operación de las nuevas fuentes corresponde al promedio de las horas de operación de las fuentes en el parque existente, para cada tipo de caldera, como se presenta en la Tabla 6-18. Respecto a la potencia, a cada nueva caldera se le asigna el promedio de las potencias del parque existente por tipo de caldera y rango de potencia, valores que se presentan en la Tabla 6-19. El caudal se calcula mediante la Ecuación 6-8.

Tabla 6-18 Horas de operación promedio por tipo de caldera

Tipo de caldera	Horas operación promedio (h/año)
Caldera Agua Caliente	2.055
Caldera de Fluido Térmico	2.654
Caldera de Generación Eléctrica	3.116
Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	2.271
Caldera Recuperadora	4.523

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6-19 Potencia promedio por tipo de caldera y rango de potencia

Tipo de caldera	Rango tamaño	Promedio Potencia (MW)
Caldera Agua Caliente	< 75 kWt	0,03
	≥ 75 kWt y < 300 kWt	0,17
	≥ 300 kWt y < 1 MWt	0,53
	≥ 1 MWt y < 3 MWt	1,55
	≥ 3 MWt y < 20 MWt	7,87
	≥ 20 MWt < 50 MWt	25,56
Caldera de Fluido Térmico	< 75 kWt	0,01
	≥ 75 kWt y < 300 kWt	0,21
	≥ 300 kWt y < 1 MWt	0,61
	≥ 1 MWt y < 3 MWt	2,00
	≥ 3 MWt y < 20 MWt	5,80
Caldera de Generación Eléctrica	< 75 kWt	0,05
	≥ 75 kWt y < 300 kWt	0,18
	≥ 300 kWt y < 1 MWt	0,70
	≥ 1 MWt y < 3 MWt	2,06
	≥ 3 MWt y < 20 MWt	9,20
	≥ 20 MWt < 50 MWt	36,75
	≥ 50 MWt	384,23
Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	< 75 kWt	0,01
	≥ 75 kWt y < 300 kWt	0,20
	≥ 300 kWt y < 1 MWt	0,60
	≥ 1 MWt y < 3 MWt	1,94
	≥ 3 MWt y < 20 MWt	8,26
	≥ 20 MWt < 50 MWt	29,31
Caldera Recuperadora	≥ 75 kWt y < 300 kWt	0,17
	≥ 3 MWt y < 20 MWt	16,28
	≥ 20 MWt < 50 MWt	30,94
	≥ 50 MWt	424,45

Fuente: Elaboración propia

En cuanto al parque de calderas existentes, al cual se le suman las nuevas calderas, se mantiene la misma potencia, horas de operación y caudal de gases que en el año base. La concentración se proyecta considerando las reducciones asociadas a los límites de emisión de cada PDA y la norma de emisión de termoeléctricas, si aplica. De esta forma, su concentración sigue la siguiente ecuación:

Ecuación 6-10 Proyección de la concentración de calderas existentes, línea base

$$Conc = \min\{Limite\ de\ emision_{PDA}, Limite\ de\ emision_{NE\ Termoeléctricas}, Concentración_{año\ base}\}$$

Adicionalmente, se considera también la salida de calderas del parque existente, lo que da como resultado las calderas que se mantienen. En la Tabla 12-8 del Anexo 12.8 se detallan las calderas que se excluyen del parque. Para la salida de una caldera se utilizan los siguientes criterios:

(1) Criterio de factibilidad técnica: se retira una caldera cuando no hay tecnología disponible que permita que dicha caldera cumpla con los límites normativos existentes (PDA o norma de emisión de termoeléctricas, según aplique).
(2) Plan de retiro de centrales termoeléctricas en base a carbón: se retiran las calderas asociadas a termoeléctricas que cerrarán sus unidades a carbón, en los años comprometidos por sus titulares[54].

La metodología de proyección del parque de calderas se visualiza en la Figura 6-8.

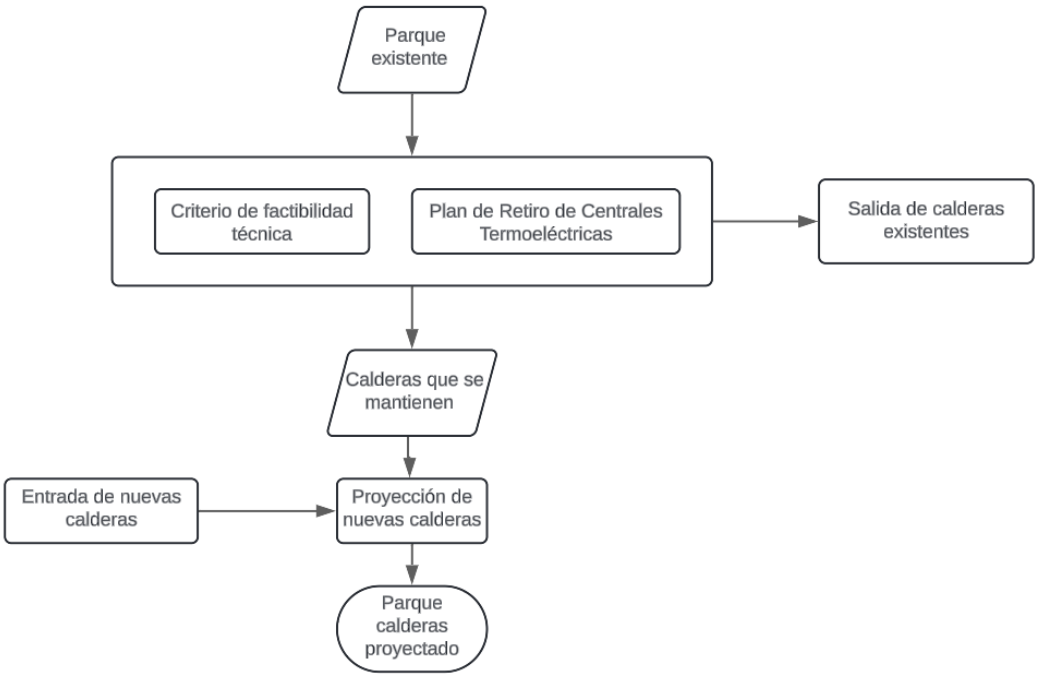


Figura 6-8 Proceso proyección de parque de calderas, escenario línea base
Fuente: Elaboración propia

Lo anterior da como resultado un parque de calderas proyectado al año 2032, en donde cada fuente posee una concentración asignada. A partir de esto, mediante la Ecuación 6-7 se estiman las emisiones generadas por cada caldera, para cada año incluido en la proyección.

6.4.1.2 Proyección en escenarios normativos

La proyección de emisiones se realiza a partir del inventario proyectado en el escenario línea base, cuya metodología se detalla en la sección precedente. En particular, existen algunas diferencias respecto a la línea base que se deben a que, en este caso, las calderas deberán cumplir también la normativa que se propone en el presente estudio (ver Sección 8.2). A continuación, se explican dichas diferencias.

[54] https://www.chilesustentable.net/wp-content/uploads/2023/08/avances-de-descarbonizacion-web-1.pdf

Cada nueva caldera del parque mantiene su concentración estimada para la línea base, a menos que a esta le aplique la propuesta de nuevos escenarios normativos, en cuyo caso deberá cumplir con el límite en cada escenario. Cabe destacar que, para efectos de la proyección, se considera nuevas calderas a las que entran desde 2027 en adelante, suponiendo que la norma de calderas propuesta en el presente estudio sería publicada el año 2026. De esta forma, la concentración en cada escenario está dada por la siguiente ecuación:

Ecuación 6-11 Asignación de concentración para caldera nueva, escenarios normativos

$$Conc_{Asignada,Esc.\ normativo} = \min\{Limite\ de\ emision_{Esc.\ normativo}, Concentración_{línea\ base}\}$$

La concentración de calderas existentes se proyecta considerando las reducciones asociadas al cumplimiento de los límites propuestos. De esta forma, aplica la misma lógica anterior, por lo que su concentración estará dada por la siguiente ecuación.

Ecuación 6-12 Proyección de la concentración de calderas existentes, escenarios normativos

$$Conc_{Esc.\ normativo} = \min\{Limite\ de\ emision_{Esc.\ normativo}, Concentración_{línea\ base}\}$$

Adicionalmente se considera la salida de calderas del parque existente. Para la salida de una caldera se utilizan los siguientes criterios:

(1) Criterio de factibilidad técnica: se retira una caldera cuando no hay tecnología disponible que permita que dicha caldera cumpla con los límites normativos propuestos en cada escenario normativo.
(2) Criterio de factibilidad económica: una caldera se retira cuando sus costos de abatimiento son muy altos. Lo anterior se determina en función de los costos unitarios por tecnología, en particular, para cada tecnología seleccionada, se calcula el percentil 90. Si el costo unitario de una caldera en particular supera el percentil 90, entonces se considera que tiene costos muy altos y se retira.
(3) Plan de retiro de centrales termoeléctricas en base a carbón: al igual que en la línea base, se retiran las calderas asociadas a termoeléctricas que cerrarán sus unidades a carbón, en los años comprometidos por sus titulares.

La metodología de proyección del parque de calderas para los escenarios normativos se visualiza en la Figura 6-9.

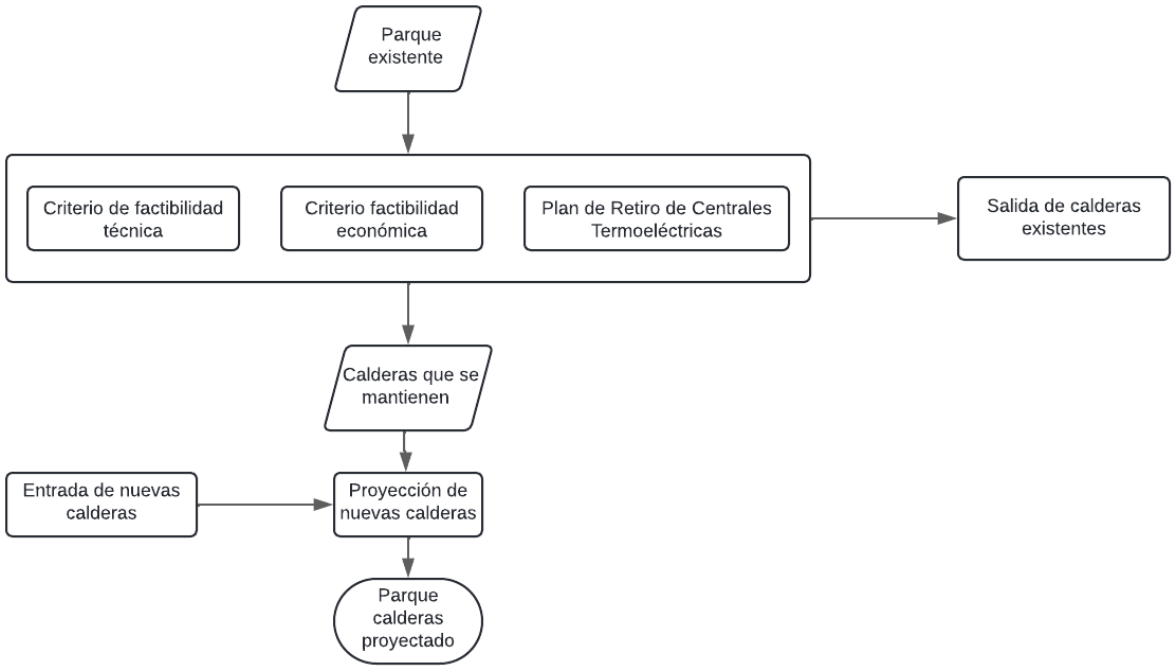


Figura 6-9 Proceso proyección de parque de calderas, escenarios normativos
Fuente: Elaboración propia

Lo anterior da como resultado un parque de calderas proyectado al año 2032, en donde cada fuente posee una concentración asignada por escenario normativo. A partir de esto, mediante la Ecuación 6-7 se estiman las emisiones generadas por cada caldera, para cada año incluido en la proyección y para cada escenario normativo.

6.4.2 Resultados de la proyección de emisiones

A continuación, se presentan los resultados de la proyección de emisiones obtenida a partir de la metodología presentada en la sección anterior. Junto con el informe, se entrega la base de datos completa de la proyección del inventario de emisiones, disponible en el anexo digital "NECAL2-Proyeccion_Emisiones.xlsx".

Es relevante mencionar que la proyección de emisiones es un ejercicio que tiene aún más incertidumbre que el inventario base. En este sentido, se puede mencionar que la incertidumbre aumenta en la medida que la proyección se aleja del año base, pues es más susceptible a verse afectado por factores externos.

6.4.2.1 Resultados en escenario línea base

En la Tabla 6-20 se presentan las emisiones por contaminantes proyectados para el periodo 2022 – 2032, y en la Figura 6-10 su representación gráfica. En base a lo planteado en la Sección 6.4.1.1,

en los resultados se puede observar una notoria disminución de las emisiones en el tiempo para todos los contaminantes. Esta reducción se produce por las siguientes razones:

1) La metodología de proyección seguida ajusta la concentración -y, por consiguiente, la emisión- de las calderas nuevas y existentes para cumplir con los límites normativos vigentes (PDAs y norma de emisión de termoeléctricas, si aplica).
2) En el año 2023, se retiran calderas del parque de acuerdo al criterio de factibilidad técnica (ver Anexo 12.8 para mayor detalle).
3) Se excluyen del parque calderas asociadas a unidades a carbón de termoeléctricas que tienen comprometido su cierre en Plan de retiro de centrales a carbón (ver Anexo 12.8 para mayor detalle). Estas calderas son, en general, las principales fuentes emisoras.

Tabla 6-20 Emisiones por contaminantes proyectados en el periodo 2022 – 2032 [ton/año]

Año	MP	NOx	SO2	CO	COV	Hg
2022	20.028	71.886	1.022	30.640	796	0,86
2023	6.400	42.780	582	18.403	473	0,76
2024	6.368	41.537	597	18.828	485	0,74
2025	4.543	25.325	613	18.827	498	0,44
2026	4.352	23.481	628	19.208	511	0,39
2027	4.413	23.909	644	19.666	523	0,40
2028	4.474	24.336	659	20.124	536	0,40
2029	4.534	24.764	675	20.582	549	0,40
2030	4.595	25.191	690	21.040	561	0,41
2031	4.656	25.619	706	21.499	574	0,41
2032	4.717	26.045	721	21.956	587	0,41

Fuente: Elaboración propia

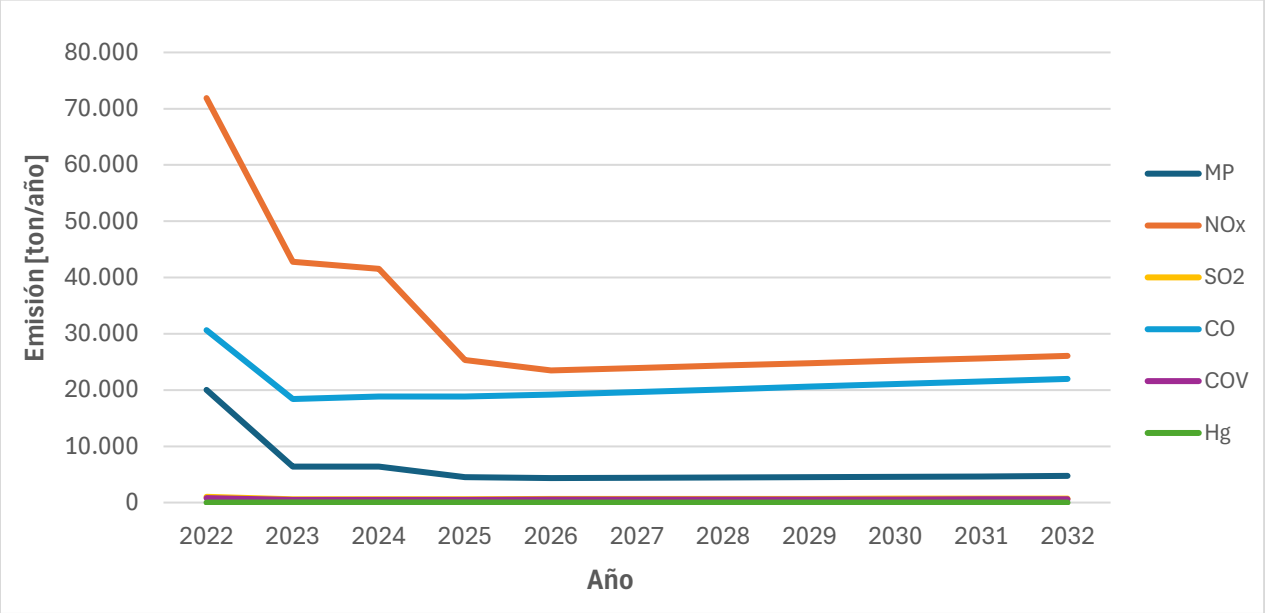


Figura 6-10 Trayectoria de emisiones línea base por contaminante
Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta mayor detalle de la proyección de emisiones de línea base para los distintos contaminantes. En la Figura 6-11, se muestran las emisiones de MP proyectadas por tipo de caldera. Se observa una reducción de las emisiones en el tiempo, principalmente las generadas por calderas de generación eléctrica, cuyas emisiones en el año 2026 son un 91% menores a las del año base 2022. Esta disminución se debe, principalmente, al retiro de centrales termoeléctricas a carbón y al retiro de calderas por criterio de factibilidad técnica en el año 2023 (ver Anexo 12.8 para mayor detalle). También influye la reducción de las concentraciones para cumplir con los PDAs y el anteproyecto de la norma de termoeléctricas, cuyos límites aplican a calderas de generación eléctrica y calderas recuperadoras con potencias iguales o mayores a 50 MWt.

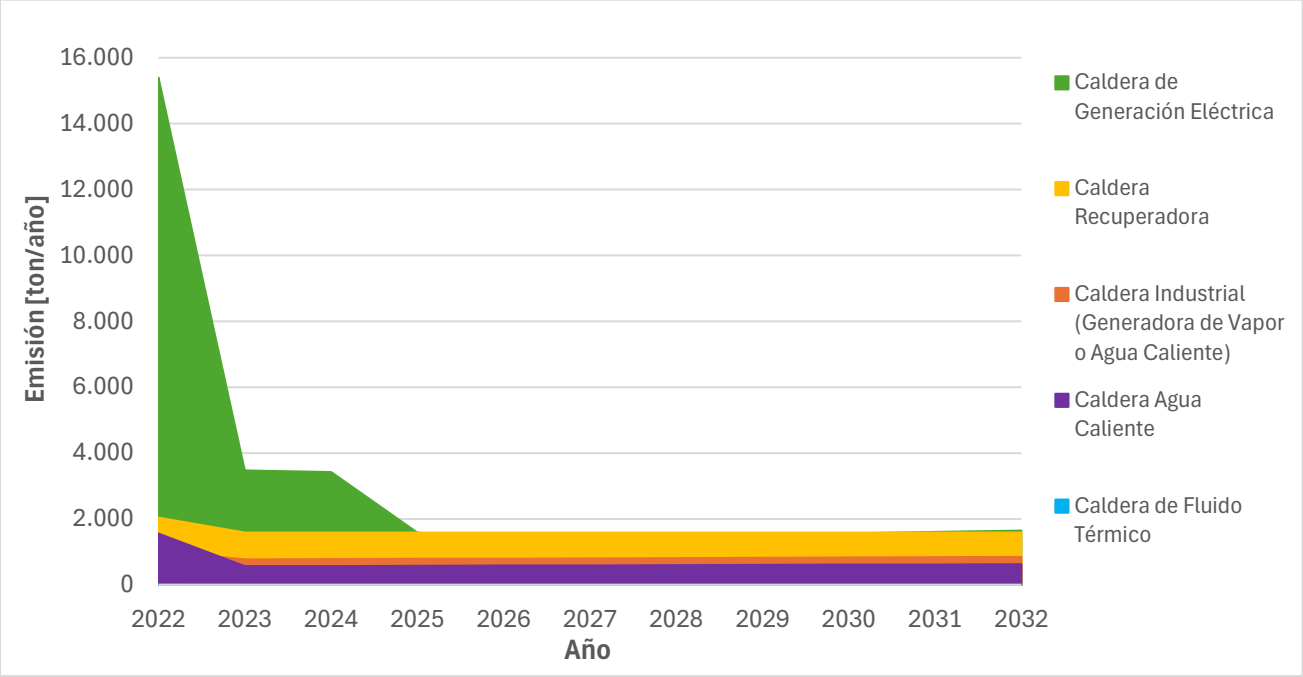


Figura 6-11 Proyección de emisiones de MP por tipo de caldera en línea base

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 6-12 se muestra la proyección para las emisiones de NOx, en donde se observa que el tipo de caldera predominante en las emisiones son las calderas de generación eléctrica. Además, las emisiones proyectadas para el año 2026 son 71% menores a las del año base 2022.

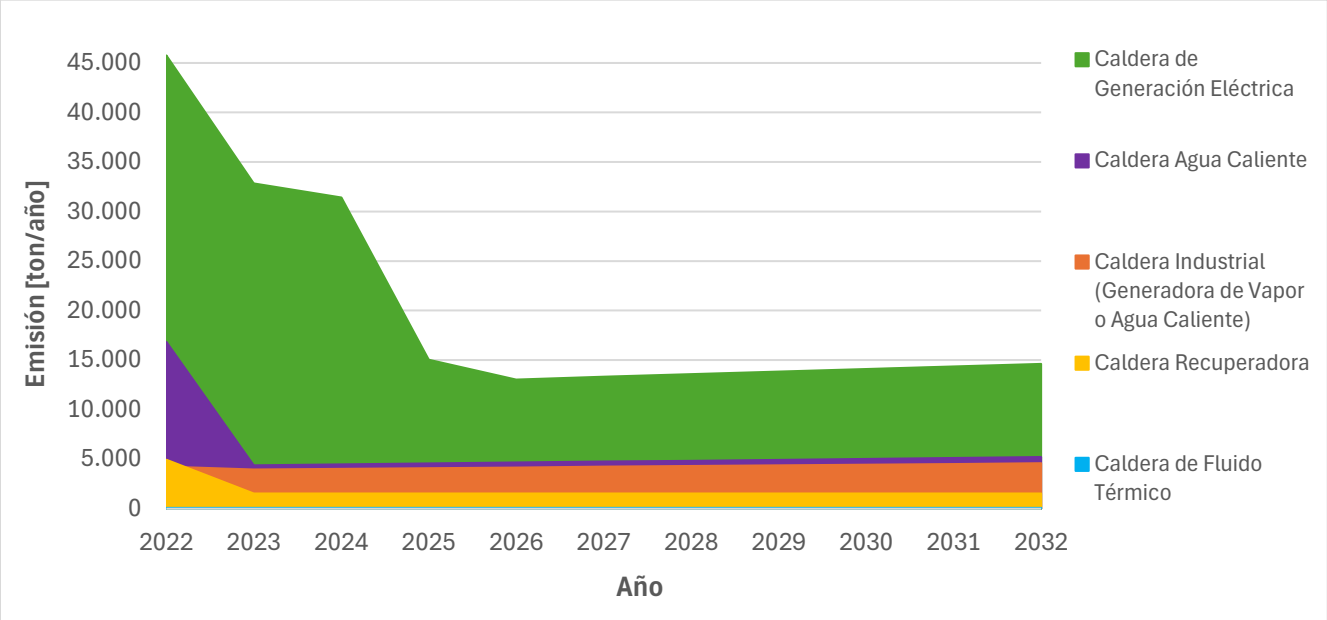


Figura 6-12 Proyección de emisiones de NOx por tipo de caldera en línea base

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 6-13 se muestran la proyección de emisiones de SO2 por tipo de caldera. En este caso se observa que las calderas de generación eléctrica y las calderas recuperadoras son las que mayoritariamente aportan en estas emisiones. En particular, se observa una gran disminución de las calderas recuperadoras debido, principalmente, a la reducción de sus concentraciones para cumplir con los límites vigentes (PDAs y anteproyecto de norma de termoeléctrica). Adicionalmente, se observa un leve aumento de las emisiones generadas por calderas de generación eléctrica a partir de 2023, debido a que al parque de nuevas calderas entra una caldera de este tipo cada año en la comuna de Mejillones.

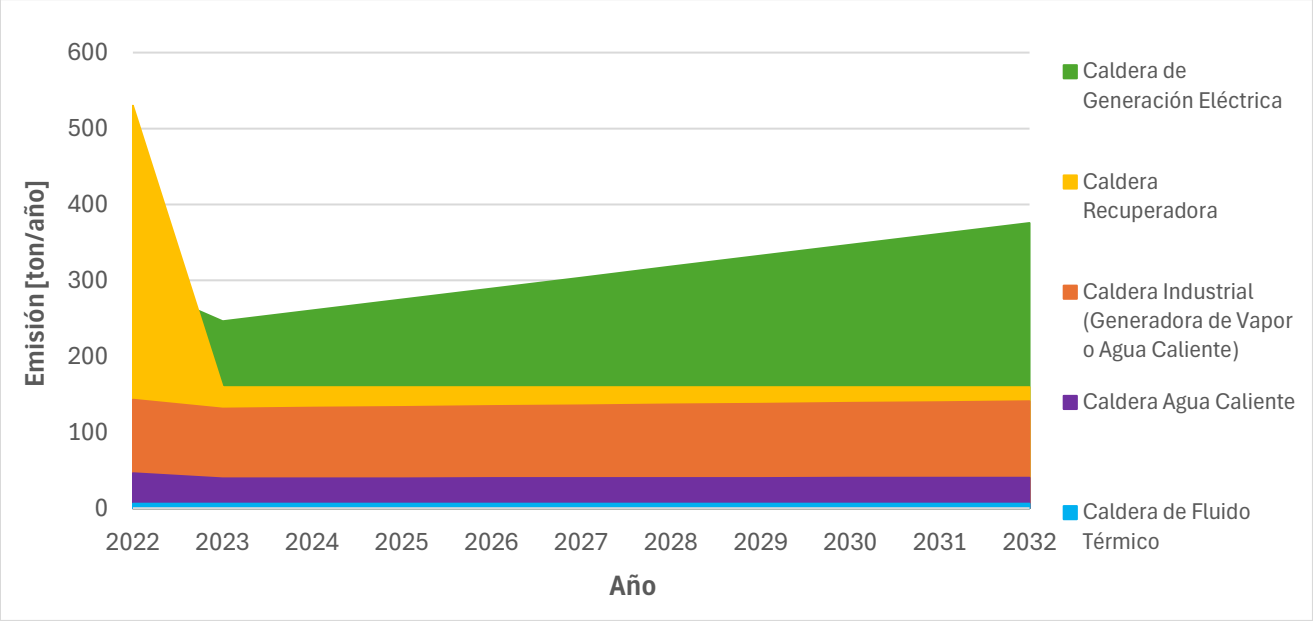


Figura 6-13 Proyección de emisiones de SO2 por tipo de caldera en línea base
Fuente: Elaboración propia

En la misma línea, la Figura 6-14 muestra la proyección de emisiones para monóxido de carbono. Se observa la relevancia de las calderas recuperadoras en la reducción de las emisiones de dicho contaminante, además de la predominancia de las calderas de generación eléctrica en las emisiones a lo largo del periodo de evaluación.

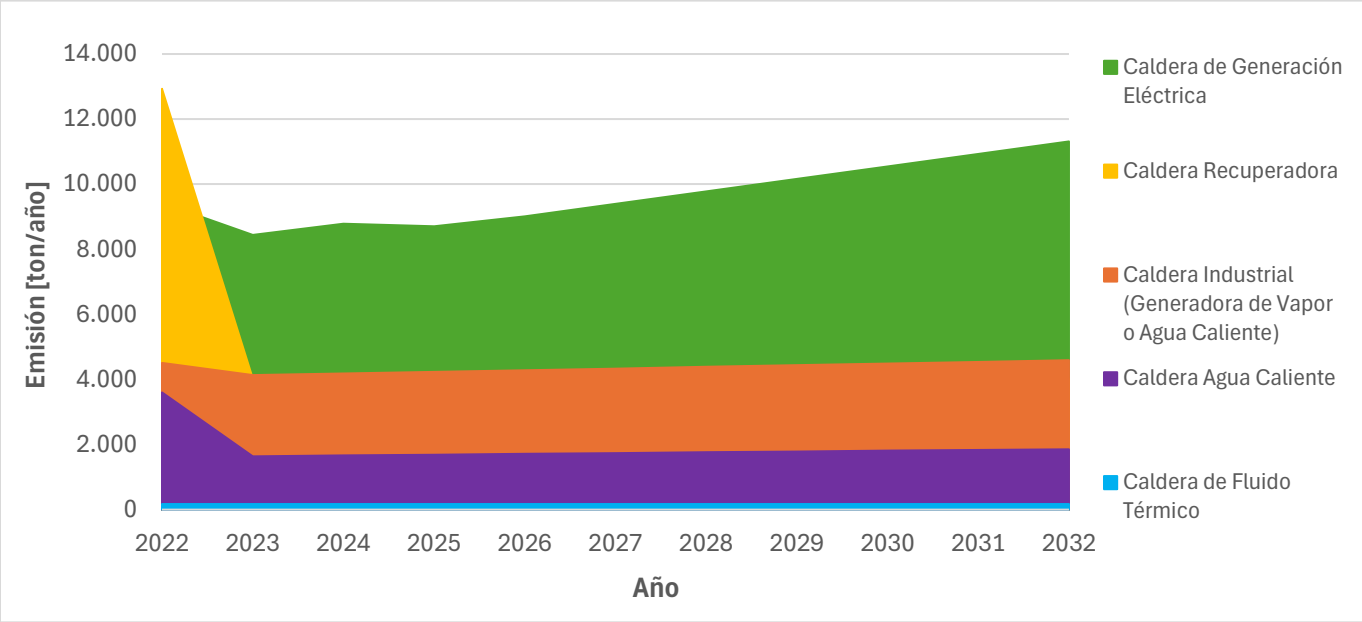


Figura 6-14 Proyección de emisiones de CO por tipo de caldera en línea base
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 6-15 se muestra la tendencia de emisiones de COV por tipo de caldera, observándose que la mayor proporción de emisiones se asocian a calderas recuperadoras y calderas de generación eléctrica.

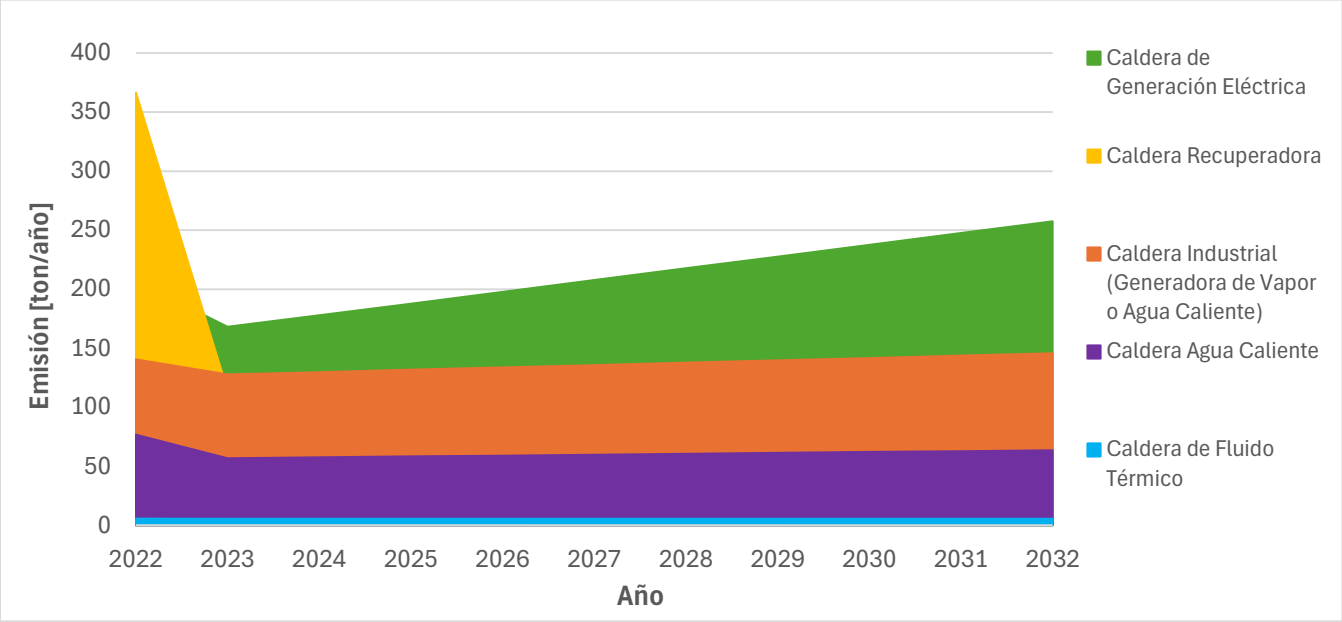


Figura 6-15 Proyección de emisiones de COV en línea base por tipo de caldera

Fuente: Elaboración propia

Por último, en la Figura 6-16 se presentan las emisiones proyectadas para mercurio. Se puede observar que las calderas que representan la mayor proporción de las emisiones son las calderas de generación eléctrica, cuyas emisiones a 2026 disminuyeron un 56% respecto al año base.

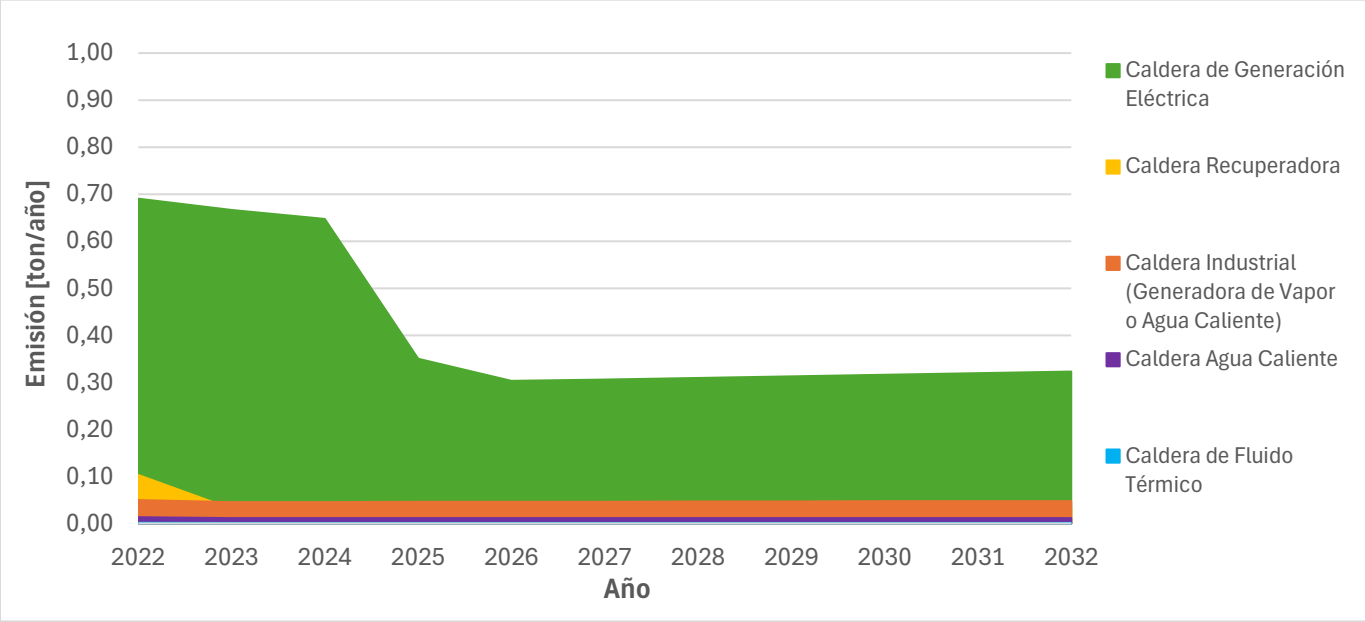


Figura 6-16 Proyección de emisiones de Hg por tipo de caldera en línea base
Fuente: Elaboración propia

6.4.2.2 Resultados en escenarios normativos

En las figuras a continuación (Figura 6-17 a Figura 6-22) se muestran las emisiones de los contaminantes normados proyectadas al año 2032 por escenario normativo. Se puede notar una disminución en las emisiones debido al retiro de calderas por criterios de factibilidad técnica y factibilidad económica, y también producto del cierre de centrales termoeléctricas a carbón. También influye la disminución de las concentraciones producto de la obligación de cumplir con los límites propuestos. Como es de esperar, el escenario más exigente tiene asociadas emisiones más bajas, gracias a límites más exigentes aplicados tanto a calderas nuevas como existentes.

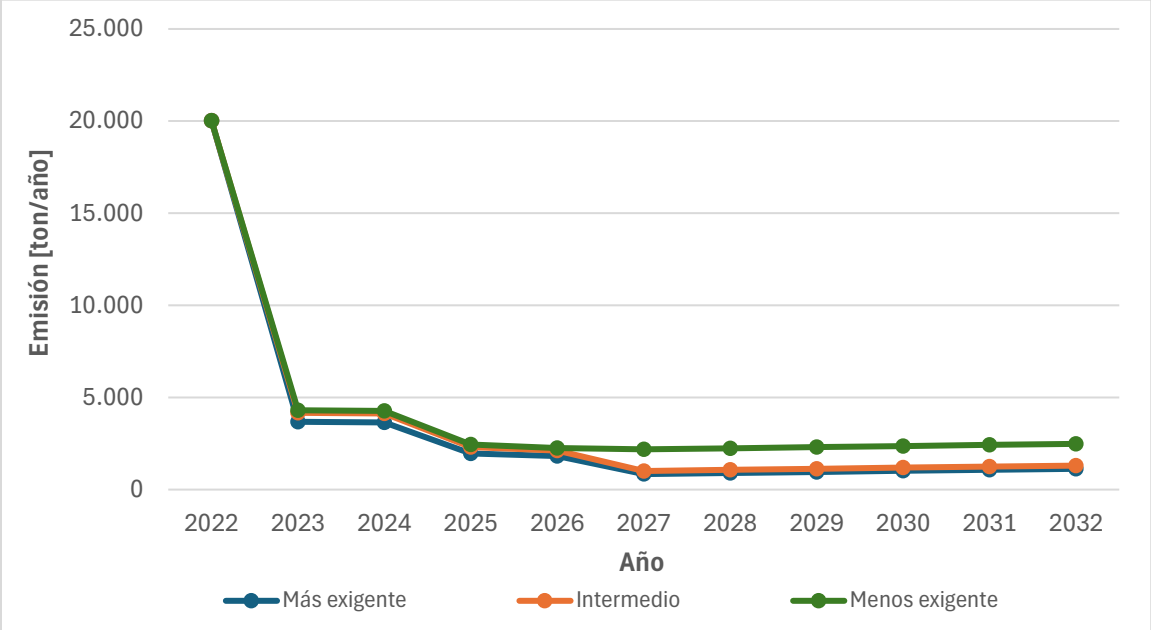


Figura 6-17 Emisiones proyectadas de MP por escenario normativo
Fuente: Elaboración propia

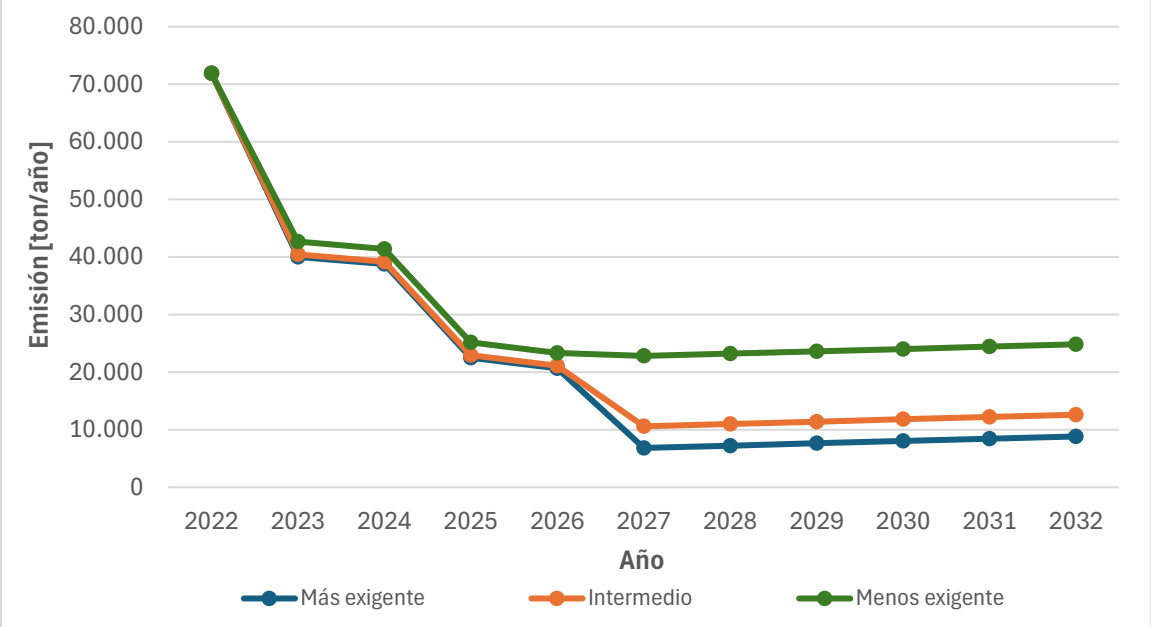


Figura 6-18 Emisiones proyectadas de NO_X por escenario normativo
Fuente: Elaboración propia

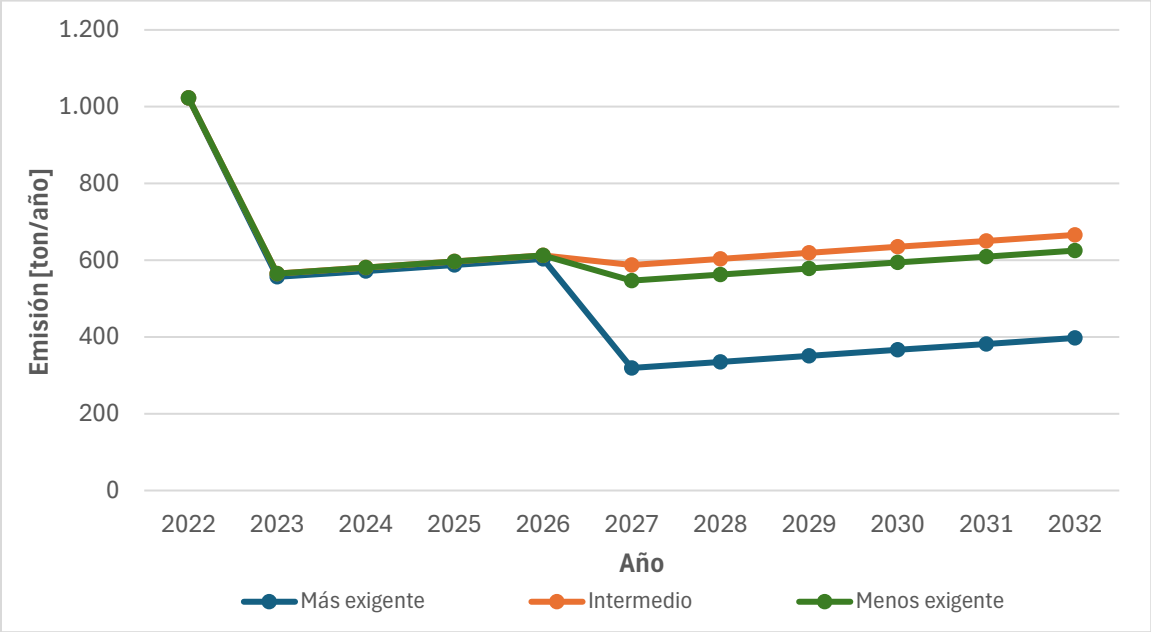


Figura 6-19 Emisiones proyectadas de SO_2 por escenario normativo
Fuente: Elaboración propia

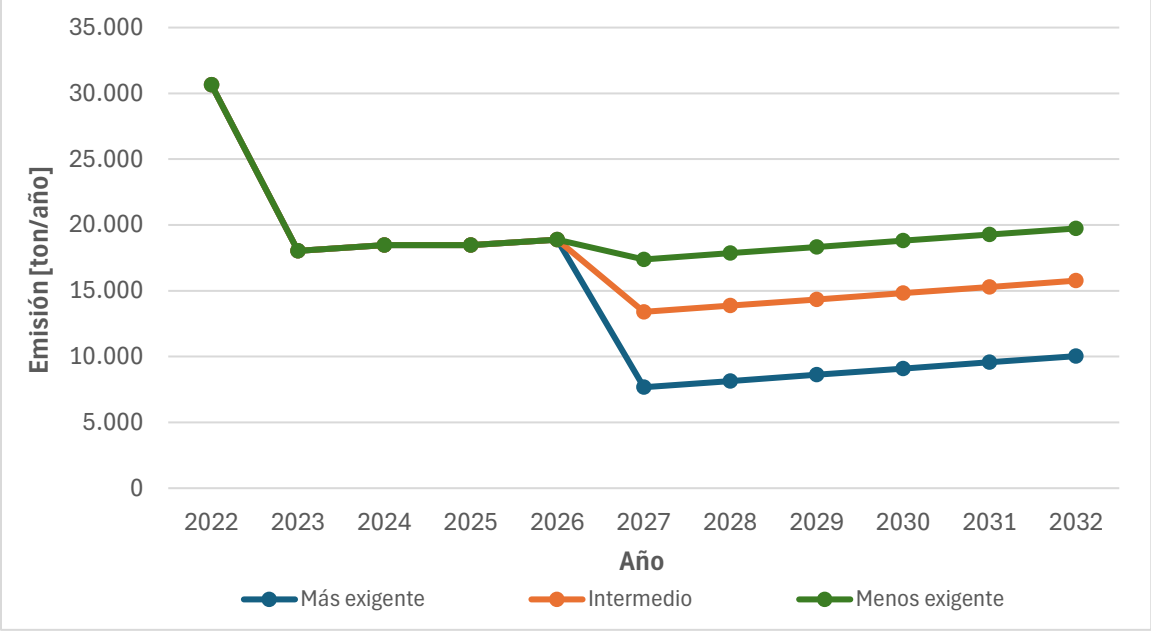


Figura 6-20 Emisiones proyectadas de CO por escenario normativo
Fuente: Elaboración propia

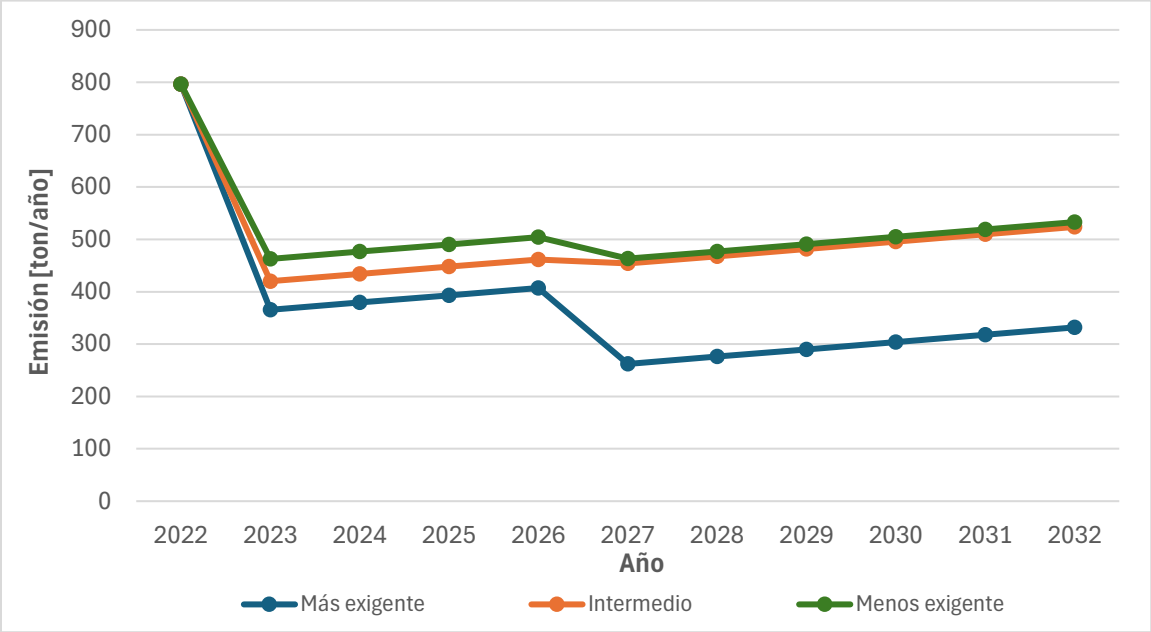


Figura 6-21 Emisiones proyectadas de COV por escenario normativo

Fuente: Elaboración propia

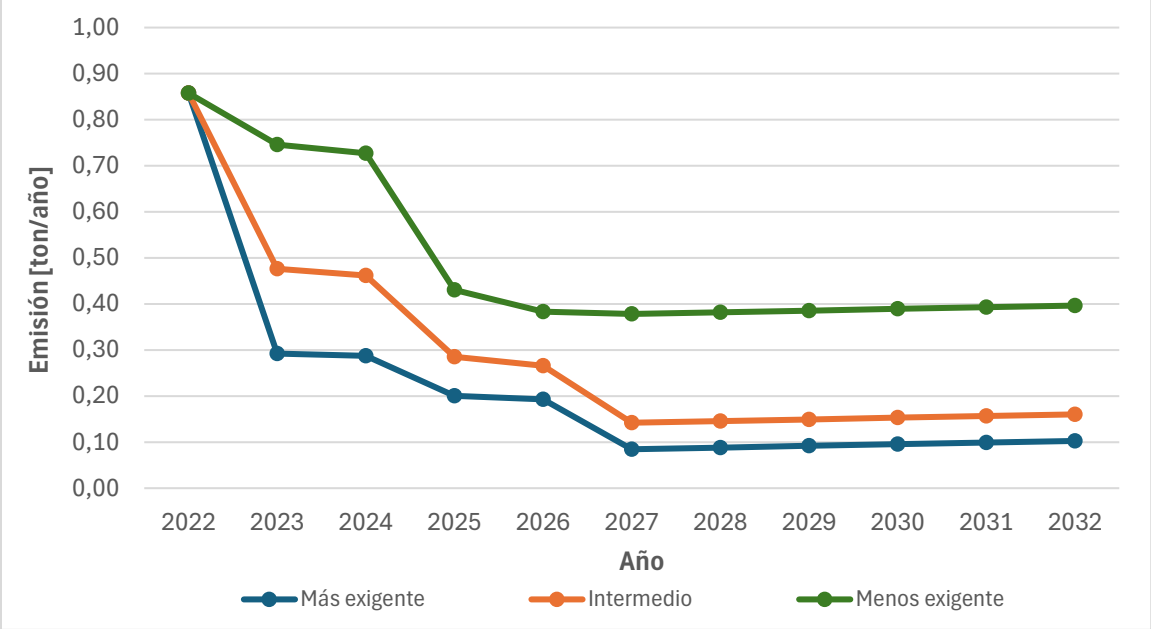


Figura 6-22 Emisiones proyectadas de Hg por escenario normativo

Fuente: Elaboración propia

7. Análisis del cumplimiento normativo actual vinculado a calderas en los PPDAs, de las emisiones típicas en zonas sin PPDAs, y de la sinergia entre una futura norma de emisión y los PPDAs

7.1 Análisis del cumplimiento normativo actual vinculado a calderas en planes de descontaminación atmosférica

Para analizar el cumplimiento normativo de calderas en zonas con planes de descontaminación atmosférica vigentes se realizó una revisión de los informes de estado de avance de los PDA que establecen límites de emisión para calderas (ver sección 3.3.2). Estos se encuentran publicados en el Sistema Nacional de Información de Fiscalización Ambiental (SNIFA), de la Superintendencia del Medio Ambiente.

Para el análisis se consideró la versión más reciente de estos documentos para cada uno de los PDA. A partir de los informes de estado de avance se extrajo la información de cuántas fiscalizaciones se hicieron a establecimientos que se rigen por los límites de emisión establecidos en los PDA, y en cuantas de estas se reportaron hallazgos. La Tabla 7-1 compila los resultados de la revisión de los informes. Se observa que, de las 132 fiscalizaciones reportadas, el 17% aproximadamente presenta hallazgos.

Dado que las fiscalizaciones que se revisaron corresponden a la temática de control de emisiones al aire de calderas y otras fuentes emisoras, y estas fiscalizaciones consisten, entre otras cosas, en la medición de concentración de contaminantes emitidos por cada caldera, para cada contaminante normado en el PDA, se determinó que el resultado de una fiscalización calificada como “Con hallazgos” se refiere a aquellos establecimientos que no cumplen con los límites de emisión establecidos en el plan en todas sus calderas, para todos los contaminantes emitidos o bien no han cumplido con las mediciones discretas de contaminantes requeridas por la SMA. Independientemente de cuál de estos dos factores no se cumpla, de todas formas, se está incumpliendo la normativa establecida para calderas en los PDA.

Teniendo lo anterior en cuenta, el 83% de los establecimientos fiscalizados en zonas con PDA a nivel nacional, cumplen con la normativa vigente en todas sus calderas, para todos los contaminantes emitidos por estas y con todas las mediciones al día. Además, se observa que las zonas con mayor cumplimiento normativo son Concón, Quinteros y Puchuncaví, Valdivia, Concepción, y el Valle Central de O’Higgins, todas con un 100% de cumplimiento. El caso contrario sucede en la zona de Talca y Maule, donde el 53% de los establecimientos fiscalizados tienen cumplimiento normativo completo en cuanto a las regulaciones para calderas establecidas en su PDA correspondiente. Cabe mencionar que existe una diferencia importante entre la cantidad de fiscalizaciones realizadas en algunas de las zonas mencionadas anteriormente, por lo que este es un factor a tener en cuenta en el análisis. Las zonas con mayor cantidad de fiscalizaciones corresponden a la Región Metropolitana (32), seguida por Temuco y Padre de las

Casas (30), Y las zonas con menos fiscalizaciones corresponden a Valdivia (1), y Coyhaique (1), seguidas por Concón, Quintero y Puchuncaví (2).

Tabla 7-1 Registro de fiscalizaciones a calderas en PDA

PDA	Decreto	Año de fiscalización	Nº de fuentes revisadas	Nº fuentes sin hallazgos	Nº fuentes con hallazgos	Link
Chillán y Chillán viejo	48/2015	2022	10	9	1	link
Talca y Maule	49/2015	2022	15	8	7	link
Osorno	47/2015	2022	10	7	3	link
Concón, Quintero y Puchuncaví	105/2018	2022	2	2	0	link
Valdivia	25/2018	2022	1	1	0	link
Valle central de Curicó	44/2017	2022	3	0	3	link
Región Metropolitana	31/2017	2021	32	31	1	link
Concepción metropolitano	6/2018	2021	20	20	0	link
Valle central de la región de O´Higgins	15/2013	2021	8	8	0	link
Temuco y Padre de las Casas	8/2015	2021	30	22	8	link
Los Ángeles	4/2017	2021	0	0	0	link
Coyhaique	7/2018	2021	1	1	0	link
TOTAL			**132**	**109**	**23**	

Fuente: Elaboración propia

7.2 Análisis de las emisiones típicas en zonas sin PDA

La caracterización de las emisiones provenientes de calderas en zonas sin PDA se realizó a partir de la base de datos de emisiones para el año 2022 del RETC. Para esto se filtró por tipo de fuente para seleccionar las calderas y luego se utilizó la comuna de cada fuente para clasificarla como “PDA” si esta se encuentra en una comuna con un plan de descontaminación atmosférica vigente, que establezca límites de emisión para calderas, o “No PDA” en el caso contrario. Para esto se realizó una revisión de cada plan para determinar cuáles son las comunas para las que aplica cada PDA.

Se reconocieron algunos valores reportados de emisiones totales de ordenes de magnitud muy grandes, que no corresponden al tipo o tamaño de fuente emisora, por lo que se creó un criterio para reconocer y excluir a estas calderas del análisis. Este criterio consiste en que, si el nivel de actividad reportado supera por 8 o más veces al consumo nominal anual de la fuente, esta no se considera en el análisis. De esta manera se excluyeron 2167 registros de emisiones para el análisis. Se reconoció que este error correspondía generalmente a que el registro de la

declaración, ya sea por parte del titular o por el RETC, estaba en unidades de medida o en ordenes de magnitud que no correspondían, provocando una sobrestimación considerable en las emisiones totales de la caldera.

La Tabla 7-2 muestra la suma de las emisiones totales de calderas en zonas sin PDA por contaminante y región. Además, se incluye el mismo valor para las calderas en zonas con PDA vigente. Esto para tener una referencia de las magnitudes de las emisiones reportadas en el RETC para cada contaminante y región. De esta manera la tabla logra caracterizar los contaminantes típicos que emiten las calderas en las zonas sin PDA, y el desglose por región permite ver como esto varía dependiendo la zona geográfica del país. Se observa que en muchos casos las emisiones de ciertos contaminantes, como es el caso del arsénico en Antofagasta, o el CO_2 en la Araucanía por nombrar algunos, son más altas en las zonas sin PDA que en las con PDA. Esto se puede deber a diversos factores como el número de fuentes registradas, el tamaño de estas, etc. Por lo que se debe tener en cuenta este factor al sacar conclusiones sobre la magnitud de emisiones en zonas con o sin PDA, estudiando solamente esta información.

Tabla 7-2 Comparación de emisiones totales de calderas por contaminante y región

Contaminante	Región	Emisión [ton/año]	
		Comunas sin PDA	Comunas con PDA
Amoniaco	Antofagasta	7,97	4,41
	Araucanía	0,86	27,16
	Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	0,23	11,10
	Biobío	3,11	3,67
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	0,82	2,48
	Los Lagos	2,68	0,29
	Los Ríos	2,20	0,04
	Maule	1,15	2,39
	Ñuble	1,46	0,46
	Valparaíso	1,66	2,88
Arsénico	Antofagasta	28,13	0,00042
	Araucanía	0,24	0,02
	Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	0,00016	0,01
	Biobío	0,70	7,70
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	0,0026	0,13
	Los Lagos	0,15	0,16
	Los Ríos	0,17	0,0014
	Maule	0,14	0,05
	Ñuble	0,82	0,0009

Contaminante	Región	Emisión [ton/año]	
		Comunas sin PDA	Comunas con PDA
	Valparaíso	0,09	7,47
Benceno	Antofagasta	0,0103	0,0033
	Araucanía	41,57	0,25
	Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	0,0001	0,05
	Biobío	132,58	12,63
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	0,47	0,40
	Los Lagos	2,09	1,29
	Los Ríos	32,48	0,26
	Maule	25,71	1,03
	Ñuble	72,47	0,14
	Valparaíso	16,89	0,27
CO_2	Antofagasta	11.998.438	1.863.091
	Araucanía	3.345.010	2.053.642
	Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	320.879	242.961
	Biobío	8.351.962	5.013.228
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	1.774.168	7.316.721
	Los Lagos	2.072.493	640.648
	Los Ríos	2.108.754	336.132
	Maule	2.056.920	649.197
	Ñuble	4.837.961	606.416
	Valparaíso	2.231.368	2.919.346
CO	Antofagasta	5.321	476
	Araucanía	6.076	439
	Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	52	75
	Biobío	18.553	2.044
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	351	1.161
	Los Lagos	3.758	296
	Los Ríos	4.136	97
	Maule	3.588	312
	Ñuble	7.826	200
	Valparaíso	2.665	325
Plomo	Antofagasta	22,45	0,001
	Araucanía	0,49	0,04
	Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	0,0004	0,013
	Biobío	1,41	5,95

Contaminante	Región	Emisión [ton/año]	
		Comunas sin PDA	Comunas con PDA
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	0,01	0,09
	Los Lagos	0,64	0,14
	Los Ríos	0,32	0,0031
	Maule	0,28	0,04
	Ñuble	1,04	0,002
	Valparaíso	0,19	6,29
Mercurio	Antofagasta	0,79	0,00023
	Araucanía	0,03	0,00014
	Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	0,00000002	0,00001001
	Biobío	0,11	0,19
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	0,00043	0,0025
	Los Lagos	0,01	0,0046
	Los Ríos	0,03	0,0002
	Maule	0,02	0,0016
	Ñuble	0,07	0,0003
	Valparaíso	0,01	0,20
NOx	Antofagasta	44.005	2.301
	Araucanía	3.147	2.380
	Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	349	362
	Biobío	7.134	12.237
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	1.944	7.515
	Los Lagos	23.619	823
	Los Ríos	1.827	452
	Maule	2.217	738
	Ñuble	3.417	740
	Valparaíso	3.544	12.356
MP	Antofagasta	5,46	8,64
	Araucanía	0,99	0,46
	Biobío		4,01
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	1,61	3,83
	Los Lagos	7,70	0,71
	Los Ríos	0,29	0,03
	Maule	0,0031	3,94
	Ñuble	0,61	5,32
	Valparaíso	1,95	5,77

Contaminante	Región	Emisión [ton/año]	
		Comunas sin PDA	Comunas con PDA
MP_{10}	Antofagasta	50,12	142,17
	Araucanía	61,84	179,24
	Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	23,30	34,91
	Biobío	16,99	109,98
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	134,11	551,33
	Los Lagos	1.786	68,24
	Los Ríos	14,56	29,25
	Maule	56,17	55,09
	Ñuble	160,31	48,83
	Valparaíso	115,72	16,01
$MP_{2,5}$	Antofagasta	501,08 (1)	141,38
	Araucanía	57,73	170,76
	Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	23,09	31,44
	Biobío	13,74	107,27
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	133,65	531,58
	Los Lagos	1.680	49,48
	Los Ríos	11,57	29,24
	Maule	53,66	46,77
	Ñuble	82,32	48,78
	Valparaíso	115,12	15,75
SO_2	Antofagasta	0,74	0,90
	Araucanía	248,07	2,54
	Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	0,04	0,67
	Biobío	789,36	75,99
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	3,13	3,36
	Los Lagos	15,53	7,81
	Los Ríos	193,44	1,60
	Maule	153,15	7,41
	Ñuble	356,53	1,31
	Valparaíso	100,88	1,09
Tolueno	Antofagasta	0,01	0,01
	Araucanía	9,11	0,03
	Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	0,00	0,00
	Biobío	27,06	2,29
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	0,11	0,10

Contaminante	Región	Emisión [ton/año]	
		Comunas sin PDA	Comunas con PDA
	Los Lagos	0,48	0,28
	Los Ríos	6,16	0,06
	Maule	5,29	0,23
	Ñuble	14,25	0,03
	Valparaíso	3,70	0,30
COV's	Antofagasta	4,38	6,25
	Araucanía	168,98	0,96
	Aysén del Gral. Carlos Ibáñez del Campo	0,00	0,05
	Biobío	620,43	49,47
	Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	3,07	4,37
	Los Lagos	13,99	5,75
	Los Ríos	113,82	1,09
	Maule	97,53	7,00
	Ñuble	212,60	4,41
	Valparaíso	69,77	7,60

(1) Este valor es mucho más alto que su equivalente para MP_{10} esto se debe a que hay 2 calderas correspondientes a la Central Termoeléctrica Andina que declaran el 91% de estas emisiones. Además, estas fuentes declaran que sus emisiones de $MP_{2,5}$ son del orden de 100 veces mayor a las de MP_{10} siendo las únicas fuentes que presentan este fenómeno. Sin embargo, dado a que no se puede determinar de forma certera cual es el error ni cómo arreglarlo, se decidió no modificar los datos oficiales de las bases de datos de emisiones del RETC 2022.

Fuente: Elaboración propia

7.3 Evaluación de la sinergia entre la futura norma de emisión y los PDA's

Dado que el proyecto definitivo de norma de emisión publicado el año 2018 corresponde a lo más cercano que existe de una futura norma de emisión para calderas, se decidió comparar los límites de emisión de contaminantes que este establece con los planes de descontaminación atmosféricas para evaluar su sinergia. Tanto los límites del proyecto definitivo como se clasificaron según contaminante que regulan, unidad de medida del límite, potencia de la caldera regulada, antigüedad de esta, y combustible utilizado.

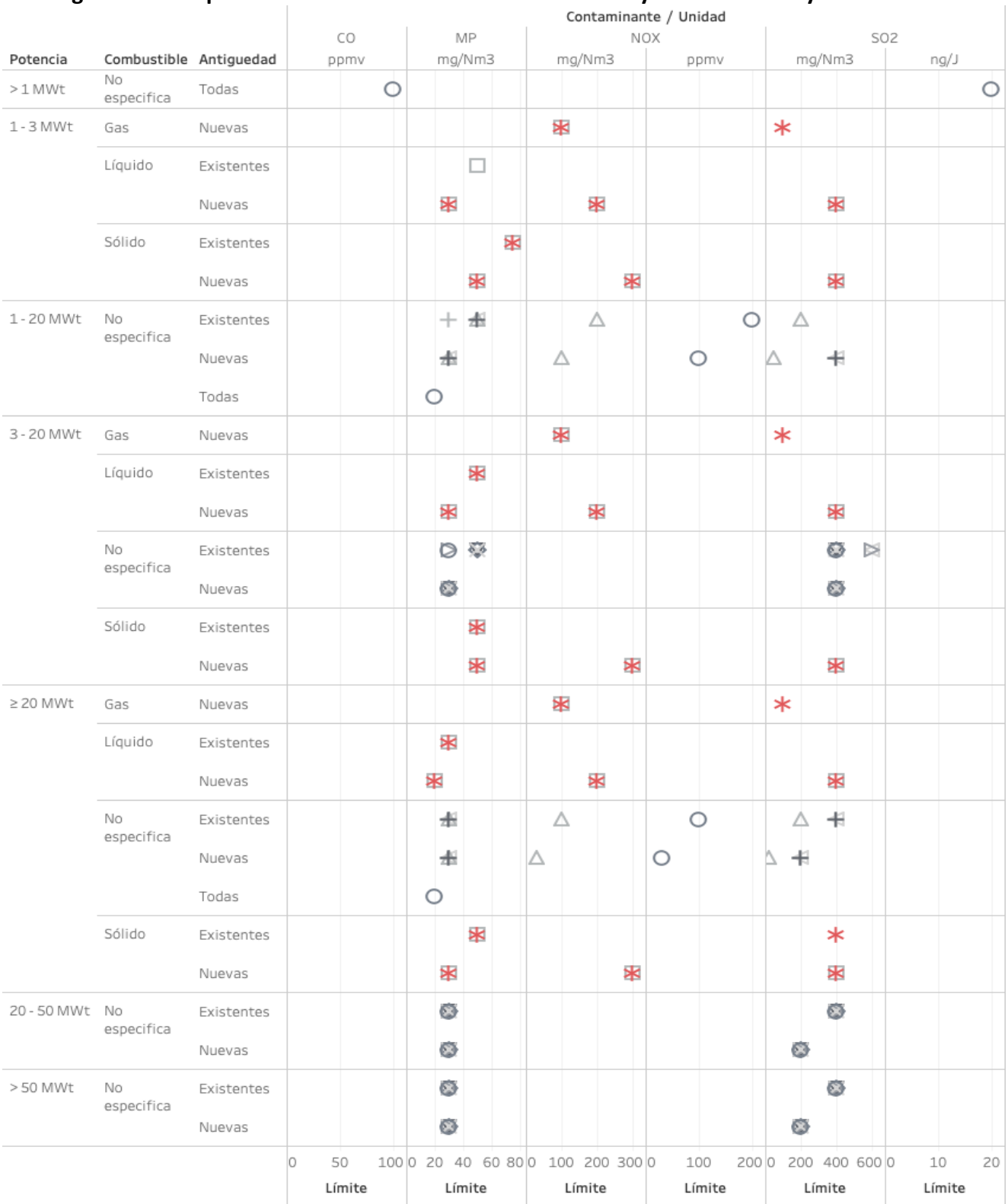
La Figura 7-1 representa la sinergia del proyecto definitivo con los PDA mediante la comparación de los límites de emisión establecidos en ellos. Se representan los límites establecidos en el proyecto definitivo mediante un asterisco de color rojo, los límites correspondientes a cada PDA

se representan con las figuras y colores establecidos en la leyenda de la Leyenda de la Figura 7-1.

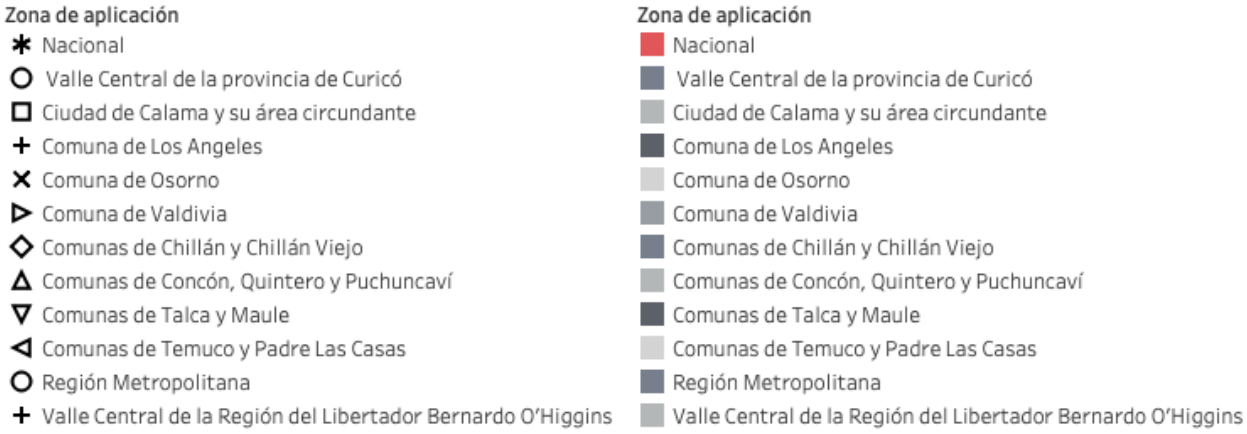
Se observa que en general los límites de emisión establecidos en estos documentos normativos son bastante similares entre sí, es más ningún límite correspondiente al proyecto definitivo es mayor que uno de un PDA para una misma fuente regulada. La gran diferencia que existe es que el proyecto definitivo diferencia límites de emisión según estado del combustible que utiliza la fuente (Sólido, Líquido, Gas), cosa que sólo algunos PDA hacen. Por esta razón se genera la categoría de combustibles “No especifica” la cual tiene sólo valores de PDAs. A pesar de esto, se puede observar al comparar los límites correspondientes a “No especifica” con las demás categorías de combustibles los límites de emisión son bastante similares, por lo que se puede afirmar que el proyecto definitivo propone límites de emisión conforme a lo establecido en los PDA, pero los define de manera más específica al agregar el combustible como elemento diferenciador.

Otra tendencia a remarcar es la gran similitud que existe en los límites de emisión establecidos entre los mismos PDAs. Esto se observa mediante la gran cantidad de figuras superpuestas en el gráfico, lo que indica que en general cuando se regula la misma fuente en varios planes, se establece el mismo límite de emisión. Esta tendencia se puede extender al proyecto definitivo, ya que en el gráfico se pueden visualizar bastantes asteriscos rojos superpuestos a otras figuras, lo que muestra que la misma fuente está regulada en ambas normas y con el mismo límite de emisión.

Figura 7-1 Comparación de límites de emisión entre el Proyecto Definitivo y los PDA



Leyenda de la Figura 7-1



Fuente: Elaboración propia

A continuación se presenta una comparación entre las normas chilenas para fuentes de gran potencia (Norma de emisión para Centrales Termoeléctricas), y la normativa europea para este tipo de fuentes, al igual que los límites de emisión para fuentes con las mejores técnicas disponibles (MTD) (Unión Europea, 2017), las cuales son establecidas por la Unión Europea para distintas fuentes de combustión. En este caso se consideraron las MTD para calderas, estas incluyen límites de emisión para fuentes de potencia mayor a 50 MWt.

Tabla 7-3 Límites de emisión para combustibles sólidos por tipo de contaminante en (mg/Nm^3) , para fuentes nuevas y existentes

		MP (mg/Nm^3)		SO_2 (mg/Nm^3)		NO_x(mg/Nm^3)	
País/legislación	**Potencia Térmica (MWt)**	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**
Chile-Centrales Termoeléctricas (Vigente)	> 50	30	50	200	400	200	500
Chile-Centrales Termoeléctricas (Anteproyecto)	> 50	10	30	120	200	120	200
Unión Europea	50 - 100	20	30	200	200	250	300
	100 - 300	20	20	200	200	200	250
	> 300	20	20	200	200	200	200
Mejores Técnicas Disponibles	50 - 100	2 - 5	2 - 15	15 -70	15 -100	70 -150	70 - 225
	100 - 300	2 -5	2 -12	10 - 50	10 - 70	50 - 140	50 - 180
	> 300	2 - 5	2 - 10	10 - 35	10 - 50	40 - 140	40 -150

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7-4 Límites de emisión para combustibles líquidos por tipo de contaminante en (mg/Nm³), para fuentes nuevas y existentes

		MP (mg/Nm³)		SO_2 (mg/Nm³)		NO_x(mg/Nm³)	
País/legislación	**Potencia térmica (MWt)**	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**
Chile-Centrales Termoeléctricas (Vigente)	> 50	30	30	10	30	200	120
Chile-Centrales Termoeléctricas (Anteproyecto)	> 50	20	30	10	10	100	120
Unión Europea	50 - 100	20	30	350	350	300	450
	100 - 300	20	25	200	250	150	200
	> 300	10	20	150	200	100	150
Mejores Técnicas Disponibles	50 - 100	2 - 10	2 - 20	50 - 175	50 - 175	75 - 200	150 - 270
	100 - 300	2 - 10	2 - 20	50 - 175	50 - 175	45 - 75	45 - 100
	> 300	2 - 5	2 - 10	35 - 50	50 - 110	45 - 75	45 - 100

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7-5 Límites de emisión para combustibles líquidos por tipo de contaminante en (mg/Nm³) , para fuentes nuevas y existentes

		MP (mg/Nm³)		SO_2 (mg/Nm³)		NO_x(mg/Nm³)	
País/legislación	**Potencia térmica (MWt)**	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**
Chile-Centrales Termoeléctricas (Vigente)	> 50	-	-	-	-	50	50
Chile-Centrales Termoeléctricas (Anteproyecto)	> 50	-	-	-	-	50	50
Unión Europea	50 – 100	5 – 30 (1)	5 – 30 (1)	5 – 400 (2)	5 – 400 (2)	100 (2)	200 (2)
	100 – 300	5- 30 (1)	5- 30 (1)	5 – 400 (2)	5 – 400 (2)	100 (2)	200 (2)
	> 300	5 – 30 (1)	5 – 30 (1)	5 – 400 (2)	5 – 400 (2)	100 (2)	200 (2)
Mejores Técnicas Disponibles	50 – 100	2 – 10	2 – 15	10 – 110 (3)	10 – 110 (3)	10 – 80 (4)	20 – 100 (4)
	100 – 300	2 – 10	2 – 15	10 – 110 (3)	10 – 110 (3)	10 – 80 (4)	20 – 100 (4)
	> 300	2 – 5	2 – 10	10 – 110 (3)	10 – 110 (3)	10 – 80 (4)	20 – 100 (4)

(1) Se agruparon límites de emisión de los siguientes combustibles: Gas general, Gas de altos hornos, y Gas de hornos de coque.
(2) Se agruparon límites de emisión de los siguientes combustibles: Gas general, Gas de altos hornos, Gas de hornos de coque, y Gas licuado.
(3) Se agruparon límites de emisión de los siguientes combustibles: Gases de la industria siderúrgica, y Gases de la industria química.
(4) Se agruparon límites de emisión de los siguientes combustibles: Gas natural, Gases de la industria siderúrgica, y Gases de la industria química.

Fuente: Elaboración propia.

8. Propuesta de nuevos escenarios normativos

8.1 Revisión del diseño propuesto en el proyecto definitivo

El objetivo de esta actividad corresponde a la revisión y recomendación del diseño y regulación propuesto en el proyecto definitivo. A continuación, se presenta un desglose con los elementos más importantes abordados en el proyecto y su respectiva revisión y análisis.

8.1.1 Tamaño de fuente regulada

El proyecto definitivo establece límites de emisión para las calderas de los siguientes tamaños:

Tabla 8-1 Tamaños de calderas regulados en el proyecto definitivo

Antigüedad	Contaminante	Tamaño	
		Desde	Hasta
Calderas Nuevas	MP	75 kWt	> 20 MWt
	NOx	1 MWt	> 20 MWt
	SO_2	1 MWt	> 20 MWt
	CO	300 kWt	1 MWt
Calderas Existentes	MP	1 MWt	> 20 MWt
	SO_2	20 MWt	> 20 MWt

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto al límite inferior, se observa que este varía bastante dependiendo el contaminante regulado y es aún menos restrictivo para calderas existentes. En cuanto al límite superior de tamaño de fuente en los límites establecidos, se observa que estos regulan en general calderas de tamaño sobre los 20 MWt, excluyendo a aquellas calderas de generación eléctrica de potencia mayor a 50 MWt ya que estas son reguladas por la norma de emisión para termoeléctricas (ver sección 3.3.1.6). Por lo tanto, el proyecto definitivo regula a todas las calderas grandes de este tipo.

A partir del catastro nacional de calderas consolidado (anexo digital "NECAL2-Catastro_Nacional_Calderas.xlsx") se reconoce que además de las calderas de generación eléctrica existen, otras fuentes cuya potencia es del orden de los cientos de MWt. Entre ellas destacan las calderas recuperadoras de la industria de la celulosa, y otras calderas de agua caliente provenientes de plantas de tratamiento de agua, hospitales, industria agrícola, salmoneras, entre otras. Estas calderas no se rigen por la norma de emisión de termoeléctricas, por lo que se podría crear un rango de tamaños dirigido a regular este tipo de fuentes.

8.1.2 Contaminantes normados

El proyecto definitivo establece límites de emisión para cuatro contaminantes distintos (MP, SO_2, NOx, y CO). La Tabla 8-2 presenta una comparación de los contaminantes normados en los distintos textos normativos revisados en este estudio. Específicamente muestra los contaminantes que regula el proyecto definitivo y los compara con los regulados en los planes de descontaminación atmosférica, y con los regulados en la normativa internacional revisada (Sección 3).

Tabla 8-2 Comparación de contaminantes normados en la normativa revisada

Antigüedad	Contaminantes		
	Proyecto Definitivo	PDA	Normativa Internacional
Calderas Nuevas	MP, NOx, SO_2 y CO	MP, NOx, SO_2 y CO	MP, SO_2, NOx, Hg, CO, HCl, COVs y Polvo
Calderas Existentes	MP y SO_2	MP, NOx y SO_2	MP, SO_2, NOx, Hg, CO, HCl, COVs y Polvo

Fuente: Elaboración propia

Se observa que la única diferencia del proyecto definitivo y los PDA en cuanto a contaminantes normados, es que el primero no establece límites de emisión para NOx en calderas existentes, lo cual parece extraño considerando la experiencia normativa internacional y de los PDA. La normativa internacional, al considerar varios textos de distintos países, cuenta con límites de emisión para más del doble de los contaminantes que regula el proyecto definitivo. Siguiendo la tendencia de la normativa internacional, se podría evaluar la inclusión de nuevos contaminantes, como COVs o CO, en los límites de emisión, especialmente para fuentes grandes como las mencionadas en la sección anterior. Esto debido a que las fuentes de mayor potencia tienen el mayor impacto potencial en la calidad ambiental, por lo que podría ser necesario cubrir un mayor espectro de contaminantes normados.

8.1.3 Límites de emisión

Como se expuso en la Sección 7.3, los límites de emisión de contaminantes propuestos en el proyecto definitivo son bastante similares a los establecidos en los planes de descontaminación atmosférica. Sin embargo, cuando se compara con los límites de la normativa internacional algunos valores difieren bastante. Países como Perú o Ecuador suelen establecer límites de emisión más altos para contaminantes como el material particulado, pero la diferencia en los rangos de potencia para los que establecen estos límites dificulta establecer una comparación directa. Otros como Alemania o la Unión Europea son más restrictivos con sus límites de emisión. Las siguientes tablas (desde la Tabla 8-3 hasta la Tabla 8-7) muestran una recopilación de los límites de emisión más estrictos revisados por combustible y antigüedad de la fuente, para el proyecto definitivo, los planes de descontaminación atmosférica, y la revisión de normativa internacional. Se presenta una tabla para cada uno de los rangos de tamaños de caldera utilizados en el proyecto definitivo y la mayoría de los PDA. Se observa que, si bien el proyecto definitivo y los PDA suelen tener límites de emisión similares, algunas normativas internacionales tienden a establecer límites aún más estrictos. Además, destacan Suiza, Alemania y la Unión Europea como

los países que norman con límites más exigentes. Otra observación interesante es que, especialmente en la normativa internacional, a medida que aumenta la potencia de la fuente regulada se suelen tener más límites de emisión entre los cuales comparar para determinar el más estricto.

Tabla 8-3 Comparación del límite de emisión más estricto (mg/Nm³), por combustible y antigüedad de la fuente, para calderas de potencia entre 75 kWt y 1 MWt

	MP [mg/Nm³]		SO_2 [mg/Nm³]		NOx [mg/Nm³]	
Norma	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**
Combustible Sólido						
Proyecto definitivo	50	-	-	-	-	-
PDA	30	30	100	20 [ng/J]	200 [ppmv]	-
Internacional	20 (1)	20 (1)	-	-	-	-
Combustible Líquido						
Proyecto definitivo	50	-	-	-	-	-
PDA	30	30	100	20 [ng/J]	200 [ppmv]	-
Internacional	-	-	-	-	-	-
Combustible Gaseoso						
Proyecto definitivo	-	-	-	-	-	-
PDA	30	30	100	20 [ng/J]	200 [ppmv]	-
Internacional	-	-	-	-	-	-

(1) El límite corresponde a la normativa de Suiza.

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 8-4 Comparación del límite de emisión más estricto (mg/Nm³), por combustible y antigüedad de la fuente, para calderas de potencia entre 1 y 3 MWt

	MP [mg/Nm³]		SO_2 [mg/Nm³]		NOx [mg/Nm³]	
Norma	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**
Combustible Sólido						
Proyecto definitivo	50	75	400	-	300	-
PDA	20	20	400	10 [ng/J]	300	-
Internacional	50 (1)	50 (1)	350 (1)	350 (1)	150 (1)	150 (1)
Combustible Líquido						
Proyecto definitivo	30	50	400	-	200	-
PDA	20	20	400	10 [ng/J]	200	-
Internacional	-	-	-	-	-	-
Combustible Gaseoso						
Proyecto definitivo	-	-	100	-	100	-
PDA	20	20	10 [ng/J]	10 [ng/J]	100	-
Internacional	-	-	-	-	-	-

(1) El límite corresponde a la normativa de Alemania.

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 8-5 Comparación del límite de emisión más estricto (mg/Nm³), por combustible y antigüedad de la fuente, para calderas de potencia entre 3 y 20 MWt

	MP [mg/Nm³]		SO_2 [mg/Nm³]		NOx [mg/Nm³]	
Norma	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**
Combustible Sólido						
Proyecto definitivo	50	50	400	-	300	-
PDA	20	20	400	400	300	-
Internacional	20 (1)	20 (1)	350 (1)		250 (1)	250 (1)
Combustible Líquido						
Proyecto definitivo	30	50	400	-	200	-
PDA	20	20	400	400	200	-
Internacional	20 (2)	20 (2)	275 [ppmv] (3)	550 [ppmv] (3)	110 [ppmv] (3)	110 [ppmv] (3)
Combustible Gaseoso						
Proyecto definitivo	-	-	100	-	100	-
PDA	20	20	10 [ng/J]	10 [ng/J]	100	-
Internacional	-	-	-	-	110 [ppmv] (3)	110 [ppmv] (3)

(1) El límite corresponde a la normativa de Suiza.
(2) El límite corresponde a la normativa de Alemania.
(3) El límite corresponde a la normativa de México.

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 8-6 Comparación del límite de emisión más estricto (mg/Nm³), por combustible y antigüedad de la fuente, para calderas de potencia entre 20 y 50 MWt

	MP [mg/Nm³]		SO_2 [mg/Nm³]		NOx [mg/Nm³]	
Norma	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**
Combustible Sólido						
Proyecto definitivo	30	50	400	400	300	-
PDA	20	30	200	200	300	100 [ppmv]
Internacional	20 (1)	30 (2)	350 (2)	350 (2)	200 (2)	200 (2)
Combustible Líquido						
Proyecto definitivo	20	30	400	-	200	-
PDA	20	30	200	200	200	100 [ppmv]
Internacional	10 (2)	10 (2)	-	-	150 (3)	150 (3)
Combustible Gaseoso						
Proyecto definitivo	-	-	50	-	100	-
PDA	20	30	200	200	100	100 [ppmv]
Internacional	-	-	-	170 (2)	200 (2)	200 (2)

(1) El límite corresponde a la normativa de la Unión Europea.
(2) El límite corresponde a la normativa de Alemania.
(3) El límite corresponde a la normativa de Suiza.

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 8-7 Comparación del límite de emisión más estricto (mg/Nm^3), por combustible y antigüedad de la fuente, para calderas de potencia mayor 50 MWt

	MP [mg/Nm^3]		SO_2 [mg/Nm^3]		NOx [mg/Nm^3]	
Norma	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**	**Nuevas**	**Existentes**
Combustible Sólido						
Norma de centrales termoeléctricas (Actual)	30	50	200	400	200	500
Norma de centrales termoeléctricas (Anteproyecto)	10	30	120	200	120	200
Internacional*	2	2	10	10	40	40
Combustible Líquido						
Norma de centrales termoeléctricas (Actual)	30	30	10	30	120	200
Norma de centrales termoeléctricas (Anteproyecto)	20	30	10	10	100	120
Internacional*	2	2	35	50	45	45
Combustible Gaseoso						
Norma de centrales termoeléctricas (Actual)	-	-	-	-	50	50
Norma de centrales termoeléctricas (Anteproyecto)	-	-	-	-	50	50
Internacional*	2	2	10	10	10	20

*La normativa internacional considerada corresponde a los límites de emisión para mejores técnicas disponibles de la Unión Europea.

Fuente: Elaboración Propia.

Otro factor relevante es que el proyecto definitivo regula fuentes hasta 50 MWt, mientras que la normativa internacional regula calderas de potencias mucho más altas. Esto es importante ya que muchos de los límites internacionales que son mucho más estrictos que los propuestos en el proyecto, aplican para calderas de generación eléctrica que en Chile estarían reguladas por la norma de emisión de termoeléctricas. Sin embargo, estos límites para fuentes grandes sí servirían como referencia para definir límites de emisión para calderas de vapor de agua de alta potencia, como las observadas en el catastro nacional de calderas (ver sección 6.1). Hoy en día estas se encuentran reguladas sólo en zonas con PDA vigente, y bajo los límites de las calderas mayores a 20 MWt de potencia.

Exenciones al cumplimento de los límites de emisión

Se proponen las siguientes exenciones a los límites de emisión según lo establecido en el proyecto definitivo y los planes de descontaminación atmosférica:

- Se exceptúan del cumplimiento del límite máximo de SO_2 y NOx aquellas calderas existentes y nuevas que utilicen combustible sólo de biomasa no tratada o demuestren utilizar de manera permanente un combustible líquido o gaseoso con un contenido de azufre menor o igual a 50 ppm.

- Se exceptúan del cumplimiento del límite máximo de MP y SO_2 aquellas calderas existentes y nuevas que funcionen menos de 500 horas al año. En el caso de que la caldera utilice un combustible líquido con contenido de azufre mayor o igual a 50 ppm, o un combustible sólido, deberá cumplir con un límite de emisión para MP menor a 100 mg/Nm^3, con una frecuencia de medición de 3 años.
- Se exceptúan del cumplimiento del límite máximo de MP, las calderas nuevas y existentes de potencias hasta 1 MWt, que usen un combustible líquido (con menos de 50 ppm de azufre) o gaseoso, en forma exclusiva y permanente.
- Se exceptúan del cumplimiento del límite máximo de MP y SO_2, las calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt, que usen un combustible gaseoso, en forma exclusiva y permanente.

8.1.3.1 Calderas Cogeneradoras y Recuperadoras

Las calderas de cogeneración o cogeneradoras son unidades que están diseñadas para aprovechar el vapor que producen tanto en forma de calor como energía. El vapor puede ser introducido a una turbina para producción de energía la cual puede ser utilizada internamente por el establecimiento o inyectada a la red eléctrica nacional, o bien este puede ser utilizado como fuente de calor, ya sea como calefacción o para procesos internos que lo necesiten.

Las calderas recuperadoras son propias de la industria de la celulosa. Estas fuentes aprovechan un residuo de la etapa del lavado de la pulpa, llamado licor negro, como combustible y mediante la incineración de este recuperan las sales de sodio que se encuentran disueltas en el licor negro, las cuales se utilizan más adelante en el proceso productivo de la celulosa, y generan vapor. Este tipo de calderas pueden ser cogeneradoras dependiendo el uso que se le dé al vapor que producen. Es común que dentro de las plantas de producción de celulosa se utilicen las calderas recuperadoras para cogeneración, aprovechando el calor para el proceso de secado del papel y el vapor para la producción de energía la cual es utilizada para alimentar la línea productiva. Las plantas de celulosa suelen tener dos tipos de caldera, las recuperadoras, que utilizan licor negro, y las calderas de poder, las que utilizan biomasa, generalmente despuntes, virutas y aserrín, ambos pueden usarse como calderas de cogeneración según el proceso descrito.

Tanto las calderas de cogeneración como las recuperadoras de la industria de la celulosa funcionan igual que las demás calderas de agua caliente tradicionales consideradas en este estudio. Por esta razón no requieren una regulación especial, sino que deben normarse según los mismos parámetros que las demás calderas, es decir antigüedad, tamaño y combustible utilizado. Cabe destacar que las calderas de la industria de la celulosa, tanto recuperadoras como de poder, suelen tener una alta potencia térmica, desde decenas a cientos de MWt, y actualmente no se encuentran reguladas por la norma de emisión para centrales termoeléctricas, por lo que lo establecido en los planes de descontaminación atmosférica puede no ser suficientemente exigente para estas fuentes, por esto se propone crear límites de emisión para calderas en rango de potencia mayor.

8.1.4 Gradualidad de implementación

El proyecto definitivo indica que las calderas nuevas deberán cumplir con los límites de emisión establecidos en este desde su inicio de operación. Las calderas existentes deberán cumplir con los siguientes plazos de cumplimiento a partir de la entrada en vigor del decreto:

- 6 años para caderas con potencia entre 1 y 3 MWt.
- 5 años para calderas con potencia entre 3 y 20 MWt.
- 4 años para calderas con potencia mayor o igual a 20 MWt.

Dado que los plazos de cumplimiento establecidos en los planes de descontaminación atmosférica son menores que los propuestos en el proyecto definitivo, 18 meses en el PDA de Coyhaique, 3 años en el PDA de Concón, Quintero y Puchuncaví, 3 años en el PDA de Talca, por nombrar algunos, se concluye que este criterio podría ser más exigente estableciendo plazos menores de cumplimiento para las calderas existentes.

Es probable que para la fecha en que entre en vigencia la norma de emisión para calderas ya se haya cumplido el plazo de implementación para calderas existentes en todos los PDAs. Por esto se propone que para las calderas que se encuentren en zonas con PDA vigente se rijan por los plazos de implementación de su plan correspondiente, esto con el fin evitar dar más plazo a fuentes existentes mediante la determinación de plazos generales. Para las fuentes existentes en zonas sin PDA se propone un plazo de 18 meses desde la entrada en vigencia de la norma para el cumplimiento de los límites establecidos en esta, emulando el plazo más estricto de los PDA. Para las fuentes nuevas, tanto en zonas con PDA y sin PDA, deberán cumplir con los límites de emisión desde su inicio de operación.

8.1.5 Esquema de fiscalización

El esquema de fiscalización propuesto en el proyecto definitivo está estructurado de manera similar al de los planes de descontaminación atmosférica y en consecuencia al propuesto por el equipo consultor en la Sección 3.5.1. La fiscalización y medición de las fuentes debe ser reportada periódicamente la Superintendencia del Medio Ambiente de acuerdo con las frecuencias señaladas en la Tabla 8-8.

Tabla 8-8 Esquema de medición y fiscalización del proyecto definitivo

Tipo de Medición	Combustible	Potencia	Antigüedad	Parámetros Medidos	Frecuencia de Medición	
					Sector Industrial	Sector Comercial y Residencial
Continua	Todos	≥ 20 MWt	Nuevas	MP, SO_2, NOx y COVs	Continua	Continua
Discreta	Todos	≥ 20 MWt	Nuevas	Hg	2 veces al año	1 vez al año
Discreta	Todos	≥ 20 MWt	Existentes	MP, SO_2, NOx y Hg	2 veces al año	1 vez al año

Tipo de Medición	Combustible	Potencia	Antigüedad	Parámetros Medidos	Frecuencia de Medición	
					Sector Industrial	Sector Comercial y Residencial
Discreta	Sólido de origen fósil y biomasa tratada	< 20 Mwt	Todas	MP, SO_2, NOx y COVs	1 vez al año	1 medición cada 2 años
Discreta	Biomasa no tratada	< 20 Mwt	Todas	MP, NOx y COVs	1 vez al año	1 medición cada 2 años
Discreta	Líquido con contenido de azufre mayor a 50 ppm	< 20 Mwt	Todas	MP, SO_2, NOx y COVs	1 vez al año	1 medición cada 2 años
Discreta	Líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm	< 20 Mwt	Todas	MP, NOx y COVs	1 vez al año	1 medición cada 3 años
Discreta	Gaseoso	< 20 Mwt	Todas	SO_2, NOx y COVs	1 vez al año	1 medición cada 3 años

Fuente: Elaboración propia.

Cabe notar que en la Tabla 8-8 no se propone un esquema de fiscalización para el CO. Lo anterior se debe a que no fue posible recopilar antecedentes suficientes que respalden una propuesta de fiscalización para dicho contaminante. Más aún, en el PDA de la Región Metropolitana (D.S. N° 31/2016), que es el único que norma CO y que para calderas establece límites para MP, NO_X, SO_2 y CO, no se determina una frecuencia de medición concreta para este último contaminante, a diferencia del MP, NO_X y SO_2, contaminantes para los cuales sí se establece una frecuencia de medición para acreditar emisiones (artículo 52°). Además, en el artículo 53° se establece que las fuentes deberán contar con instrumentación industrial para cuantificar variables que permitan estimar de manera indirecta las emisiones de distintos contaminantes e indica que una de estas variables podría ser la concentración de CO, aún cuando este está siendo normado en el PDA.

Por otro lado, en el artículo 51° del mismo PDA, se establecen frecuencias de medición para fuentes que no sean calderas ni procesos con combustión. Dependiendo del caudal de la fuente, esta frecuencia puede ser cada 36 o 12 meses. En base a estos antecedentes, se deja a criterio de la contraparte técnica determinar un esquema de fiscalización para el CO.

Dado que este esquema es más estricto que el propuesto por el equipo consultor, se considera razonable hacer uso de este, siempre que se tenga en consideración las recomendaciones referentes a parámetros de medición y reporte a la SMA realizadas en la Sección 3.5.1.

8.1.6 Unidades de medida

En el proyecto definitivo la unidad de medida que se utiliza para establecer todos los límites de emisión, independientemente del tamaño de la fuente, el combustible que utiliza o la antigüedad

de esta, es mg/Nm^3. Esto está en concordancia con la mayoría de los límites establecidos de los PDA, todos menos algunos límites del PDA de la Región Metropolitana, y la mayoría de los límites recopilados durante la revisión de normativa internacional. Además, el uso de esta unidad de medida permite una sinergia con los protocolos y esquemas de medición y fiscalización actuales para calderas en zonas con PDA. Teniendo en cuente esto y el análisis y conclusiones expuestas en la Sección 3.4, se concluye que es razonable el uso de mg/Nm^3como la unidad de medida para establecer los límites de emisión.

8.2 Propuesta de nuevos criterios normativos y tres límites de emisión por contaminante

A partir de la revisión de normativa internacional, se proponen tres escenarios de límites de emisión para ser evaluados. Se define un escenario **Menos exigente**, coincidente con los límites del proyecto definitivo previo, un escenario **Intermedio**, en que para ciertas combinaciones de potencia, antigüedad y estado del combustible se aplica un límite de emisión más estricto encontrado en la literatura, y un escenario **Más exigente** correspondiente a lo más exigente encontrado en la normativa nacional e internacional revisada.

De manera adicional a lo presentado en el PD, también siguiendo lo encontrado en las regulaciones internacionales, se agregan límites normativos para **calderas de potencia mayor a 50 MWt**, como un rango diferenciado. Junto con lo anterior, también se incluyen en la propuesta límites de emisión para **COVs**, considerando la importancia de estas emisiones, lo observado en la normativa internacional. Los valores propuestos en cada escenario se presentan en las siguientes tablas. En esta propuesta no se distinguen las calderas de cogeneración en particular, dado que se considera que estas deben cumplir con los mismos límites que todas las calderas.

En las siguientes tablas, agrupadas en subsecciones, se presentan los límites propuestos. Para cada escenario se destaca en rojo cuáles límites de emisión son más estrictos que el escenario Menos exigente, que coincide con el PD.

8.2.1 Para calderas nuevas de potencia menor a 1 MWt

En la Tabla 8-9, Tabla 8-10 y Tabla 8-11 se presentan los límites de emisión para los escenarios Menos Exigente, Intermedio y Más Exigente, respectivamente, propuestos para calderas nuevas con potencia menor a 1 MWt.

Tabla 8-9 Límites de emisión escenario Menos Exigente para calderas nuevas de potencia menor a 1 MWt

Contaminante	MP (mg/Nm³)		CO (mg/Nm³)	
Potencia	≥ 75 kWt y < 300 kWt	≥ 300 kWt y < 1 MWt	≥ 75 kWt y < 300 kWt	≥ 300 kWt y < 1 MWt
Gaseoso	N.A.	N.A.	N.A.	80
Líquido	N.A.	50	N.A.	80
Sólido	50	50	N.A.	125

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-10 Límites de emisión escenario Intermedio para calderas nuevas de potencia menor a 1 MWt

Contaminante	MP (mg/Nm³)		CO (mg/Nm³)	
Potencia	≥ 75 kWt y < 300 kWt	≥ 300 kWt y < 1 MWt	≥ 75 kWt y < 300 kWt	≥ 300 kWt y < 1 MWt
Gaseoso	N.A.	N.A.	N.A.	80
Líquido	N.A.	30	N.A.	80
Sólido	30	30	N.A.	125

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-11 Límites de emisión escenario Más Exigente para calderas nuevas de potencia menor a 1 MWt

Contaminante	MP (mg/Nm³)		CO (mg/Nm³)	
Potencia	≥ 75 kWt y < 300 kWt	≥ 300 kWt y < 1 MWt	≥ 75 kWt y < 300 kWt	≥ 300 kWt y < 1 MWt
Gaseoso	5	5	N.A.	80
Líquido	N.A.	30	N.A.	80
Sólido	30	30	N.A.	125

Fuente: Elaboración propia

8.2.2 Límites de emisión de MP – para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt

En la Tabla 8-12, Tabla 8-13 y Tabla 8-14 se presentan los límites de emisión de MP para los escenarios Menos Exigente, Intermedio y Más Exigente, respectivamente, propuestos para calderas con potencia mayor o igual a 1 MWt.

Tabla 8-12 Límites de emisión de MP para el escenario Menos Exigente para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt

Contaminante	MP (mg/Nm³)					
Potencia	≥ 1 MWt y < 3 MWt		≥ 3 MWt y < 20 MWt		≥ 20 MWt	
Antigüedad	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva
Gaseoso	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Líquido	50	30	50	30	30	20
Sólido	75	50	50	50	50	30

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-13 Límites de emisión de MP para el escenario Intermedio para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt

Contaminante						
Potencia	≥ 1 MWt y < 3 MWt		≥ 3 MWt y < 20 MWt		≥ 20 MWt	
Antigüedad	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva
Gaseoso	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Líquido	30	30	30	30	30	20*
Sólido	30	30	30	30	30	30

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-14 Límites de emisión de MP para el escenario Más exigente para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt

Contaminante	MP (mg/Nm^3)							
Potencia	≥ 1 MWt y < 3 MWt		≥ 3 MWt y < 20 MWt		≥ 20 MWt < 50 MWt		≥ 50 MWt	
Antigüedad	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva
Gaseoso	5	5	5	5	5	5	5	5
Líquido	30	30	30	20	30	20	20	10
Sólido	30	30	30	30	30	20	20	10

Fuente: Elaboración propia

8.2.3 Límites de emisión de SO_2 – para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt

En la Tabla 8-15, Tabla 8-16 y Tabla 8-17 se presentan los límites de emisión de SO_2 para los escenarios Menos Exigente, Intermedio y Más Exigente, respectivamente, propuestos para calderas con potencia mayor o igual a 1 MWt.

Tabla 8-15 Límites de emisión de SO_2 para el escenario Menos Exigente para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt

Contaminante	SO_2 (mg/Nm^3)					
Potencia	≥ 1 MWt y < 3 MWt		≥ 3 MWt y < 20 MWt		≥ 20 MWt	
Antigüedad	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva
Gaseoso	N.A.	100	N.A.	100	N.A.	50
Líquido	N.A.	400	N.A.	400	N.A.	400
Sólido	N.A.	400	N.A.	400	400	400

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-16 Límites de emisión de SO_2 para el escenario Intermedio para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt

Contaminante	SO_2 (mg/Nm^3)							
Potencia	≥ 1 MWt y < 3 MWt		≥ 3 MWt y < 20 MWt		≥ 20 MWt < 50 MWt		≥ 50 MWt	
Antigüedad	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva
Gaseoso	NA	100*	NA	50*	400	50*	400	35*
Líquido	NA	400	NA	400	400	200	400	200
Sólido	NA	400	NA	400	400	200	400	200

*Estos valores se proponen de forma que los escenarios menos exigentes e intermedios sean coherentes entre sí.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-17 Límites de emisión de SO_2 para el escenario Más exigente para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt

Contaminante	SO_2 (mg/Nm^3)							
Potencia	≥ 1 MWt y < 3 MWt		≥ 3 MWt y < 20 MWt		≥ 20 MWt < 50 MWt		≥ 50 MWt	
Antigüedad	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva
Gaseoso	35	35	35	35	35	35	35	35
Líquido	350	350	350	350	350	200	350	200
Sólido	1.100	400	1.000	400	400	200	400	200

Fuente: Elaboración propia

8.2.4 Límites de emisión de NOx – para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt

En la Tabla 8-18, Tabla 8-19 y Tabla 8-20 se presentan los límites de emisión de NOx para los escenarios Menos Exigente, Intermedio y Más Exigente, respectivamente, propuestos para calderas con potencia mayor o igual a 1 MWt.

Tabla 8-18 Límites de emisión de NOx para el escenario Menos Exigente para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt

Contaminante	NOx (mg/Nm^3)					
Potencia	≥ 1 MWt y < 3 MWt		≥ 3 MWt y < 20 MWt		≥ 20 MWt	
Antigüedad	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva
Gaseoso	N.A.	100	N.A.	100	N.A.	100
Líquido	N.A.	200	N.A.	200	N.A.	200
Sólido	N.A.	300	N.A.	300	N.A.	300

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-19 Límites de emisión de NOx para el escenario Intermedio para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt

Contaminante	NOx (mg/Nm³)					
Potencia	≥ 1 MWt y < 3 MWt		≥ 3 MWt y < 20 MWt		≥ 20 MWt	
Antigüedad	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva
Gaseoso	150	100	150	100	150	100
Líquido	250	200	250	200	250	200
Sólido	540	300	540	300	300	250

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-20 Límites de emisión de NOx para el escenario Más exigente para calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt

Contaminante	NOx (mg/Nm³)					
Potencia	≥ 1 MWt y < 3 MWt		≥ 3 MWt y < 20 MWt		≥ 20 MWt	
Antigüedad	Existente	Nueva	Existente	Nueva	Existente	Nueva
Gaseoso	100	100	100	100	100	100
Líquido	200	200	200	200	200	200
Sólido	320	300	320	300	250	150

Fuente: Elaboración propia

8.2.5 Límites de emisión de Mercurio

En la Tabla 8-21, Tabla 8-22 y Tabla 8-23 se presentan los límites de emisión de Hg para los escenarios Menos Exigente, Intermedio y Más Exigente, respectivamente.

Tabla 8-21 Límites de emisión de Mercurio para el escenario Menos Exigente

Contaminante	Hg (mg/Nm³)
Potencia	≥ 20 MWt
Carbón y/o petcoke, o mezcla de carbones con diferentes calidades	0,1

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-22 Límites de emisión de Mercurio para el escenario Intermedio

Contaminante	Hg (mg/Nm³)	
Potencia	≥ 20 MWt < 50 MWt	≥ 50 MWt
Carbón y/o petcoke, o mezcla de carbones con diferentes calidades	0,01	0,002

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-23 Límites de emisión de Mercurio para el escenario Más exigente

Contaminante	Hg (mg/Nm³)	
Potencia	≥ 20 MWt < 50 MWt	≥ 50 MWt
Carbón y/o petcoke, o mezcla de carbones con diferentes calidades	0,005	0,001

Fuente: Elaboración propia

8.2.6 Límites de emisión de COVs

En la Tabla 8-24, Tabla 8-25 y Tabla 8-26 se presentan los límites de emisión de COV para los escenarios Menos Exigente, Intermedio y Más Exigente, respectivamente.

Tabla 8-24 Límites de emisión de COVs para el escenario Menos Exigente

Contaminante	COVs (mg/Nm^3)
Potencia	≥ 75 kWt
Todo tipo de combustible	N.A.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-25 Límites de emisión de COVs para el escenario Intermedio

Contaminante	COVs (mg/Nm^3)
Potencia	≥ 75 kWt
Todo tipo de combustible	50

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8-26 Límites de emisión de COVs para el escenario Más Exigente

Contaminante	COVs (mg/Nm^3)
Potencia	≥ 75 kWt
Todo tipo de combustible	10

Fuente: Elaboración propia

Estos son los escenarios evaluados en la Sección 9, en que se analizan los costos y beneficios de cada uno de ellos.

8.3 Propuesta de medidas de control de emisiones

A partir de lo desarrollado en la Sección 5, se propondrán medidas de control de emisiones que se podrían implementar. Estas se seleccionan en base a su idoneidad para la caldera y el contaminante que emite. Para cada escenario, fuente y contaminante se propuso una tecnología (ver Sección 9.2.1). En el caso del escenario menos exigente, en la Tabla 8-27 se muestra que se seleccionaron las tecnologías depurador Venturi (VS) y filtro de mangas (FF), pero mayoritariamente no se escogen tecnologías debido a que, para el escenario menos exigente, existen numerosas fuentes que cumplen o a las que la norma no aplica (N.A.) y otras para las que no se encuentra una tecnología factible de usar por las características de la caldera (No encontrado).[55]

[55] Cabe mencionar que el conteo de tecnologías seleccionadas no debe coincidir con el de calderas, debido a que para una misma caldera puede seleccionarse más de una tecnología.

Tabla 8-27 Conteo de tecnologías seleccionadas para escenario menos exigente

Tecnologías	Conteo
FF	2
VS	212
No encontrado	12
N.A.	99.384
Total	**99.610**

N.A. : No Aplica
Fuente: Elaboración propia

De forma similar, en la Tabla 8-28 se muestran las tecnologías seleccionadas para el escenario intermedio. Se observa que se asigna una mayor variedad de tecnologías, pero nuevamente existen fuentes que cumplen, por lo que no se escogen medidas de abatimiento. Las tecnologías en la tabla corresponden a reducción catalítica no selectiva (SNCR), filtro de mangas (FF), depurador Venturi (VS) y depurador húmedo (WS)

Tabla 8-28 Conteo de tecnologías seleccionadas para escenario intermedio

Tecnologías	Conteo
SNCR	439
FF	5
VS	305
WS	1
No encontrado	1.170
N.A.	97.690
Total	**99.610**

N.A. : No Aplica
Fuente: Elaboración propia

Por último, para el escenario más exigente, en la Tabla 8-29 se observa una mayor variedad y cantidad de tecnologías asignadas, y nuevamente una mayoría de fuentes en cumplimiento.

Tabla 8-29 Conteo de tecnologías seleccionadas para escenario más exigente

Tecnologías	Conteo
SNCR	502
FF	12
VS	646
WS	95
No encontrado	1.827
N.A.	96.528
Total	**99.610**

N.A. : No Aplica
Fuente: Elaboración propia

9. Evaluación de costos y beneficios asociados a la aplicación de las propuestas regulatorias para calderas a nivel nacional

9.1 Confección de una base de datos que incluya el potencial de reducción de emisiones de los contaminantes según escenario

A partir del inventario elaborado en la Sección 6.2 y la aplicación de los escenarios normativos propuestos en la Sección 8.2, se presenta el potencial de reducción de cada contaminante para cumplir con los límites normativos de cada escenario en términos de concentración. Cabe notar que, en el caso del CO, el potencial de reducción es 0 mg/m^3 para todos los escenarios. Esto se debe a que el límite normativo propuesto para este contaminante solo aplica a calderas nuevas y se consideró que las calderas presentes en el inventario son existentes.

Tabla 9-1 Potencial de reducción de concentración por contaminante y escenario normativo

Contaminantes	Delta concentración (mg/m$_3$) escenario menos exigente	Delta concentración (mg/m^3) escenario intermedio	Delta concentración (mg/m^3) escenario más exigente
CO	-	-	-
COV	-	2.578.832	2.628.052
Hg	-	0,2371	0,3906
MP	1.098.534	1.104.484	2.236.790
NO_X	-	11.989.194	12.018.006
SO_2	-	-	112.621

Fuente: Elaboración propia

La base de datos que contiene el inventario de emisiones y los cálculos correspondientes se entrega como parte de los Anexos Digitales, bajo el nombre de “NECAL2-Calculo_Emisiones.xlsx”.

9.2 Estimación de los costos para cada tecnología de abatimiento

A continuación, se explica cómo se estimaron los costos de cumplimiento de los tres escenarios de norma a través de la implementación de tecnologías de abatimiento. Cabe mencionar que todos los costos de esta sección se presentarán en UF, convirtiendo según la tasa de cambio de la valorización del año correspondiente.

9.2.1 Estimación de costos para cada tecnología de abatimiento

Los costos de las tecnologías de abatimiento pueden ser desglosados en costos de inversión y costos de operación y mantención. Para el cálculo de ambos tipos de costos se utilizó la Documentación CoST[56], que entrega funciones parametrizadas para el cálculo de ambos tipos de

[56] https://www.epa.gov/economic-and-cost-analysis-air-pollution-regulations/cost-analysis-modelstools-air-pollution

costos por tecnología, combustible, tamaño y tipo de caldera. Estas funciones permiten calcular costos en función de la potencia y flujo de salida de la caldera.

Se optó por el uso de funciones parametrizadas en lugar de costos unitarios debido a que esta aproximación permite calcular un costo por cada caldera individualmente, en función de sus características propias y, adicionalmente, permite abordar el cálculo de costos como un problema de optimización, en que cada establecimiento busca minimizar sus costos sujeto a una eficiencia mínima requerida, que a su vez estará dada por la obligación del cumplimiento de la normativa para los tres escenarios. De acuerdo con lo anterior, el problema de optimización queda definido en base a la función objetivo descrita en la Ecuación 9-1.

Ecuación 9-1 Función objetivo del problema de optimización de estimación de costos de abatimiento

$$F.O.\min\left\{Costos\ totales\ de\ abatimiento = \sum_i f_{costo}\left(Potencia_f, Caudal_f, Reducción_f\right)\right\}$$

s.a.

$$Concentración_{f,i} \leq Límite\ concentración_{f,i}$$

Donde los subíndices *f* e *i* indican, respectivamente, las fuentes y contaminantes y donde

$$Concentración_{f,i} = Concentración\ de\ salida_{f,i} \cdot (1 - \eta_j)$$

Donde el subíndice *j* indica la tecnología escogida.

La información que es posible extraer del inventario de calderas son las emisiones anuales por fuente [ton/año], de forma que, para poder estimar los costos con la metodología previamente descrita, fue necesario estimar la concentración en las unidades en que los límites normativos propuestos están expresados, es decir, [mg/m^3]. Para ello, se utilizó la Ecuación 9-2 a continuación.

Ecuación 9-2 Conversión de emisiones a concentración

$$Concentración\ \left[\frac{mg}{m^3}\right] = \frac{Emisiones\ \left[\frac{ton}{año}\right] \cdot 10^9\left[\frac{mg}{ton}\right]}{Flujo\ \left[\frac{m^3}{h}\right] \cdot Horas\ de\ operación\left[\frac{h}{año}\right]}$$

Una vez hecha esta conversión, es posible comparar la concentración a la salida de cada fuente y el límite normativo correspondiente. Se hizo un análisis para cada escenario normativo, en donde se evidenciaron los resultados mostrados en las tablas a continuación, por tipo de caldera (Tabla 9-2), por tamaño (Tabla 9-3), por estado del combustible (Tabla 9-4), por región (Tabla 9-

5) y por contaminante (Tabla 9-6). Es posible notar, que como es de esperar, se presenta un mayor número de incumplimientos[57] en la medida en que el escenario es más exigente.

Al observar el número de incumplimientos por tipo de caldera, se observa que la mayor parte se da en calderas de agua caliente, seguidas por las calderas industriales. Por otro lado, la menor parte se produce en calderas de fluido térmico.

[57] Un incumplimiento se define como la superación de alguno de los límites de emisión. Es decir, una caldera puede presentar más de un incumplimiento si superara dos o más de los límites de emisión para los distintos contaminantes.

Tabla 9-2 Número de incumplimientos por tipo de caldera y escenario

Tipo de caldera	Número de incumplimientos esc. menos exigente	Número de incumplimientos esc. Intermedio	Número de incumplimientos esc. más exigente
Caldera Agua Caliente	130	1.485	2.344
Caldera de Fluido Térmico	1	11	30
Caldera de Generación Eléctrica	2	32	53
Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	89	380	638
Caldera Recuperadora	4	12	17
Total	**226**	**1.920**	**3.082**

Fuente: Elaboración propia

Luego, al observar por tamaño de caldera, en el escenario menos exigente, la mayor parte de los incumplimientos se produce en calderas de entre 1 y 3 MWt y de entre 3 y 20 MWt. Luego, en el caso del escenario intermedio, los rangos de tamaño en los que más se producen incumplimientos es entre 300 KWt y 1 MWt, 3 y 20 MWt y 1 y 3 MWt, en orden decreciente. De forma similar, en el caso del escenario más exigente, el rango con mayor número de incumplimientos es entre 300 kWt y 1 MWt, seguido de 1 y 3 MWt y 3 y 20 MWt.

Tabla 9-3 Número de incumplimientos por tamaño de caldera y escenario

Tamaño de caldera	Número de incumplimientos esc. menos exigente	Número de incumplimientos esc. Intermedio	Número de incumplimientos esc. más exigente
< 75 kWt	-	-	-
≥ 75 kWt y < 300 kWt	-	380	521
≥ 300 kWt y < 1 MWt	-	545	965
≥ 1 MWt y < 3 MWt	76	425	727
≥ 3 MWt y < 20 MWt	116	441	678
≥ 20 MWt < 50 MWt	31	94	134
≥ 50 MWt	3	35	57
Total	**226**	**1.920**	**3.082**

Fuente: Elaboración propia

Luego, al analizar por estado de combustible, se observa que, en el escenario menos exigente, no hay incumplimientos para calderas que funcionan con combustibles gaseosos, mientras que, en los escenarios intermedios y más exigentes, los incumplimientos para este tipo de combustible son mayoritarios. Esto se debe a que, en estos últimos dos escenarios, el límite normativo propuesto para gaseosos es en general más exigente que para combustibles sólidos y líquidos.

Tabla 9-4 Número de incumplimientos por estado de combustible y escenario

Estado combustible	Número de incumplimientos esc. menos exigente	Número de incumplimientos esc. Intermedio	Número de incumplimientos esc. más exigente
Gas	0	1.186	2.207
Líquido	113	430	474
Sólido	113	304	401
Total	**226**	**1.920**	**3.082**

Fuente: Elaboración propia

A nivel regional se observa que en el escenario menos exigente los incumplimientos se concentran en las regiones de Araucanía, Maule y Los Lagos, con 45, 44 y 39, respectivamente. Mientras que en los escenarios intermedios y más exigente se condensan los incumplimientos en la Región Metropolitana de Santiago. Esto ocurre también por el límite normativo propuesto para gaseosos más exigente que para combustibles sólidos y líquidos en estos escenarios, traduciéndose en una mayor cantidad de incumplimientos a nivel general y tomando una importante repercusión en la Región Metropolitana.

Tabla 9-5 Número de incumplimientos por región y escenario

Región	Número de incumplimientos en esc. menos exigente	Número de incumplimientos en esc. intermedio	Número de incumplimientos en esc. más exigente
Arica y Parinacota	2	11	13
Tarapacá	5	11	14
Antofagasta	5	45	87
Atacama	3	14	15
Coquimbo	1	10	12
Valparaíso	7	37	76
Metropolitana de Santiago	24	1.052	1.901
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	15	48	76
Maule	44	106	143
Ñuble	6	36	52
Biobío	23	96	139
Araucanía	45	212	251
Los Ríos	6	32	41
Los Lagos	39	120	156
Aysén	-	-	-
Magallanes y de la Antártica Chilena	1	90	106
Total	**226**	**1.920**	**3.082**

Fuente: Elaboración propia

Por último, al analizar el número de incumplimientos por contaminante, en primer lugar, se observa que no hay incumplimientos en el caso del CO para ninguno de los escenarios. Luego, se observa que, en el escenario menos exigente, la mayor parte de los incumplimientos se asocia al MP, mientras que, en el escenario intermedio, la mayor parte se debe a COVs, MP y NO_X. De forma similar, en el caso del escenario más exigente, la mayor parte se debe a COVs, seguidos de MP y NO_X.

Tabla 9-6 Número de incumplimientos por contaminante y escenario

Contaminante	Número de incumplimientos esc. menos exigente	Número de incumplimientos esc. Intermedio	Número de incumplimientos esc. más exigente
CO	-	-	-
COV	-	1.081	1.698
Hg	5	25	33
MP	220	317	665
NO_X	-	495	565
SO_2	1	2	121
Total	**226**	**1.920**	**3.082**

Fuente: Elaboración propia

Una vez identificados los incumplimientos, se determinó la eficiencia mínima requerida por cada caldera para alcanzar el límite de cada escenario. A partir de esta eficiencia y sus características, se seleccionaba una tecnología adecuada. De acuerdo con la guía CoST, para cada tecnología el costo de abatimiento se calcula según un tipo de ecuación, en donde el costo de abatimiento depende de la potencia (MMBtu/h o MWh), flujo volumétrico (acfm, *actual cubic feet per minute*) y emisiones o reducción de emisiones (ton/año). El tipo de ecuación utilizado por tecnología se muestra en el anexo Sección 12.4. Los costos de inversión fueron anualizados utilizando un factor de recuperación de capital que considera la vida útil y una tasa de descuento equivalente a la social de 6%.

En cuanto al número de calderas afectas[58] por escenario, en la Tabla 9-7 se observa que hay un aumento importante en la medida en que incrementa la exigencia del escenario normativo. En el escenario menos exigente hay un total de 222 calderas afectas a la norma, el escenario intermedio muestra un cambio importante a 1.544 calderas, mientras que en el caso del escenario más exigente aumenta a 2.314 calderas, 10 veces las calderas del escenario menos exigente. A nivel regional, indicado en la Tabla 9-8, en el escenario menos exigente las calderas afectadas con la norma se centran en las regiones de Araucanía, Maule y Los Lagos, mientras que para los otros escenarios la Región Metropolitana es la región con más calderas afectadas bajo los escenarios normativos intermedio y más exigente.

[58] Una caldera afecta es aquella que presenta uno o más incumplimientos. Es importante notar que una misma caldera está sujeta a distintos límites normativos.

Tabla 9-7 Número de calderas afectas por escenario

Escenario menos exigente	Escenario intermedio	Escenario más exigente
222	1.544	2.314

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9-8 Número de calderas afectas por región y escenario normativo

Región	# Calderas afectas en esc. menos exigente	# Calderas afectas en esc. intermedio	# Calderas afectas en esc. Más exigente
Arica y Parinacota	2	6	8
Tarapacá	5	6	9
Antofagasta	5	31	57
Atacama	3	8	9
Coquimbo	1	9	9
Valparaíso	7	30	50
Metropolitana de Santiago	22	943	1.544
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	15	32	48
Maule	43	61	76
Ñuble	6	25	27
Biobío	22	67	94
Araucanía	45	139	159
Los Ríos	6	26	32
Los Lagos	39	71	91
Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	-	-	-
Magallanes y de la Antártica Chilena	1	90	101
Grand Total	**222**	**1.544**	**2.314**

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 9-9 se presentan los costos anualizados para cada contaminante por escenario normativo propuesto (ver Sección 8.2). Se puede observar que, como es de esperar, los costos son mayores en el escenario más exigente y menores en el escenario con límites menos exigentes.

Tabla 9-9 Costo anual total de abatimiento por escenario

Escenario	Menos exigente	Intermedio	Más exigente
Costo [UF/año]	2.567.341	5.077.507	9.460.548

Fuente: Elaboración propia

Luego, al analizar el costo por tamaño de caldera se obtiene la Tabla 9-10. Se observa que los tipos de caldera con costos más importantes son la caldera de agua caliente e industrial.

Tabla 9-10 Costos anuales totales de abatimiento por tipo de caldera y escenario

Tipo de caldera	Costo anual esc. menos exigente [UF/año]	Costo anual esc. intermedio [UF/año]	Costo anual esc. más exigente [UF/año]
Caldera Agua Caliente	1.293.568	1.856.403	2.990.515
Caldera de Fluido Térmico	19.282	60.209	124.579
Caldera de Generación Eléctrica	350.104	1.721.678	3.555.550
Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	862.849	1.343.500	2.678.116
Caldera Recuperadora	41.538	95.717	111.788
Total	**2.567.341**	**5.077.507**	**9.460.548**

Fuente: Elaboración propia

Al analizar el costo por tamaño de caldera se obtiene la Tabla 9-11. Se observa que el tamaño de caldera con costos más importantes son las que están entre las potencias en los rangos: 3 MWt – 20 MWt y mayores a 50 MWt.

Tabla 9-11 Costos totales anuales de abatimiento por tamaño de caldera y escenario

Tamaño de caldera	Costo anual esc. menos exigente [UF/año]	Costo anual esc. intermedio [UF/año]	Costo anual esc. más exigente [UF/año]
< 75 kWt	-	-	-
≥ 75 kWt y < 300 kWt	-	-	-
≥ 300 kWt y < 1 MWt	-	-	-
≥ 1 MWt y < 3 MWt	720.402	965.070	2.186.203
≥ 3 MWt y < 20 MWt	1.171.906	1.849.181	2.943.419
≥ 20 MWt < 50 MWt	324.928	495.076	721.360
≥ 50 MWt	350.104	1.768.180	3.609.566
Total	**2.567.341**	**5.077.507**	**9.460.548**

Fuente: Elaboración propia

Luego, al analizar el costo por contaminante se obtiene la Tabla 9-12. Se observa que los costos más importantes son para tecnologías de abatimiento relacionadas con material particulado para los tres escenarios propuestos.

Tabla 9-12 Costos anuales totales de abatimiento por contaminante y escenario

Contaminante	Costo escenario menos exigente [UF/año]	Costo escenario intermedio [UF/año]	Costo escenario más exigente [UF/año]
MP	2.567.341	3.963.665	8.212.715
NO_X	-	1.108.201	1.203.242
SO_2	-	5.641	44.591
Total	**2.567.341**	**5.077.507**	**9.460.548**

Fuente: Elaboración propia

Cabe notar que no se consideran tecnologías de abatimiento de COVs ni CO debido a que, como se adelantó en la Sección 5.2.3, estos son gases que se producen por la combustión incompleta del combustible, por lo que se controlan mejorando el proceso de combustión y no mediante tecnologías o procesos de abatimiento. De forma similar, en el caso del mercurio, tampoco se considera en el costeo de tecnologías, debido a que una porción de este contaminante será controlada por las tecnologías para SO_2 y, además, se suele controlar mediante medidas preventivas y de sustitución de materias primas.

9.2.2 Estimación de costos monitoreo y fiscalización

Adicionalmente a los costos para cada tecnología de abatimiento, se estiman los sobrecostos de fiscalización y monitoreo de acuerdo con lo planteado. A nivel de fiscalización, solo se consideran las fuentes sin PPDA, puesto que las fuentes con PPDA se asocia a cada uno de los planes (DICTUC, 2016).

A partir de la revisión de los programas y subprogramas de fiscalización ambiental de normas de emisión para los años 2023 (Superintendencia del Medio Ambiente, 2023b) y 2024 (Superintendencia del Medio Ambiente, 2023a), se realiza una estimación del costo unitario de fiscalización por actividad para normas de emisión de aire (específicamente D.S. 13, D.S. 28, D.S. 29 y D.S 38) los cuales son fiscalizados por la Superintendencia del Medio Ambiente. En la Tabla 9-13 y Tabla 9-14 se muestra el resumen del presupuesto para los años 2023 y 2024, en la Tabla 9-14 se muestra la comparación del valor unitario de fiscalización para ambos años, observándose que el promedio global varia de forma significativa.

Tabla 9-13 Resumen de Presupuesto fiscalización de programas y subprogramas de normas de emisión de aire 2023

D.S.	Nombre Norma	N° Fiscalizaciones Ambientales	Presupuesto SMA (CLP)
29	Norma de emisión para Incineración, Coincineración y Coprocesamiento	8	9.572.910
13	Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas (calderas sobre 50 MWt)	39	46.667.934
28	Norma de emisión para Fundiciones de Cobre y Fuentes Emisoras de Arsénico	8	9.572.910
Total		**55**	**65.813.754**

Fuente: Elaboración propia en base Superintendencia del Medio Ambiente (2023b).

Tabla 9-14 Resumen de Presupuesto fiscalización de programas y subprogramas de normas de emisión de aire 2024

D.S.	Nombre Norma	N° Fiscalizaciones Ambientales	Presupuesto SMA (CLP)
29	Norma de emisión para Incineración, Coincineración y Coprocesamiento	8	9.755.888
13	Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas (calderas sobre 50 MWt)	38	46.340.468
28	Norma de emisión para Fundiciones de Cobre y Fuentes Emisoras de Arsénico	8	9.755.888
38	Norma de emisión para Grupos Electrógenos	1	1.219.486
Total		**55**	**67.071.731**

Fuente: Elaboración propia en base a Superintendencia del Medio Ambiente (2023a).

Tabla 9-15 Comparación de valor unitario

Presupuesto	N° Fiscalizaciones Ambientales	Presupuesto SMA (CLP)	Valor unitario promedio fiscalización (CLP)	Valor unitario promedio fiscalización (UF)[59]
Presupuesto fiscalización de programas y subprogramas de normas de emisión de aire 2023	55	65.813.754	1.196.614	33,91
Presupuesto fiscalización de programas y subprogramas de normas de emisión de aire 2024	55	67.071.731	1.219.486	33,15

Fuente: Elaboración propia

Debido a lo anterior para el cálculo se considerará un costo de fiscalización equivalente al costo de fiscalización promedio más reciente por actividad correspondiente al año 2024, equivalente a 33,15 UF por actividad.

9.3 Identificación de los costos de implementar metodologías de medición y determinación de parámetros para el cumplimiento normativo

En cuanto a los costos de metodologías de medición y monitoreo de los parámetros a normar se consideran los costos utilizados en DICTUC (2016) y Ambiosis (2008), tanto para monitoreo discreto y continuo. En la Tabla 9-16 se muestran los métodos de monitoreo que se utilizan para medir las emisiones de cada contaminante y los costos asociados a su implementación.

[59] La conversión de UF usada para el presupuesto 2023 corresponde al 31 de Enero 2023: 35.287,5CLP/UF y para el presupuesto de 2024 se utiliza la conversión correspondiente del 31 de Diciembre 2023: 36.789,36 CLP/UF.

Tabla 9-16 Costos de monitoreo por tipo y método

Tipo de medición	Contaminante	Método	Costo
Continua	MP	CH-5	2.254 UF (Inversión) + 1.218 UF/año (O&M)
	SO2	CH-6C	3.708 UF (Inversión) + 1.553 UF/año (O&M)
	NOx	CH-7E	
	COVs	Monitoreo de gases extractivo	4.478 UF (Inversión) + 1.553 UF/año (O&M)
Discreta	MP	CH-5	20 UF/ medición
	SO2	CH-6C	20 UF/medición
	NOx	CH-7E	37 UF/ medición
	COVs	CH-25A[60]	164 UF/medición
	Hg	CH-29	50 UF/medición

Fuente: Elaboración propia en base a (Ambiosis, 2008) y (DICTUC, 2016)

Considerando los costos anteriores se realiza una proyección de costos anuales de monitoreo por fuente. La Tabla 9-17 muestra los costos asociados a la implementación de sistemas de monitoreo continuo por contaminante medido. Para esto se anualizaron los costos de inversión utilizando una tasa de descuento de 6% y 15 años de vida útil para los equipos de medición. La Tabla 9-18 muestra los costos anuales asociados a implementación de sistemas de monitoreo discreto de acuerdo a las frecuencias de medición establecidos en el esquema de fiscalización presentado en la Tabla 8-8.

Tabla 9-17 Costos anuales de implementación de monitoreo continuo

Contaminante	Método	Costo de operación (UF/año)	Costo de inversión anualizado (UF/año)	Costo Total (UF/fuente-año)
MP	CH-5	1218	232,08	1450,08
SO2	CH-6C	1553	381,79	1934,79
NOx	CH-7E	1553	381,79	1934,79
COVs	Monitoreo de gases extractivo	1553	461,07	2014,07

Fuente: Elaboración propia en base a (Ambiosis, 2008) y (DICTUC, 2016)

[60] El método CH-25A es la determinación de la concentración de los compuestos orgánicos volátiles totales mediante un analizador de ionización de flama. Es una metodología aprobada por Instituto de Salud Pública y la Superintendencia del Medio Ambiente también la considera como método de medición de COVs. Para mayor detalle del método se puede revisar en: https://ispch.cl/sites/default/files/METODO%20CH-25A%20%281%29.pdf

Tabla 9-18 Costos anuales de implementación de monitoreo discreto

Potencia	Antigüedad	Combustible	Contaminante	Método	Costo Unitario (UF/medición)	Frecuencia (mediciones/ año)		Costo Total (UF/fuente-año)	
						Sector Industrial	Sector Comercial y Residencial	Sector Industrial	Sector Comercial y Residencial
≥20 MWt	Nuevas	Todos	Hg	CH-29	50	2	1	100	50
≥20 MWt	Existentes	Todos	MP	CH-5	20	2	1	40	20
< 20 MWt	Todas	Sólido de origen fósil y biomasa tratada	MP	CH-5	20	1	0,5	20	10
			SO2	CH-6C	20	1	0,5	20	10
			NOx	CH-7E	37	1	0,5	37	18,5
			COVs	CH-25A	164	1	0,5	164	82
		Biomasa no tratada	MP	CH-5	20	1	0,5	20	10
			NOx	CH-7E	37	1	0,5	37	18,5
			COVs	CH-25A	164	1	0,5	164	82
		Líquido con contenido de azufre mayor a 50 ppm	MP	CH-5	20	1	0,5	20	10
			SO2	CH-6C	20	1	0,5	20	10
			NOx	CH-7E	37	1	0,5	37	18,5
			COVs	CH-25A	164	1	0,5	164	82
		Líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm	MP	CH-5	20	1	0,33	20	6,67
			NOx	CH-7E	37	1	0,33	37	12,33
			COVs	CH-25A	164	1	0,33	164	54,67
		Gaseoso	SO2	CH-6C	20	1	0,33	20	6,67
			NOx	CH-7E	37	1	0,33	37	12,33
			COVs	CH-25A	164	1	0,33	164	54,67

Fuente: Elaboración propia en base a (Ambiosis, 2008) y (DICTUC, 2016)

Luego, al calcular costos totales de monitoreo y fiscalización, se toma el valor de 33,15 UF por fiscalización, un valor promedio por contaminante para monitoreo discreto y los valores indicados en la Tabla 9-17 para monitoreo continuo. Para el monitoreo discreto, se usan los valores promedios indicados en la Tabla 9-19 obtenidos a partir de la Tabla 9-18, en donde primero se obtiene un promedio por contaminante, luego un promedio por sector, y dado que se deberán monitorear todos los contaminantes, se toma la suma de estos promedios, que es 251 UF/fuente-año.

Tabla 9-19 Promedio del costo de monitoreo discreto [UF/fuente-año] por contaminante y sector

Contaminante	Promedio Sector Industrial	Promedio Sector Comercial y Residencial	Promedio entre ambos sectores
COVs	164	71	118
Hg	100	50	75
MP	24	11	18
NOx	37	16	27
SO2	20	9	14
		TOTAL	**251**

Fuente: Elaboración propia

Lo anterior, permite llegar a los costos de fiscalización resumidos en la Tabla 9-20 y de monitoreo en la Tabla 9-21. En ambos casos, el costo depende del número de calderas afectas por escenario normativo. En la medida en que aumenta el número de calderas aumenta el costo.

Tabla 9-20 Costos de fiscalización anuales por escenario normativo

Escenario	Menos exigente	Intermedio	Más exigente
#Calderas afectas	222	1.544	2.314
Costo anual fiscalización [UF/año]	7.359	51.184	76.709

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9-21 Costos de monitoreo anuales por escenario normativo

Escenario	Menos exigente	Intermedio	Más exigente
#Calderas afectas	222	1.544	2.314
Costo monitoreo continuo [UF/año]	1.628.088	11.323.279	16.970.251
Costo monitoreo discreto [UF/año]	55.758	387.794	581.189
Total	**1.683.846**	**11.711.073**	**17.551.440**

Fuente: Elaboración propia

9.4 Identificación y valorización de los beneficios en salud, productividad, pérdida, co-beneficios, y otros efectos

Los beneficios derivados de la reducción de la concentración de material particulado, SO_2 y NO_X están asociados principalmente a efectos en salud, tales como morbilidad y mortalidad, y otros co-beneficios asociados a visibilidad, daños materiales y daños a ecosistemas (U.S Environmental Protection Agency, 2013). A continuación, se valoran los beneficios en salud humana asociados a mortalidad y pérdida de productividad.

Para valorar los beneficios en términos monetarios es necesario estimar el cambio en el número de efectos (número de muertes, visitas a urgencia, admisiones hospitalarias, entre otros). Para ello, se usa la Ecuación 9-3 a continuación.

Ecuación 9-3 Cambio de incidencia en efectos

$$\Delta E_{ij}^{k} = \left[\exp\left(\beta_{ij}^{k} \cdot \Delta C^{k}\right) - 1\right] \cdot Pop_{j}^{k} \cdot IR_{ij}$$

Donde

ΔE_{ij}^{k} : cambio en el número de efectos i debido al cambio de concentración del contaminante k en la población j.

β_{ij}^{k} : coeficiente de riesgo unitario del efecto i en la subpoblación j producto del contaminante k.

ΔC^{k} : cambio de concentración del contaminante k.

Pop_{j}^{k} : número de personas del grupo j que está expuesta al contaminante k.

IR_{ij} : tasa de incidencia del efecto i en la población j.

Dado que el riesgo unitario es generalmente pequeño (de orden de magnitud cercanos a 10-3), la Ecuación 9-3 puede linealizarse de modo de simplificar el cálculo, como indica la Ecuación 9-4.

Ecuación 9-4 Linearización de cambio de incidencia

$$\Delta E_{ij}^{k} \cong \beta_{ij}^{k} \cdot \Delta C^{k} \cdot Pop_{j}^{k} \cdot IR_{ij}$$

Para la estimación del cambio en el número de efectos, se utilizan los coeficientes de riesgo unitario recomendados por GreenLab Dictuc (2022) que se muestran en la Tabla 9-22 a continuación.

Tabla 9-22 Coeficientes de riesgo unitario recomendados por GreenLab Dictuc (2022)

Contaminante	Efecto	Tipo causa	Causa	Edad	Autor (año)	Beta	Desv.Est
MP_{10}	Mortalidad	Todas las causas	Todas las causas	0 - 0	Woodruff (2008)	0,0036	0.0024
$MP_{2.5}$	Mortalidad	Todas las causas	Todas las causas	0 - 0	Woodruff (2008)	0,0056	0,0045
				18 - 99	Varios	0,0077 (IC:0,00602-0,013)	-
	Visitas a urgencia	Respiratorio	Respiratorio	0 - 99	Krall (2016)	0,0037	0,0015
	Días laborales perdidos	Todas las causas	Todas las causas	18-64	Varios	0,0046	-
SO_2	Visita sala de emergencia	Respiratorio	Asma	0 - 99	Varios	0,0056	-

Nota: cuando el coeficiente propuesto es un promedio de otros se considera la desviación estándar por lo que se marca con "-".

Fuente: GreenLab Dictuc (2022).

La población expuesta son los habitantes de 287 de las 346 comunas de Chile. Esto debido a que el inventario de fuentes mostró la presencia de calderas en dichas comunas. El listado de comunas puede verse en la Sección 12.3 en Anexos. Cabe notar que, de la población total por comuna expuesta, se consideraron las subpoblaciones para los rangos etarios indicados por coeficiente de riesgo unitario.

Las tasas de incidencia a utilizar son las recomendadas por GreenLab-Dictuc (2022) en el estudio Actualización de tasas de incidencia base para efectos de la contaminación atmosférica en la salud humana, que se pueden observar en la Tabla 9-23 y la Tabla 9-24 a continuación. Cabe mencionar que estos valores son promedios para el periodo comprendido entre 2017 y 2019.

Tabla 9-23 Tasa de mortalidad todas las causas [muertes/100.000 hab.]

Grupo Etario	Nacional
0 a 1	676
1 a 4	25
5 a 9	12
10 a 14	15
15 a 19	41
20 a 24	60
25 a 29	70
30 a 34	83
35 a 39	105
40 a 44	144
45 a 49	223
50 a 54	345
55 a 59	538
60 a 64	797
65 a 69	1.229
70 a 74	2.132
75 a 79	3.411
80+	8.810

Fuente: GreenLab-Dictuc (2022)

Tabla 9-24 Tasa de visitas a urgencia causas respiratorias [visitas/100.000 hab.]

Región / Rango etario	0 a 1	1 a 4	5 a 14	15 a 64	65+
XV Arica y Parinacota	149.804	96.983	30.649	8.899	13.840
I Tarapacá	155.764	115.057	45.720	20.487	22.266
II Antofagasta	105.150	86.404	34.315	12.901	16.824
III Atacama	172.897	128.484	56.966	21.905	24.112
IV Coquimbo	141.052	95.291	40.164	14.408	17.100
V Valparaíso	173.238	111.510	48.803	16.131	14.863
XIII Metropolitana	137.391	92.594	38.354	15.383	18.249
VI Libertador Bernardo O'higgins	161.330	94.257	35.895	14.987	18.297
VII Maule	262.995	163.552	57.771	23.931	26.601
XVI Ñuble	252.582	159.459	57.283	21.056	27.152
VIII Biobío	207.383	152.691	68.647	27.644	31.908
IX La Araucanía	212.886	114.114	42.570	17.206	26.673
XIV Los Ríos	212.357	147.618	61.877	25.607	36.194
X Los Lagos	215.687	135.724	52.802	22.448	28.983
XI Aysén	186.349	121.682	49.358	20.116	23.737
XII Magallanes y la Antártica Chilena	226.905	158.531	62.295	23.923	23.583

Fuente: GreenLab-Dictuc (2022)

Una vez calculado el cambio en los efectos ΔE_{ij}^{k} es necesario estimar los beneficios derivados de esto a través de la

$$Beneficio_k = \sum_i \Delta E_{ki} \cdot VU_i$$

Donde

$Beneficio_k$: es el beneficio de la reducción del contaminante k ([USD] o [UF]).

VU_i : es la valoración unitaria de cada efecto i evaluado (generalmente [USD/caso] o [UF/caso]).

En cuanto a los valores unitarios asociados a cada beneficio, para el efecto de reducción de mortalidad se utiliza el valor de la vida estadístico (VVE) obtenido del Informe de Precios Sociales (Ministerio de Desarrollo Social, 2023) en donde se indica que el VVE asciende a 60.000 UF; para cuantificar los beneficios por reducción de visitas a urgencia y días laborales perdidos se utilizan los valores de 1,1 UF/caso y 0,7 UF/día, respectivamente, ambos valores recomendados por GreenLabUC (2011).

Finalmente, en base a la información disponible, fue posible estimar los beneficios asociados a mortalidad por exposición a $MP_{2.5}$ y MP_{10}, por visitas a urgencia por causas respiratorias para $MP_{2.5}$ y SO_2 y por días laborales perdidos para $MP_{2.5}$. Cabe notar que, a pesar de que la norma no propone límites para la concentración de $MP_{2.5}$ o MP_{10}, se determinó necesario el cálculo de los beneficios asociados a la mortalidad por estos contaminante, debido a su relevancia en mortalidad. Lo anterior, se hizo calculando una fracción x_i por contaminante $i \in \{MP_{2.5}, MP_{10}\}$,

que relaciona las emisiones E del contaminante i con respecto a las emisiones de MP, según la siguiente ecuación:

$$x_i = \frac{E_i}{E_{MP}}$$

Esto permitió calcular un delta de concentraciones de MP2.5 y MP10 y luego, en función de estos cambios, el cambio en los efectos. El cálculo de las fracciones se hizo agrupando las emisiones por combustible, debido a que la caracterización de emisiones de contaminantes se relaciona con la composición química de estos.

Como resultado se obtuvo lo señalado en la Tabla 9-25. Se observa que los mayores beneficios derivan de la reducción de $MP_{2.5}$ (99,997% del total), seguido de MP_{10} mientras que el SO2 representa una fracción poco significativa del total (menos del 0,000001%).

Tabla 9-25 Beneficios totales anuales [UF/año] por escenario y contaminante

Contaminante	Esc.menos exigente	Esc. intermedio	Esc.más exigente
MP2.5	198.534.246	205.403.192	212.725.250
MP10	5.817	6.024	6.257
SO2	2	2	2
Total	**198.540.065**	**205.409.218**	**212.731.510**

Fuente: Elaboración propia

Al agregar los beneficios anuales por un período de 10 años, asumiendo que los beneficios existen desde el año 2027 en que entraría en vigencia la norma (ver Proyección en Sección 6.4) y luego llevándolos a valor presente se obtienen beneficios totales por más de un mil millones de UF para todos los escenarios, como se aprecia en la Tabla 9-26, que además muestra que los beneficios incrementan en la medida en que el escenario es más exigente. Esto se explica por los cambios en concentración producidos en cada escenario, que son mayores en la medida en que los límites normativos son más exigentes.

Tabla 9-26 Beneficios totales por escenario

Escenario	Menos exigente	Intermedio	Más exigente
Beneficios totales [UF valor presente]	**805.705.143**	**833.581.188**	**863.296.137**

Fuente: Elaboración propia

9.5 Comparación de costos y beneficios derivados de la norma a través de una razón beneficio costo

En la Tabla 9-27 se muestran las razones beneficio-costo por escenario normativo propuesto. Para ello, se calcula una razón beneficio-costo utilizando los valores anuales para el año base, dividiendo los beneficios totales anuales en los costos totales anuales, incluyendo costos de abatimiento, fiscalización y monitoreo. Es posible observar que en todos los escenarios los beneficios superan ampliamente los costos, alcanzando entre 8 y 47 veces el valor de estos

últimos, para los escenarios más y menos exigentes, respectivamente. Estos valores de razón BC indican que sería recomendable implementar la norma.

Cabe mencionar que el cálculo de beneficios no logra capturar todos los efectos positivos asociados a la implementación de los distintos escenarios normativos. Por ejemplo, no se estimaron beneficios asociados a incrementos en visibilidad, corrosión de infraestructura mobiliaria e inmobiliaria u otros impactos en salud humana. De considerarse, la estimación de beneficios sociales podría incrementar y por consiguiente, también podría incrementar la razón B/C.

Tabla 9-27 Razón beneficio-costo por escenario

Escenario	Menos exigente	Intermedio	Más Exigente
Costo anual abatimiento [UF/año]	2.567.341	5.077.507	9.460.548
Costo anual fiscalización y monitoreo [UF/año]	1.691.205	11.762.257	17.628.149
Beneficios sociales [UF/año]	198.540.065	205.409.218	212.731.510
B/C	47	12	8

Fuente: Elaboración propia

9.6 Comparación cuantitativa en formato de tabla de los distintos tipos de beneficios calculados en las evaluaciones internacionales recopiladas

En esta sección se presenta una comparación cuantitativa en formato de tabla de los distintos tipos de beneficios calculados en las evaluaciones internacionales recopiladas. En primer lugar, cabe destacar que la recopilación de normativa internacional se expone en la Sección 3.1 donde se analizan los contaminantes regulados, las clasificaciones según distintos parámetros y los límites de emisión, entre otros. Ahora bien, para comprender la naturaleza de la determinación de beneficios, es relevante mencionar que las metodologías empleadas pueden diferir tanto por los mismos contenidos de las regulaciones, como por las consideraciones financieras, sociales y económicas de los cálculos realizados.

Entonces, con relación a los contenidos de las normas internacionales, la recopilación tuvo como hallazgo que los contaminantes regulados son diversos entre los países que las sostienen. En este sentido, se identifican contaminantes propios de las calderas, los cuales son indicadores característicos de estas fuentes de emisión. Dado lo anterior, es que, por ejemplo, el material particulado es el más normado de los contaminantes, seguido del dióxido de azufre y los óxidos de nitrógeno. Ahora bien, otros elementos se regulan en menor medida.

Luego, se observa que existen otras clasificaciones en regulación internacional, tales como el combustible utilizado, antigüedad de la fuente, el tamaño o la potencia. En adición a lo anterior, estas categorizaciones tienen su origen en la realidad de cada país, industrias reguladas, la capacidad instalada, la población y los objetivos específicos.

Ahora bien, en tanto a la evaluación económica, los supuestos utilizados para la construcción de indicadores tales como la costo-efectividad o beneficios, cuentan con distintas metodologías. En este sentido, los resultados dependen de los criterios expuestos anteriormente, además de limitaciones metodológicas para monetizar los beneficios de la implementación de normas.

Sin perjuicio de lo anterior, la información disponible respecto a los beneficios cuantitativos recopilada por medio de la normativa internacional revisada es presentada en la Tabla 9-28. Cabe mencionar que los beneficios estimados para cada una de las normas no son directamente comparables con los beneficios estimados en la Sección 9.4, debido a que, como se adelantó antes, el contenido de las normas, la población considerada, los valores unitarios, los coeficientes de las funciones de daño, entre otros, pueden diferir para los distintos ejercicios de cálculo de beneficios.

Respecto a los beneficios recopilados, se encuentran estudios asociados a las normas estadounidenses, las cuales estiman los beneficios considerando los supuestos correspondientes con relación a las medidas promulgadas, según la información disponible y la capacidad de determinar la proyección de las características de las fuentes de emisión.

En primer lugar, la norma de emisión para contaminantes atmosféricos peligrosos (NESHAP, por sus siglas en inglés), considera distintos escenarios en base a co-beneficios debido a la disminución de emisiones. Como es común en algunas normas internacionales, se estima la reducción de mortalidad y morbilidad atribuida a contaminantes ampliamente estudiados, como el MP2,5 y el SO2. Ahora bien, para obtener el beneficio neto de la aplicación de la regulación, se considera el aumento de emisiones de dióxido de carbono, obteniendo un beneficio positivo. A pesar de no considerar otros impactos que aumentarían los co-beneficios, se estima que la norma es económicamente eficiente. Cabe mencionar, que los beneficios estimados corresponden a un rango, debido a distintos escenarios propuestos según la implementación de distintas tecnologías y/o técnicas actualizadas.

Luego, respecto a la regulación de las fuentes en cuestión, estos monetizan la disminución de emisiones de $MP_{2.5}$ y sus precursores, SO_2 y COVs, además, otros elementos como costos sociales, los cuales están asociados a efectos en la salud de la población. En este caso particular, se cuantifican otros beneficios en términos no monetarios, tales como disminución de emisiones de otros contaminantes, el evitar impactos medioambientales o deterioro de la visibilidad. Cabe mencionar, que los beneficios estimados corresponden a un rango, debido a distintos escenarios propuestos según la implementación de distintas tecnologías y/o técnicas actualizadas.

Finalmente, en el último estudio de la Tabla 9-28, estiman los beneficios para la salud de la población en términos de mortalidad, morbilidad y muertes prematuras, donde el rango estimado corresponde a distintos escenarios con relación a la variedad de combustibles utilizados en las distintas calderas, usos de estos, manufactura, la efectividad, los distintos rubros y la estacionalidad, entre otros.

Tabla 9-28 Beneficios calculados para normativa estadounidense

Norma/Estudio	Tipo	Beneficios	Limitantes/Supuestos
Industrial, Commercial, and Institutional Boilers and Process Heaters NESHAP		630-1.000 MMUSD (7% tasa de descuento) 730-1.650 MMUSD (3% tasa de descuento)	Valor presente 2016. Los beneficios asociados a la reducción de los contaminantes prioritarios (HAP) no son estimados debido a la falta de estimadores de valorización adecuados. Los co-beneficios auxiliares son la reducción de mortalidad y morbilidad atribuida a la disminución de emisiones de contaminantes como el MP2,5 y el SO2. Ahora bien, también se identifican impactos negativos, como el aumento de las emisiones de dióxido de carbono. La USEPA sostiene la implementación de esta normativa, ya que económicamente es eficiente. A pesar de no poder cuantificar otros impactos, algunos como la acidificación, emisión de mercurio y eutrofización, entre otros, aumentarían la estimación de co-beneficios.
		90-180 MMUSD/año (7% tasa de descuento) 100-240 MMUSD/año (3% tasa de descuento)	Valor equivalente anualizado 2016
Boiler Area Source Rule	Beneficios Monetizados	0,96-2,5 BUSD[61] (3% tasa de descuento) 0,88-2,1 BUSD (7% tasa de descuento)	2,682 t MP2,5 y precursores/año
		0,31-0,76 BUSD (3% tasa de descuento) 0,28-0,68 BUSD (7% tasa de descuento)	1,539 t SO2/año
		0,01-0,04 BUSD (3% tasa de descuento) 0,01-0,03 BUSD (7% tasa de descuento)	1,179 t COVs/año
		1-2,4 BUSD (3% tasa de descuento) 0,91-2,2 BUSD (7% tasa de descuento)	Total Beneficios Monetizados/año
	Costos sociales	0,5 BUSD	NA
	Beneficios Netos	0,5-1,9 BUSD (3% tasa de descuento) 0,4-1,7 BUSD (7% tasa de descuento)	
	Beneficios no monetizados	39.000 t CO/año	
		130 t HCl / año	
		5 t HF/año	
		0,75 t Hg/año	

[61] BUSD: Billones estadounidenses (10^9)

Norma/Estudio	Tipo	Beneficios	Limitantes/Supuestos
		250 t Otros Metales/año	
		470 g Dioxinas y Furanos/año	
		Efectos a la salud por la exposición a NO2 y SO2	
		Efectos en los ecosistemas	
		Deterioro de visibilidad	
Major and Area Source Boilers and Certain Incinerators Technical Overview	Beneficios a la salud de la población por cada dólar gastado en reducción de emisiones	13-29 USD/USD gastado	NA

Fuente: Elaboración propia

10. Conclusiones

En este estudio se generaron los antecedentes necesarios para actualizar la propuesta de una norma de emisión para calderas, en donde se realizó un análisis y recomendaciones con el fin de apoyar la formulación de la norma para calderas del sector industrial, comercial y residencial.

Esto se hizo en pasos sucesivos y sistemáticos. En primer lugar, se hizo un análisis sistemático de la normativa internacional y nacional atingente, con énfasis en las metodologías para evaluar su cumplimiento, las unidades de expresión de los límites y una comparación entre la regulación extranjera y nacional. Dentro de esta revisión se constató que estas fuentes se regulan bajo características propias de las calderas, tales como el tamaño de la fuente regulada, los contaminantes normados, la antigüedad de la fuente, el área geográfica. En pocas ocasiones estas propiedades son comunes entre los países y organizaciones analizadas. Sin embargo, mediante el manejo de datos y análisis gráfico se logró reconocer ciertas tendencias que pueden servir como guía en la elaboración de la nueva propuesta de proyecto de norma de emisión para calderas en Chile. Dentro de estas tendencias destacan la determinación de límites de emisión más estrictos para fuentes más grandes, al igual que para calderas nuevas, o la utilización de sistemas de monitoreo continuo de emisiones para calderas de mayor potencia térmica, por nombrar algunas.

Otro elemento que se identificó durante la revisión y análisis de la normativa internacional fue la gran cantidad de unidades de medida que se utilizan para establecer los límites de emisión. Analizando estas unidades en términos de gestión ambiental y sinergia con la legislación chilena actual, como por ejemplo los planes de descontaminación atmosférica o la norma de emisión para centrales termoeléctricas (DS Nº13/2011), se determinó que la unidad de medida más conveniente para determinar límites de emisión para calderas es mg/m^3N. Esto, sin embargo, limita la cantidad de países con los que se puede hacer una comparación directa de los límites de emisión establecidos, ya que para comparar con países que utilizan unidades equivalentes a ng/J, como es el caso de Estados Unidos, se deben tomar en cuenta factores adicionales como la potencia de la fuente. Además, estos factores adicionales dependen del contexto del país que elabora la norma, por lo que habría que hacer un estudio más profundo de la cantidad y tipo de calderas en el país, las principales actividades económicas o rubros que utilizan calderas, los tipos y disponibilidad de combustibles en dicho lugar, entre otros factores, para comprender por qué se establecieron esos límites de emisión y poder extrapolarlos a la realidad nacional.

En segundo lugar, en la Sección 4 se presenta una descripción y análisis del mercado nacional de calderas, lo que incluye las principales actividades y rubros que las utilizan y un catastro nacional de calderas. Mediante este análisis fue posible identificar el tipo de calderas más comunes, que son las calderas de agua caliente y que representan al 80% del total. Además, en cuanto a la localización de estos equipos, el análisis arrojó que cerca del 46% de las calderas está en la Región Metropolitana.

Adicionalmente, fue posible analizar el tipo de combustible utilizado por región, lo que arrojó que el combustible más utilizado en calderas a nivel nacional es el mismo que el que genera mayor cantidad de emisiones de material particulado, y corresponde al gas licuado. Esto responde principalmente a que el gas licuado es el combustible más usado por calderas de agua caliente. El combustible que más contamina por kilogramo consumido corresponde al carbón, este dato es especialmente relevante cuando se tienen en cuenta que el carbón es el combustible más utilizado por calderas industriales, las cuales corresponden a un 17% del registro total de calderas. También se presenta un análisis respecto de los niveles de emisiones de los combustibles y la factibilidad de introducir mejoras.

Del catastro nacional de calderas se reconoce que estas se encuentran repartidas de manera homogénea entre las categorías de actividad económica definidas. Sin embargo, en cuanto a distribución geográfica, tal y como se dijo antes, estas se encuentran acumuladas principalmente en la Región Metropolitana y están asociadas principalmente al sector residencial.

De la caracterización de emisiones típicas en zonas sin PDA a partir de los datos del RETC, la principal conclusión que se extrae es que, ya sea por la cantidad de fuentes o la magnitud de estas, existe un gran número de calderas que no está siendo reguladas las cuales son responsables de niveles comparables de emisión de contaminantes, e incluso superiores en algunos casos, como las emisiones de NO_X en la Región de Los Lagos, o las emisiones de MP en la Región de la Araucanía, a los correspondientes a zonas con PDA.

En tercer lugar, en la Sección 5 del informe, se presenta una identificación de las potenciales tecnologías de abatimiento disponibles para la reducción de emisiones de calderas, los cuales se presentan distinguiendo según cada contaminante. Para cada una se presentan las ventajas y desventajas de su aplicación.

En cuarto lugar, como parte de las actividades de la Sección 6, se elaboró un inventario nacional de calderas, a partir del cual fue posible calcular la emisión de cada contaminante, su concentración y compararlas con los límites propuestos. Adicionalmente, los análisis posteriores arrojaron que las emisiones de la mayor parte de contaminantes y sustancias tóxicas son generadas por calderas de generación eléctrica, que en su mayoría utilizan combustibles sólidos. Por último, se realizó un análisis de emisiones por rango de potencia y se determinó que las calderas de mayor potencia concentran gran parte de las emisiones. Posteriormente, el inventario elaborado se proyecta al año 2032 considerando un escenario de línea base y para los escenarios normativos propuestos en el presente estudio.

Luego, en la Sección 7 se analiza el cumplimiento normativo actual en zonas con PDA y sin PDA y la sinergia entre estos instrumentos de gestión ambiental. Como principal resultado del análisis se obtuvo que el proyecto definitivo de la norma de emisión para calderas es, en general, sinérgico con los planes de descontaminación atmosférica. Sin embargo, el proyecto se podría beneficiar de incorporar las tendencias internacionales de regulación de calderas, sobre todo en

cuanto a regulación de fuentes grandes que no están consideradas en la norma de emisión para termoeléctricas, como es el caso de las calderas recuperadoras de la industria papelera.

En la Sección 8 se desarrolla la propuesta del proyecto definitivo actualizado. Se actualizan los rangos de tamaño de fuentes reguladas, se incorporan los COVs y Hg como contaminantes a normar y se proponen nuevos límites de emisión, desagregados por tamaño de fuente, antigüedad, tipo de combustible y contaminante. Adicionalmente, en esta sección se discuten aspectos como el esquema de fiscalización, gradualidad y propuestas de medidas de control. En relación con esto, un aspecto importante a destacar es que el nuevo diseño incluiría las calderas de cogeneración, cuya importancia radica en que son fuentes emisoras importantes que actualmente no se están regulando con el rigor necesario, ya que fueron excluidas de la norma de emisión para centrales termoeléctricas.

En la Sección 8 también se presenta la propuesta de nuevos escenarios normativos. El valor de esta propuesta radica en que corresponde a un abanico de opciones de límites de emisión que la contraparte puede evaluar. Esto se logra mediante la incorporación de nuevos contaminantes y rangos de potencia para los que se proponen límites, además de presentar tres escenarios con distinto nivel de exigencia para cada límite de emisión. Esto permite evaluar cuáles se adaptan mejor a la realidad nacional y permite complementar la propuesta de límites de emisión establecida en el proyecto definitivo de la norma.

En la Sección 9 del informe se desarrolla la evaluación de costos y beneficios de la aplicación de la propuesta regulatoria. Por un lado, se hace una estimación de los costos de tecnologías de abatimiento, de fiscalización, de monitoreo y medición, mientras que, por otro lado, en el caso de los beneficios, se estiman aquellos derivados de los impactos en salud humana (mortalidad, visitas a urgencia y productividad). Este análisis muestra que los costos de abatimiento ascienden a entre 2,6 y 9,5 millones de UF anuales para los distintos escenarios, mientras que los beneficios suman más de 198 y 212 millones de UF anuales para los escenarios menos y más exigentes, respectivamente. Por último, se recopilaron los beneficios de normas de emisión internacionales para calderas, los cuales incluyen la reducción de emisiones, efectos sociales (salud) y otros ambientales. La información y metodología empleada es variable según los supuestos utilizados, la naturaleza de la tecnología instalada, y las características demográficas, así como parámetros y variables operacionales adecuadas a los distintos escenarios. Por tanto, no son directamente comparables con los beneficios estimados en este estudio.

11. Bibliografía

Administración General de Supervisión de Calidad. (2011). *Emission standard of air pollutants for thermal power plants*.

Ambiosis. (2008). *Generación de Antecedentes Técnicos y Económicos Necesarios para Elaborar una Norma de Emisión Atmosférica para Calderas Industriales*.

CONAMA. (1990). *Resoluçao Nº8 CONAMA*. https://faolex.fao.org/docs/pdf/bra173556.pdf

Decreto 1 Establece Plan de Descontaminación Atmosférica Para El Valle Central de La Región Del Libertador Bernardo O'Higgins (2021).

Decreto 4 Establece Plan de Descontaminación Atmosférica Para La Comuna de Los Ángeles, 4 Decreto (2017).

Decreto 5 Establece Plan de Descontaminación Atmosférica Para La Ciudad de Calama y Su Área Circundante, 5 Decreto (2021). www.leychile.cl

Decreto 6 Establece Plan de Prevención y de Descontaminación Atmosférica Para Las Comunas de Concepción Metropolitano, 6 Decreto (2018).

Decreto 7 Establece Plan de Descontaminación Atmosférica Para La Ciudad de Coyhaique y Su Zona Circundante, 7 (2018).

Decreto 25 Establece Plan de Descontaminación Para La Comuna de Valdivia, 25 Decreto (2016).

Decreto 31 Establece Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica Para La Región Metropolitana de Santiago, 31 Decreto (2016).

Decreto 44 Establece Plan de Descontaminación Atmosférica Para El Valle Central de La Provincia de Curicó, 44 (2017).

Decreto 47 Establece Plan de Descontaminación Atmosférica Para La Comuna de Osorno (2015).

Decreto 48 Establece Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental Para Las Comunas de Chillán y Chillán Viejo (2015).

Decreto 49 Establece Plan de Descontaminación Atmosférica Para Las Comunas de Talca y Maule (2015).

Decreto 105 Aprueba Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica Para Las Comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví (2018).

DICTUC. (2016). *Antecedentes para la Elaboración de la Norma Nacional de Calderas y Procesos de Combustión (Hornos de Vidrio y Cementeras)*.

D.S. N°8 Establece Plan de Descontaminación Atmosférica Por MP2.5 Para Las Comunas de Temuco y Padre Las Casas y de Actualización Del Plan de Descontaminación Por MP10 Para Las Mismas Comunas, Pub. L. No. D.S. 8, 1 (2015).

DS6/2018 Establece Plan de Prevención y de Descontaminación Atmosférica Para Las Comunas de Concepción Metropolitano, 1 (2018).

EPA. (n.d.). *Air Pollution Control Technology Fact Sheet - Cyclones*.

EPA. (2023). *Control Strategy Tool (CoST) Cost Equations Documentation*.

Federal Goverment. (2002). *TA Luft Technical Instruction on Air Quality Control*. https://www.euromot.eu/wp-

content/uploads/2017/03/GERMAN_TA_Luft_Technical_Instruction_on_Air_Quality_Control_2002-07-24.pdf

Federal Goverment. (2019). *Vierundvierzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes* (Verordnung über mittelgroße Feuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen (44.BImSchV)*. https://www-gesetze--im--internet-de.translate.goog/bimschv_44/BJNR080410019.html?_x_tr_sl=de&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=sc

Federal Goverment. (2021). *Verordnung zur Neufassung der Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen-und Verbrennungsmotoranlagen und zur Änderung der Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen (13. BImSchV)*. https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&tocf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F*%5B%40node_id%3D%27940384%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1&sinst=237CA0F8

Gouvernament du Québec. (2014). *Clean Air Regulation*. https://faolex.fao.org/docs/html/que114338.htm

Goverment of Ontario. (2016). *GUIDELINE A-9: NOx Emissions from Boilers and Heaters*. https://www.ontario.ca/page/guideline-9-nox-emissions-boilers-and-heaters

GreenLab Dictuc. (2022). *ACTUALIZACIÓN DE COEFICIENTES DE RIESGO PARA EFECTOS DE LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA EN LA SALUD*.

GreenLab-Dictuc. (2022). *Actualización de tasas de incidencia base para efectos de la contaminación atmosférica en la salud humana*.

GreenLabUC. (2011). *Valores Recomendados a Utilizar en la Realización de un AGIES que incorpore un Análisis Costo Beneficio - Salud*.

Instituto Nacional de Estadísticas. (2014). *Clasificador Chileno de Actividades Económicas* (CIIU4.CL 2012). https://www.ine.gob.cl/docs/default-source/buenas-practicas/clasificaciones/ciiu/clasificador/ciiu4-cl-2012.pdf?sfvrsn=509b707c_3

International Finance Corporation. (2007). *Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad*. https://planesynormas.mma.gob.cl/archivos/2017/proyectos/1._IFC_Banco_Mundial_-_Guia_sobre_medio_ambiente__salud_y_seguridad.pdf

MINEM. (2009). *Norma Técnica Peruana 350.301*. https://planesynormas.mma.gob.cl/archivos/2017/proyectos/11._NTP-350.301-2009-Calderas-estandares-eficiencia_-_Peru.pdf

Ministerio de Desarrollo Social. (2023). *Informe Precios Sociales 2023*.

Ministerio de Medio Ambiente. (2013). *Decreto 38: Aprueba Reglamento para la Dictacion de Normas de Calidad Ambiental*. https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1053036

Ministerio de Salud. (1992). *DS 4/1992 Establece Norma de Emisión de Material Particulado a Fuentes*.

Ministerio del Ambiente. (2015). *Norma de Emisión al Aire desde Fuentes Fijas*. https://faolex.fao.org/docs/pdf/ecu155130.pdf

MMA. (n.d.). *Resolución 569 exenta aprueba anteproyecto de la norma de emisión para centrales termoeléctricas, elaborado a partir Nº 13 de 2011*.

MMA. (2011). *Decreto 13: Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas*. 21–24.

MMA. (2013). *Decreto 29 - Establece Norma de Emisión para incineración, coincineración y coprocesamiento y deroga decreto n°45 de 2007*.

MMA. (2017a). *Análisis general de Impacto Económico y Social del Anteproyecto de la Norma de Emisión para calderas*.

MMA. (2017b). *Anteproyecto Norma de Emisión para Calderas*.

MMA. (2017c). *Manual para el Desarrollo de Inventarios de Emisiones Atmosféricas*.

MMA. (2019). *Guía metodológica para la estimación de emisiones provenientes de fuentes puntuales*.

Pasichnyk, M., Stanovsky, P., Polezhaev, P., Zach, B., Šyc, M., Bobák, M., Jansen, J. C., Přibyl, M., Bara, J. E., Friess, K., Havlica, J., Gin, D. L., Noble, R. D., & Izák, P. (2023). Membrane technology for challenging separations: Removal of CO2, SO2 and NOx from flue and waste gases. *Separation and Purification Technology*, *323*, 124436. https://doi.org/10.1016/j.seppur.2023.124436

Res. Ex. 82 Aprueba Anteproyecto Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica Para La Provincia de Quillota y Las Comunas de Catemu, Panquehue y LlaiLlay (2022).

Res. Ex. 1532 Anteproyecto de Revisión Del Plan de Descontaminación Atmosférica Por MP2.5, Para Las Comunas de Temuco y Padre Las Casas y de Actualización Del Plan de Descontaminación Por MP10, Para Las Mismas Comunas (2021).

SERMANAT. (2011). *Norma Oficial Mexicana 085: Contaminación atmosférica - Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición*. https://www.dof.gob.mx/normasOficiales/4632/semarnat/semarnat.htm

Srivastava, R. K., & Jozewicz, W. (2001). Flue Gas Desulfurization: The State of the Art. *Journal of the Air & Waste Management Association*, *51*(12), 1676–1688. https://doi.org/10.1080/10473289.2001.10464387

Superintendencia del Medio Ambiente. (2023a). *Res. Ex. N° 2152 Fija programa y subprogramas de fiscalización ambiental de normas de emisión para el año 2024*.

Superintendencia del Medio Ambiente. (2023b). *Res. Ex. N°11 Fija programas y subprogramas de fiscalización ambiental de normas de emisión para el año 2023*.

Swiss Federal Council. (2022). *Ordinance on Air Pollution Control*. https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1986/208_208_208/en#annex_3/lvl_u1/lvl_5/lvl_51

Unión Europea. (2010). *Directiva (UE) 2010/75 Sobre las emisiones industriales (prevención y control integrado de la contaminación)*. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0075

Unión Europea. (2015). *Directiva (UE) 2015/2193 Sobre la limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las instalaciones de combustión medianas*. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015L2193&qid=1693419773229

Unión Europea. (2017). *Decisión de ejecución (UE) 2017/1442 de la comisión por la que se establece n las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) conforme a*

la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo para las grandes instalaciones de combustión. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D1442

U.S Environmental Protection Agengy. (2013). *Regulatory Impact Analysis for the Final Revisions to the National Ambient Air Quality Standards for Particulate Matter*. 1–474.

U.S. EPA. (2007a). *Title 40-Chapter I-Subchapter C-Part 60-Standards of Performance for Small Industrial-Comercial-Institutional Steam Generating Units*. https://www.customsmobile.com/regulations/expand/title40_chapterI-i6_part60_subpartDc_section60.40c#title40_chapterI-i6_part60_subpartDc_section60.42c

U.S. EPA. (2007b). *Title 40-Chapter I-Subchapter C-Part 60-Subpart Db Standards of Performance for Industrial-Cormercial-Institutional Steam Generating Units*. https://www.customsmobile.com/regulations/expand/title40_chapterI-i6_part60_subpartDb_section60.42b#title40_chapterI-i6_part60_subpartDb_section60.43b

U.S. EPA. (2013). *Title 40-Chapter I-Subchapter C-Part 63-Subpart JJJJJJ- National Emision Standards for Hazardous Air Pollutants for Industrial, Comercial and Institutional Boilers Area Sources*. https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-63/subpart-JJJJJJ#Table-1-to-Subpart-JJJJJJ-of-Part-63

U.S. EPA. (2022). *Title 40-Chapter I-Subchapter C-Part 63-Subpart DDDDD National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Major Sources: Industrial, Commercial, and Institutional Boilers and Process*. https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-63/subpart-DDDDD#Table-1-to-Subpart-DDDDD-of-Part-63

US-EPA. (1994). Alternative Control Technologies Document NOx Emissions from Utility Boilers Emission Standards Division. *Epa-453/R-94-023*, *March*, 933. https://doi.org/EPA-453/R-94-023

US-EPA. (2002). *Air Pollution Control Cost Manual* (D. C. Mussatti, Ed.; Sixth). United States Environmental Protection Agency. http://www.epa.gov/ttn/catc/dir1/c_allchs.pdf

US-EPA. (2004). *Regulatory Impact Analysis for the Final Automobile and Light-Duty Truck Surface Coating NESHAP*.

12. Anexos

12.1 Clasificación de los combustibles regulados en la normativa internacional

Tal como planteado en la sección 3.1.1 el combustible utilizado por la caldera regulada tiene influencia directa sobre los límites de emisión asociados a esta. Dado esto, en la Tabla 12-1 se presentan todos los combustibles que se utilizaron para definir límites de emisión en la normativa internacional revisada. Además, se presenta como estos fueron agrupados según tipo y subtipo para poder relacionar combustibles similares en el análisis de los límites de emisión. También se indica la cantidad de veces que se encontró cada subtipo durante la revisión legislativa internacional. Cabe destacar que no todos los combustibles cuentan con una clasificación de subtipo, esto se debe a que no todos los tipos de combustible definidos requieren información adicional para diferenciar subgrupos dentro de ellos.

Tabla 12-1 Clasificación de los combustibles encontrados en la normativa internacional

Estado	Tipo	Subtipo	Número de regulaciones
Sólido	**Fósil**	Carbón	7
		Coque	1
		Otros	2
	Biocombustible		1
	Biomasa	Lignito	1
		Madera	6
		Biomasa	1
		Turba	1
		Otros vegetales	2
	Residuo No fosil	Residuo	3
Líquido	**Fósil**	Crudo	1
		Diesel	4
		Mediano-Pesado	4
		Pesado	4
		Todos	1
	Biocombustible	Alcoholes	1
	Residuo	Químicos	1
Gaseoso	**Fósil**	Gas Natural	1
		GLP o GNP	3
		Gas refineria	1
		Otros gases	5
	Gas Alto Horno	Gas Alto Horno	3

Estado	Tipo	Subtipo	Número de regulaciones
	Biocombustible		1
	Hidrógeno	Hidrógeno	1
	Residuo	Químicos	1
Total			**57**

Fuente: Elaboración propia

12.2 Otras normas relacionadas a calderas

12.2.1 Otras normas de aplicación a nivel nacional

A continuación se detallan los contenidos asociados a fuentes tipo caldera identificados en otros cuerpos normativos a nivel nacional.

12.2.1.1 D.S. N° 144/1961 del MINSAL, "Normas para evitar Emanaciones o Contaminantes Atmosféricos de Cualquier Naturaleza" [62] [63]

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. Establece que estos deberán contar con la aprobación del Servicio Nacional de Salud, organismo que la otorgará cuando estime que la combustión puede efectuarse sin producción de humos, gases o quemados, gases tóxicos o malos olores y sin que escapen al aire cenizas o residuos sólidos.

No establece límites de emisión.

12.2.1.2 D.S. N° 32/1990 del MINSAL, "Reglamento de Funcionamiento de Fuentes Emisoras de Contaminantes Atmosféricos que Indica, en Situaciones de Emergencia de Contaminación Atmosférica" [64] [65] [66]

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 el Servicio de Salud Metropolitano del Ambiente (SESMA), cuando superan las concentraciones de material particulado (32 mg/Nm^3 y 28 mg/Nm^3, respectivamente). Aplica a fuentes emisoras de contaminantes atmosféricas, puntuales o grupales.

[62] Vigente desde el 18 de mayo de 1961.
[63] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=9981&idParte=0
[64] Modificado por el D.S. N° 322/1991 (D.O. 20.07.91) y D.S. N° 356/1997 (D.O.20.02.98), ambos del MINSAL, y por el D.S. N° 58/2004 (D.O.29.01.94) y D.S. N° 20/2001 (D.O. 12.04.01), ambos del MINSEGPRES.
[65] Vigentes desde el 24 de mayo de 1990.
[66] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=7871

Las fuentes puntuales o grupales deben acreditar el cumplimiento mediante mediciones isocinéticas anuales, 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, y deberán paralizar en episodios de preemergencia y emergencia, respectivamente.

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

- Las fuentes emisoras de material particulado originado en industrias e instituciones, que emitan sobre la norma de concentración establecidas en los D.S. N° 4/1992 del MINSAL que "Establece Norma de Emisión de Material Particulado a Fuentes Estacionarias Puntuales y Grupales" que "Establ, y D.S. N° 1905/1993 del MINSAL que "Establece norma de emisión de material particulado a calderas de calefacción que indica"[67] (112 mg/Nm^3).
- Las fuentes estacionarias puntuales y grupales y las calderas de calefacción grupal que no cumplan las mantenciones y acreditaciones señaladas en los D.S. N° 4/1992 del MINSAL, y D.S. N° 1905/1993 del MINSAL; y
- Las fuentes emisoras de material particulado cuya acreditación de la concentración de dicho contaminante, mediante un procedimiento autorizado para ello, no se encuentre vigente.

12.2.1.3 D.S. N° 2.467/1993 del MINSAL, que "Aprueba Reglamento de Laboratorios de Medición y Análisis de Emisiones Atmosféricas Provenientes de Fuentes Estacionarias" [68]

Este Reglamento establece los servicios que podrán prestar los laboratorios de medición y análisis de emisiones atmosféricas provenientes de fuentes estacionarias, y 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 es este decreto.

12.2.1.4D.S. N° 138/2005 del MINSAL, que "Establece Obligación de Declarar Emisiones que Indica" [69] [70]

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.

[67] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=18720&idVersion=2004-01-29&idParte=7157414
[68] Vigente desde el 18 de febrero de 1994.
[69] Modificado por el D.S. N° 90/2010 del MINSAL.
[70] Vigente desde el 17 de noviembre de 2005.

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.

12.2.1.5 Circular N° B32/23 del 2006 del MINSAL, que "Imparte Instrucciones sobre Aplicación del D.S. N° 138/2005 del MINSAL, 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 D.S. N° 138/2005 del MINSAL, que establece la obligación de declarar emisiones de contaminantes 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: Partículas totales en suspensión (PTS), MP_{10}, CO, NOx, SOx, COV, NH_3, dioxinas (PCDD), furanos (PCDF), CO_2, Pb, As, Benceno, Tolueno, CH_4, azufre reducido total (TRS, por su sigla en inglés).

No establece límites de emisión.

12.2.1.6 Resolución N° 42.549/2006 del MINSAL, que "Establece procedimiento de acreditación del cumplimiento de metas individuales de emisión y compensación de emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx)" [71]

Aplica a las fuentes estacionarias existentes denominadas Mayores Emisores de NOx 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.

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.

[71] Vigente desde el 14 de octubre de 2006.

12.2.1.7 D.S. N°10/2012 del MINSAL y la Subsecretaría de Salud Pública, que "Aprueba Reglamento de Calderas, Autoclaves y Equipos que Utilizan Vapor de Agua" [72] [73] [74] [75]

Establece las condiciones generales de construcción, instalación, mantención, operación y seguridad que deben reunir las calderas, autoclaves[76] y equipos que utilizan vapor en que se generen fluidos a temperaturas y presiones superiores a la atmósfera, ya sean móviles o estacionarias. Exceptúese de la aplicación de este decreto a:

- Las calderas de las locomotoras,
- Las calderas instaladas en embarcaciones,
- Calderas de calefacción por agua caliente de uso domiciliario, cuando este sistema comprenda solo calefacción para una casa habitación en forma individual.

Establece que toda caldera y autoclave deberá estar incorporado a un registro que lleva la Secretaría Regional Ministerial de Salud correspondiente, previo al inicio de su operación y funcionamiento.

Este decreto deroga al D.S. N°48/1984 del MINSAL.

No establece límites de emisión.

12.2.1.8 Ley 20.780/2014 del Ministerio de Hacienda, "Reforma Tributaria que Modifica el Sistema de Tributación de la Renta e Introduce Diversos Ajustes en el Sistema Tributario" [77] [78] [79]

El artículo 8 de la Ley 20.780 introduce lo que es conocido como "Impuesto Verde", el cual corresponde a un impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones al aire de MP, NOx, SO_2 y CO_2, producidas por establecimientos cuyas fuentes emisoras, individualmente o en su conjunto, emitan 100 o más toneladas anuales de MP, o 25.000 o más toneladas anuales de CO_2.

En el caso de las emisiones al aire de MP, NOx y SO_2, el impuesto será equivalente a 0,1 por cada tonelada emitida, o la proporción que corresponda, de dichos contaminantes, multiplicado por la cantidad que resulte de la aplicación de la siguiente fórmula:

[72] Modificado por el D.S. N°49/2017 del MINSAL.
[73] Vigencia de 19 de octubre de 2013.
[74] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1055319&f=undefined
[75] Esta norma se encuentra actualmente en proceso de consulta pública para su actualización. Sin embargo, no se está evaluando modificar ninguno de los elementos de la norma considerados en este estudio.
[76] Recipiente metálico hermético que permite trabajar con vapor de agua a alta temperatura y presión.
[77] Modificada por el artículo décimo sexto de la Ley 21.210 (D.O. 24.02.2020) del Ministerio de Hacienda.
[78] Vigente desde el 29 de septiembre del 2014.
[79] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1067194&idVersion=2023-02-25&idParte=9509251

$$T_{i,j} = CSCpc_i * Pob_j$$

Donde:

- $T_{i,j}$ = Tasa del impuesto por tonelada del contaminante "i" emitido en la comuna "j" medido en US$/ton.
- $CSCpc_i$ = Costo social de contaminación per cápita del contaminante "i".
- Pob_j = Población de la comuna "j".

En caso de que un establecimiento se encuentre en una comuna que a su vez forme parte de una zona declarada como zona saturada o zona latente por concentración de los contaminantes mencionados anteriormente, la fórmula se modifica de la siguiente manera:

$$T_{i,j} = CAA_{j,i} * CSCpc_i * Pob_j$$

Donde:

- $CAA_{j,i}$ = Coeficiente de calidad del aire en la comuna "j" para el contaminante "i".

Tanto el coeficiente de calidad del aire ($CAA_{j,i}$) como el costo social de contaminación per cápita ($CSCpc_i$) para cada uno de los contaminantes, serán determinados por el MMA, mientras que los datos de población por comuna (Pob_j) serán obtenidos del Instituto Nacional de Estadística (INE).

Para el caso del CO_2, quedan exentos del impuesto asociado a este contaminante aquellos establecimientos que operen en base a medios de energía renovable no convencional.

El MMA publicará anualmente un listado de los establecimientos que deberán reportar de manera obligatoria sus emisiones de conformidad con lo establecido en un reglamento. Asimismo, el MMA publicará anualmente un listado de las comunas que han sido declaradas como saturadas o latentes para efectos de determinar el impuesto correspondiente al año siguiente.

Sobre el artículo décimo sexto de la Ley 21.210[80] y el sistema de compensación de emisiones

El artículo décimo sexto de la Ley 21.210 del Ministerio de hacienda, que "Moderniza la Legislación Tributaria", establece que "Los contribuyentes afectos al impuesto establecido en este artículo (Impuesto Verde), podrán compensar todo o parte de sus emisiones gravadas, para efectos de determinar el monto del impuesto a pagar, mediante la implementación de proyectos de reducción de emisiones del mismo contaminante, sujeto a que dichas reducciones sean adicionales, medibles, verificables y permanentes. En todo caso las reducciones deberán ser adicionales a las obligaciones impuestas por planes de prevención o descontaminación, normas de emisión, resoluciones de calificación ambiental o cualquier otra obligación legal".

[80] https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1142667

Sólo podrán ser ejecutados los proyectos de reducción de emisiones de MP, NOx o SO_2, en la zona declarada como saturada o latente en que se generen las emisiones a compensar. En el caso de no haberse realizado dicha declaración a la fecha de presentación del proyecto de reducción, estos podrán realizarse en la misma comuna en que se generen dichas emisiones, o en las comunas adyacentes a esta.

12.2.2 Otras normativas de aplicación en la Región Metropolitana

A continuación se detallan los contenidos asociados a fuentes tipo caldera identificados en otros cuerpos normativos con aplicación en la Región Metropolitana.

12.2.2.1 Resolución N° 7.077/1976 del Servicio Nacional de Salud [81]

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

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

12.2.2.2 Resolución N° 15.027/1994 del MINSAL, que "Establece Procedimiento de Declaración de Emisiones para Fuentes Estacionarias que Indica" [82]

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 las emisiones de material particulado de cada una de sus fuentes ante el Servicio de Salud del Ambiente de la Región Metropolitana, a lo menos una vez al año.

No establece límites de emisión.

12.2.2.3 D.S. N° 812/1995 del MINSAL, "Complementa Procedimiento de Compensación de Emisiones para Fuentes Estacionarias Puntuales que Indica" [83] [84]

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 D.S. N° 4 y D.S. N° 1.583, ambos de 1992, del MINSAL. Indica que la Autoridad Sanitaria es el organismo que fiscalizará y sancionará, de acuerdo con las disposiciones del Código Sanitario, toda infracción a las obligaciones impuestas por este decreto.

[81] Vigente desde el 28 de septiembre de 1978.
[82] Vigente desde el 6 de diciembre de 1994.
[83] Modificado por D.S. N° 58/2003 del MINSEGPRES (D.O. 29.01.04).
[84] Vigente desde el 8 de mayo de 1995.

No establece límites de emisión.

12.2.2.4 Resolución N° 5.155/1999 del Servicio de Salud del Ambiente de la Región Metropolitana, que "Establece Forma de Declarar Emisiones Gaseosas para las Fuentes Estacionarias que Indica" [85]

Esta Resolución se aplica 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, óxidos de nitrógeno o compuestos orgánicos volátiles (COVs).

No establece límites de emisión.

12.3 Comunas con presencia de calderas

Tabla 12-2 Comunas con presencia de calderas

Región	Comuna
Arica y Parinacota	Arica
Tarapacá	Alto Hospicio
Tarapacá	Iquique
Tarapacá	Pica
Tarapacá	Pozo Almonte
Antofagasta	Antofagasta
Antofagasta	Calama
Antofagasta	María Elena
Antofagasta	Mejillones
Antofagasta	San Pedro Atacama
Antofagasta	Sierra Gorda
Antofagasta	Taltal
Antofagasta	Tocopilla
Atacama	Caldera
Atacama	Chañaral
Atacama	Copiapó
Atacama	Diego de Almagro
Atacama	Huasco
Atacama	Tierra Amarilla
Atacama	Vallenar
Coquimbo	Coquimbo
Coquimbo	La Higuera
Coquimbo	La Serena
Coquimbo	Monte Patria
Coquimbo	Ovalle
Coquimbo	Paiguano
Coquimbo	Salamanca

[85] Vigente desde el 17 de marzo de 1999.

Región	Comuna
Coquimbo	Vicuña
Valparaíso	Calera
Valparaíso	Calle Larga
Valparaíso	Cartagena
Valparaíso	Casablanca
Valparaíso	Catemu
Valparaíso	Concón
Valparaíso	El Quisco
Valparaíso	Hijuelas
Valparaíso	La Ligua
Valparaíso	Limache
Valparaíso	Llaillay
Valparaíso	Los Andes
Valparaíso	Nogales
Valparaíso	Panquehue
Valparaíso	Puchuncaví
Valparaíso	Putaendo
Valparaíso	Quillota
Valparaíso	Quilpué
Valparaíso	Quintero
Valparaíso	Rinconada
Valparaíso	San Antonio
Valparaíso	San Esteban
Valparaíso	San Felipe
Valparaíso	Santa María
Valparaíso	Valparaíso
Valparaíso	Villa Alemana
Valparaíso	Viña del Mar
Metropolitana de Santiago	Alhué
Metropolitana de Santiago	Buin
Metropolitana de Santiago	Calera de Tango
Metropolitana de Santiago	Cerrillos
Metropolitana de Santiago	Cerro Navia
Metropolitana de Santiago	Colina
Metropolitana de Santiago	Conchalí
Metropolitana de Santiago	Curacaví
Metropolitana de Santiago	El Bosque
Metropolitana de Santiago	El Monte
Metropolitana de Santiago	Estación Central
Metropolitana de Santiago	Huechuraba
Metropolitana de Santiago	Independencia
Metropolitana de Santiago	Isla de Maipo
Metropolitana de Santiago	La Cisterna
Metropolitana de Santiago	La Florida
Metropolitana de Santiago	La Granja
Metropolitana de Santiago	La Pintana
Metropolitana de Santiago	La Reina
Metropolitana de Santiago	Lampa

Región	Comuna
Metropolitana de Santiago	Las Condes
Metropolitana de Santiago	Lo Barnechea
Metropolitana de Santiago	Lo Espejo
Metropolitana de Santiago	Lo Prado
Metropolitana de Santiago	Macul
Metropolitana de Santiago	Maipú
Metropolitana de Santiago	María Pinto
Metropolitana de Santiago	Melipilla
Metropolitana de Santiago	Ñuñoa
Metropolitana de Santiago	Padre Hurtado
Metropolitana de Santiago	Paine
Metropolitana de Santiago	Pedro Aguirre Cerda
Metropolitana de Santiago	Peñaflor
Metropolitana de Santiago	Peñalolén
Metropolitana de Santiago	Pirque
Metropolitana de Santiago	Providencia
Metropolitana de Santiago	Pudahuel
Metropolitana de Santiago	Puente Alto
Metropolitana de Santiago	Quilicura
Metropolitana de Santiago	Quinta Normal
Metropolitana de Santiago	Recoleta
Metropolitana de Santiago	Renca
Metropolitana de Santiago	San Bernardo
Metropolitana de Santiago	San Joaquín
Metropolitana de Santiago	San Miguel
Metropolitana de Santiago	San Pedro
Metropolitana de Santiago	San Ramón
Metropolitana de Santiago	Santiago
Metropolitana de Santiago	Talagante
Metropolitana de Santiago	Tiltil
Metropolitana de Santiago	Vitacura
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Chimbarongo
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Coinco
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Coltauco
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Doñihue
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Graneros
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	La Estrella
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Las Cabras
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Litueche
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Lolol
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Machalí
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Malloa
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Marchihue
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Mostazal
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Nancagua
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Olivar
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Palmilla
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Peralillo

Región	Comuna
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Peumo
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Pichidegua
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Pichilemu
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Placilla
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Pumanque
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Quinta de Tilcoco
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Rancagua
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Rengo
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Requínoa
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	San Fernando
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	San Vicente
Libertador Gral. Bernardo O'Higgins	Santa Cruz
Maule	Cauquenes
Maule	Chanco
Maule	Colbún
Maule	Constitución
Maule	Curepto
Maule	Curicó
Maule	Empedrado
Maule	Licantén
Maule	Linares
Maule	Longaví
Maule	Maule
Maule	Molina
Maule	Parral
Maule	Pelarco
Maule	Pencahue
Maule	Retiro
Maule	Río Claro
Maule	Romeral
Maule	Sagrada Familia
Maule	San Javier
Maule	San Rafael
Maule	Talca
Maule	Teno
Maule	Vichuquén
Maule	Villa Alegre
Maule	Yerbas Buenas
Ñuble	Bulnes
Ñuble	Chillán
Ñuble	Chillan Viejo
Ñuble	Coelemu
Ñuble	Coihueco
Ñuble	El Carmen
Ñuble	Ñiquén
Ñuble	Pemuco
Ñuble	Pinto
Ñuble	Quillón

Región	Comuna
Ñuble	Quirihue
Ñuble	Ránquil
Ñuble	San Carlos
Ñuble	San Ignacio
Ñuble	Treguaco
Ñuble	Yungay
Biobío	Arauco
Biobío	Cabrero
Biobío	Cañete
Biobío	Chiguayante
Biobío	Concepción
Biobío	Contulmo
Biobío	Coronel
Biobío	Curanilahue
Biobío	Florida
Biobío	Hualpén
Biobío	Hualqui
Biobío	Laja
Biobío	Lebu
Biobío	Los Alamos
Biobío	Los Angeles
Biobío	Lota
Biobío	Mulchén
Biobío	Nacimiento
Biobío	Negrete
Biobío	Penco
Biobío	Quilleco
Biobío	San Pedro de la Paz
Biobío	Santa Bárbara
Biobío	Santa Juana
Biobío	Talcahuano
Biobío	Tirúa
Biobío	Tomé
Biobío	Tucapel
Biobío	Yumbel
Araucanía	Angol
Araucanía	Carahue
Araucanía	Collipulli
Araucanía	Cunco
Araucanía	Curacautín
Araucanía	Curarrehue
Araucanía	Freire
Araucanía	Galvarino
Araucanía	Gorbea
Araucanía	Lautaro
Araucanía	Loncoche
Araucanía	Lonquimay
Araucanía	Melipeuco

Región	Comuna
Araucanía	Nueva Imperial
Araucanía	Padre Las Casas
Araucanía	Perquenco
Araucanía	Pitrufquén
Araucanía	Pucón
Araucanía	Purén
Araucanía	Renaico
Araucanía	Saavedra
Araucanía	Temuco
Araucanía	Teodoro Schmidt
Araucanía	Traiguén
Araucanía	Victoria
Araucanía	Vilcún
Araucanía	Villarrica
Los Ríos	Corral
Los Ríos	Futrono
Los Ríos	La Unión
Los Ríos	Lago Ranco
Los Ríos	Lanco
Los Ríos	Los Lagos
Los Ríos	Máfil
Los Ríos	Mariquina
Los Ríos	Paillaco
Los Ríos	Panguipulli
Los Ríos	Río Bueno
Los Ríos	Valdivia
Los Lagos	Ancud
Los Lagos	Calbuco
Los Lagos	Castro
Los Lagos	Chaitén
Los Lagos	Chonchi
Los Lagos	Cochamó
Los Lagos	Dalcahue
Los Lagos	Fresia
Los Lagos	Frutillar
Los Lagos	Futaleufú
Los Lagos	Hualaihué
Los Lagos	Llanquihue
Los Lagos	Los Muermos
Los Lagos	Maullín
Los Lagos	Osorno
Los Lagos	Puerto Montt
Los Lagos	Puerto Octay
Los Lagos	Puerto Varas
Los Lagos	Purranque
Los Lagos	Puyehue
Los Lagos	Quellón
Los Lagos	Quemchi

Región	Comuna
Los Lagos	Quinchao
Los Lagos	Río Negro
Los Lagos	San Juan de la Costa
Los Lagos	San Pablo
Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	Aysén
Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	Chile Chico
Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	Cisnes
Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	Cochrane
Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	Coihaique
Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	Coyhaique
Aysén del Gral. Carlos Ibañez del Campo	Guaitecas
Magallanes y de la Antártica Chilena	Cabo de Hornos (Ex-Navarino)
Magallanes y de la Antártica Chilena	Natales
Magallanes y de la Antártica Chilena	Porvenir
Magallanes y de la Antártica Chilena	Primavera
Magallanes y de la Antártica Chilena	Punta Arenas
Magallanes y de la Antártica Chilena	Río Verde
Magallanes y de la Antártica Chilena	San Gregorio
Magallanes y de la Antártica Chilena	Timaukel
Magallanes y de la Antártica Chilena	Torres del Paine

Fuente: Elaboración propia

12.4 Parámetros y ecuaciones para el cálculo de costos de tecnologías de abatimiento

Los parámetros y características de cada tipo de tecnología se encuentran resumidos en la Tabla 12-3 a continuación. Esta información indica con qué tamaño y tipo de calderas, tipo de combustible y contaminante a abatir es compatible cada tecnología.

Tabla 12-3 Parámetros para cálculo de costos de tecnologías de abatimiento

Código tecnología	Nombre de tecnología en inglés y combustible que usa	Tamaño de caldera	Estado o tipo de combustible	Eficiencia de remoción (5)	Vida útil (años)	Contaminante
DS	Dry Scrubber; ICI Boilers - Oil	ALL	Líquido	90	20	SO2
DS	Dry Scrubber; ICI Boilers - Gas	ALL	Gaseoso	90	20	SO2
DS	Dry Scrubber; ICI Boilers - Bituminous Coal	ALL	Carbón	95,2	30	SO2
DS	Dry Scrubber; ICI Boilers - Subbituminous Coal	ALL	Carbón	83,9	30	SO2

Código tecnología	Nombre de tecnología en inglés y combustible que usa	Tamaño de caldera	Estado o tipo de combustible	Eficiencia de remoción (5)	Vida útil (años)	Contaminante
ESP	Electrostatic Precipitator ICI Boilers and Heaters Solid Fuels	ALL	Sólido	95	20	MP
ESP	Electrostatic Precipitator ICI Boilers and Heaters Gas	ALL	Gaseoso	95	20	MP
ESP	Electrostatic Precipitator ICI Boilers and Heaters Oil	ALL	Líquido	95	20	MP
ESP	Electrostatic Precipitator ICI Boilers and Heaters Wood	ALL	Leña	95	20	MP
FF	Fabric Filter ICI Boilers and Heaters Solid Fuels	ALL	Sólido	99	20	MP
FF	Fabric Filter ICI Boilers and Heaters Gas	ALL	Gaseoso	99	20	MP
FF	Fabric Filter ICI Boilers and Heaters Oil	ALL	Líquido	99	20	MP
FF	Fabric Filter ICI Boilers and Heaters Wood	ALL	Leña	99	20	MP
FF	Fabric Filter (Pulse Jet Type); Utility Boilers - Coal - 25 to 99 MW	≥ 25 MW y < 99 MW	Carbón	99	15	MP
FF	Fabric Filter (Pulse Jet Type); Utility Boilers - Coal - 100 to 299 MW	≥ 100 MW y < 299 MW	Carbón	99	15	MP
FF	Fabric Filter (Pulse Jet Type); Utility Boilers - Coal - 300 to 499 MW	≥ 300 MW y < 499 MW	Carbón	99	15	MP
FF	Fabric Filter (Pulse Jet Type); Utility Boilers - Coal - 500 to 699 MW	≥ 500 MW y < 699 MW	Carbón	99	15	MP
FF	Fabric Filter (Pulse Jet Type); Utility Boilers - Over 700 MW	≥ 700 MW	Todos	99	15	MP
FGR	Flue Gas Recirculation; ICI Boilers - Oil	ALL	Líquido	40	15	NOX
FGR	Flue Gas Recirculation; ICI Boilers - Gas	ALL	Gaseoso	40	15	NOX
LNB	Low NOx Burner; ICI Boilers - Coal/Wall	ALL	Carbón	47,5	15	NOX
LNB	Low NOx Burner; ICI Boilers - Oil	ALL	Líquido	47,5	15	NOX

Código tecnología	Nombre de tecnología en inglés y combustible que usa	Tamaño de caldera	Estado o tipo de combustible	Eficiencia de remoción (5)	Vida útil (años)	Contaminante
LNB+FGR	Low NOx Burner and Flue Gas Recirculation; ICI Boilers - Distillate Oil	ALL	Líquido	61	15	NOX
LNB+FGR	Low NOx Burner and Flue Gas Recirculation; ICI Boilers - Gas	ALL	Gaseoso	61	15	NOX
LNB+SNCR	Low NOx Burner and Selective Non-Catalytic Reduction; ICI Boilers - Coal/Wall	ALL	Carbón	69,5	15	NOX
LNB+SNCR	Low NOx Burner and Selective Non-Catalytic Reduction; ICI Boilers - Oil	ALL	Líquido	69,5	15	NOX
LNB+SNCR	Low NOx Burner and Selective Non-Catalytic Reduction; ICI Boilers - Gas	ALL	Gaseoso	69,5	15	NOX
LSD	Lime Spray Dryer; Utility Boilers - 25 to 49 MW	≥ 25 MW y < 49 MW	ALL	92	15	SO2
LSD	Lime Spray Dryer; Utility Boilers - 50 to 99 MW	≥ 50 MW y < 99 MW	ALL	92	15	SO2
LSD	Lime Spray Dryer; Utility Boilers - 100 to 299 MW	≥ 100 MW y < 299 MW	ALL	92	15	SO2
LSD	Lime Spray Dryer; Utility Boilers - 300 to 499 MW	≥ 300MW y < 499 MW	ALL	92	15	SO2
LSD	Lime Spray Dryer; Utility Boilers - 500 to 699 MW	≥ 500 MW y < 699 MW	ALL	92	15	SO2
LSD	Lime Spray Dryer; Utility Boilers - Over 700 MW	≥ 700 MW	ALL	92	15	SO2
LSFO	Limestone Forced Oxidation; Utility Boilers - 25 to 99 MW	≥ 25 MW y < 99 MW	ALL	96	15	SO2
LSFO	Limestone Forced Oxidation; Utility Boilers - 100 to 299 MW	≥ 100 MW y < 299 MW	ALL	96	15	SO2

Código tecnología	Nombre de tecnología en inglés y combustible que usa	Tamaño de caldera	Estado o tipo de combustible	Eficiencia de remoción (5)	Vida útil (años)	Contaminante
LSFO	Limestone Forced Oxidation; Utility Boilers - 300 to 499 MW	≥ 300 MW y < 499 MW	ALL	96	15	SO2
LSFO	Limestone Forced Oxidation; Utility Boilers - 500 to 699 MW	≥ 500MW y < 699 MW	ALL	96	15	SO2
LSFO	Limestone Forced Oxidation; Utility Boilers - Over 700 MW	≥ 700 MW	ALL	96	15	SO2
SCR	Selective Catalytic Reduction; Utility Boiler - Coal/Tangential - 25 to 99 MW	≥ 25 MW y < 99 MW	Carbón	90	30	NOX
SCR	Selective Catalytic Reduction; Utility Boiler - Coal/Tangential - 100 to 299 MW	≥ 100 MW y < 299 MW	Carbón	90	30	NOX
SCR	Selective Catalytic Reduction; Utility Boiler - Coal/Tangential - 300 to 499 MW	≥ 300MW y < 499 MW	Carbón	90	30	NOX
SCR	Selective Catalytic Reduction; Utility Boiler - Coal/Tangential - 500 to 699 MW	≥ 500 MW y < 699 MW	Carbón	90	30	NOX
SCR	Selective Catalytic Reduction; Utility Boiler - Coal/Tangential - Over 700 MW	≥ 700 MW	Carbón	90	30	NOX
SCR	Selective Catalytic Reduction; Utility Boiler - Oil/Tangential	ALL	Líquido	80	30	NOX
SCR	Selective Catalytic Reduction; Utility Boiler - Gas/Tangential	ALL	Gaseoso	80	30	NOX
SCR	Selective Catalytic Reduction; ICI Boilers - Coal	ALL	Carbón	90	25	NOX

Código tecnología	Nombre de tecnología en inglés y combustible que usa	Tamaño de caldera	Estado o tipo de combustible	Eficiencia de remoción (5)	Vida útil (años)	Contaminante
SCR	Selective Catalytic Reduction; ICI Boilers - Gas	ALL	Gaseoso	90	25	NOX
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction; Utility Boiler - Coal/Tangential - 25 to 99 MW	≥ 25 MW y < 99 MW	Carbón	25	20	NOX
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction; Utility Boiler - Coal/Tangential - 100 to 299 MW	≥ 100 MW y < 299 MW	Carbón	25	20	NOX
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction; Utility Boiler - Coal/Tangential - 300 to 499 MW	≥ 300 MW y < 499 MW	Carbón	25	20	NOX
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction; Utility Boiler - Coal/Tangential - 500 to 699 MW	≥ 500 MW y < 699 MW	Carbón	25	20	NOX
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction; Utility Boiler - Coal/Tangential - Over 700 MW	≥ 700 MW	Carbón	25	20	NOX
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction; ICI Boilers - Coal	ALL	Carbón	35	20	NOX
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction; ICI Boilers - Gas	ALL	Gaseoso	35	20	NOX
SNCR	Selective Non-Catalytic Reduction; ICI Boilers - Oil	ALL	Líquido	35	20	NOX
VS	Venturi Scrubber ICI Boilers and Heaters Solid Fuels	ALL	Sólido	90	20	MP
VS	Venturi Scrubber ICI Boilers and Heaters Gas	ALL	Gaseoso	90	20	MP
VS	Venturi Scrubber ICI Boilers and Heaters Oil	ALL	Líquido	90	20	MP

Código tecnología	Nombre de tecnología en inglés y combustible que usa	Tamaño de caldera	Estado o tipo de combustible	Eficiencia de remoción (5)	Vida útil (años)	Contaminante
VS	Venturi Scrubber ICI Boilers and Heaters Wood	ALL	Leña	90	20	MP
WS	Wet Scrubber; ICI Boilers - Gas	ALL	Gaseoso	50	15	SO2
WS	Wet Scrubber; ICI Boilers - Oil	ALL	Líquido	94	15	SO2
WS	Wet Scrubber; ICI Boilers - Bituminous Coal	ALL	Carbón	95,2	30	SO2
WS	Wet Scrubber; ICI Boilers -Subituminous Coal	ALL	Carbón	83,9	30	SO2

En columna Tamaño de caldera ALL = Todos los tamaños de caldera; en columna Tipo de combustible ALL = Todos los combustibles
Fuente: EPA, (2023)

A continuación, se muestran las ecuaciones utilizadas en el cálculo de los costos de abatimiento, de acuerdo con la Documentación CoST (EPA, 2023). El valor de los parámetros ($p_1, \dots p_n$) se encuentran en el documento "NECAL2-CostosTecAbat.xlsx" disponible en los Anexos Digitales y fueron obtenidos de la documentación disponible online en la página de la EPA.

Tabla 12-4 Tipo de ecuación por grupo de fuentes emisoras, contaminantes y tecnologías de abatimiento

Tipo de ecuación	Grupo de fuentes emisoras	Contaminantes	Tecnologías de abatimiento
1	Calderas generadoras de electricidad	NO_X, $MP_{2.5}$ y SO_2	Filtros de tela, secado por pulverización con cal, oxidación forzada con piedra caliza, reducción selectiva catalítica y no catalítica.
8	Calderas industriales, comerciales e institucionales	$MP_{2.5}$	Precipitador electrostático, filtros de tela, depurador Venturi.
13	Calderas industriales, comerciales e institucionales	NO_X	Recirculación de gases de combustión, quemadores de NOX, quemadores de NOX y recirculación de gases de combustión, quemadores de NOX y reducción selectiva no catalítica.
20	Calderas industriales, comerciales e institucionales	NO_X y SO_2	Depurador seco, selective catalytic reduction, selective non-catalytic reduction, depurador húmedo.
21	Calderas industriales, comerciales e institucionales	SO_2	Depurador seco y húmedo.

Fuente: Elaboración propia.

Ecuación tipo 1

$$S = \left(\frac{p_4}{DC_{MW}}\right)^{p_5}$$

Donde,

S: factor de escala
p_4: factor de escala de tamaño de la caldera, capacidad de la caldera (MW)
p_5: Factor de escala exponencial, valor empírico basado en medidas de control específica
DC_{MW}: capacidad de diseño de la caldera (MW)

Luego, los costos de inversión y de operación y mantención se calculan como sigue

$$Costos\ de\ inversión = p_1 \cdot DC_{MW} \cdot S \cdot 1.000$$

Donde,

p_1: multiplicador del costo de inversión, valor empírico basado en medidas de control específicas (USD/MW). Se multiplica por 1.000 para convertir USD/kW a USD/MW.
DC_{MW}: capacidad de diseño de la caldera (MW)

$$Costos\ O\&M_{fijos} = p_2 \cdot DC_{MW} \cdot S \cdot 1.000$$

$$Costos\ O\&M_{variables} = p_3 \cdot DC_{MW} \cdot p_6 \cdot 8.760$$

$$Costos\ O\&M_{totales} = Costos\ O\&M_{fijos} + Costos\ O\&M_{variables}$$

Ecuación tipo 8

$$Costo\ de\ inversión = p_1 \cdot F_a + p_6$$

$$Costos\ O\&M = p_2 \cdot F_a + p_7$$

Donde

p_1: multiplicador de costos de inversión
p_2: Multiplicador de costos de operación y mantenimiento
p_6: Constante de costos de inversión
p_7: Constante de costos de operación y mantenimiento
F_a: Caudal de salida (acfm)

Los multiplicadores de los costos son valores empíricos basados en medidas de control específicas.

Ecuación tipo 13

$$Costo\ de\ inversión = p_1 \cdot DC_{\frac{MMBtu}{hr}}^{p_2} + p_3 \cdot DC_{\frac{MMBtu}{hr}}^{p_4}$$

$$Costos\ O\&M = p_5 + p_6 \cdot DC_{\frac{MMBtu}{hr}}^{p_7} + p_8 \cdot DC_{\frac{MMBtu}{hr}}^{p_9} + p_{10} \cdot \frac{F_a}{60} + p_{11} \cdot E$$

p_1: multiplicador de costos de inversión de la tecnología 1
p_2: exponente costos de inversión de la tecnología 1
p_3: multiplicador de costos de inversión de la tecnología 2 (si aplica)
p_4: exponente costos de inversión de la tecnología 2 (si aplica)
p_5: constante costos de operación y mantenimiento
p_6: mutiplicador de costos de operación y mantenimiento de la tecnología 1
p_7: exponente de de costos de operación y mantenimiento de la tecnología 1
p_8: mutiplicador de costos de operación y mantenimiento de la tecnología 2 (si aplica)
p_9: exponente de de costos de operación y mantenimiento de la tecnología 2 (si aplica)
p_{10}: multiplicador del caudal
p_{11}: multiplicador de emisiones
E: emisiones (ton/año)
F_a: caudal de salida (acfm)
$DC_{MMBtu/hr}$: capacidad de diseño (MMBtu/hr)

Los multiplicadores y exponentes son valores empíricos que varían según la tecnología de abatimiento.

Ecuación tipo 20

$$Costos\ de\ inversión = p_1 \cdot DC_{MMBtu/hr}$$

$$Costos\ O\&M = p_2 \cdot DC_{MMBtu/hr}$$

p_1: multiplicador de costos de inversión
p_2: multiplicador de costos de operación y mantenimiento
$DC_{MMBtu/hr}$: capacidad de diseño (MMBtu/hr)

Ecuación tipo 21

$$Costos\ de\ inversión = p_1 \cdot DC_{MW} + p_3$$

$$Costos\ O\&M = p_2 \cdot DC_{MW} + p_4$$

Donde

p_1: multiplicador de costos de inversión
p_2: multiplicador de costos de operación y mantenimiento
p_2: Constante de costos de inversión
p_2: Constante de costos de operación y mantenimiento

DC_{MW}: Capacidad de diseño (MW)

Los multiplicadores y exponentes son valores empíricos que varían según la tecnología de abatimiento.

Luego, para todas las ecuaciones, el costo total anual es la suma del costo de inversión anualizado y el costo de operación y mantención.

12.5 Propiedades de los combustibles

A continuación, se presentan las propiedades de combustibles utilizadas para la normalización tanto del consumo de combustible como los factores de emisión.

Tabla 12-5 Propiedades de los combustibles

Combustible	Poder Calorífico (kcal/kg)	Poder Calorífico (MWh/ton)	Densidad (kg/m^3)
Aserrín	3.500	4,07	370,00
Bencina	11.200	13,03	730,00
Biogas	7.378	8,58	0,76
Biomasa Combustible	3.500	4,07	280,00
Butano	12.100	14,07	579,00
Carbón	7.000	8,14	1.720,00
Coke de Petróleo (Petcoke)	8.100	9,42	1.110,00
Combustible Sólido Alternativo	9.000	10,47	1.200,00
Gas de Alto Horno	949	1,10	0,76
Gas de Cañería	12.100	14,07	550,00
Gas de Coque	5.995	6,97	0,76
Gas de Refinería	5.613	6,53	0,76
Gas Licuado de Petróleo	12.100	14,07	550,00
Gas Natural	12.307	14,31	0,76
Kerosene	11.100	12,91	810,00
Leña	3.500	4,07	370,00
Petróleo Crudo	10.963	12,75	825,00
Petróleo N 2 (Diesel)	10.900	12,68	840,00
Petróleo N 5	10.500	12,21	927,00
Petróleo N 6	10.500	12,21	945,00
Propano	12.100	14,07	507,00

Fuente: Elaboración propia

12.6 Listado de calderas cogeneradoras – Ministerio de Energía

A continuación, se presenta el listado de calderas cogeneradoras realizado por el Ministerio de Energía, y su identificación en el catastro de calderas. De las 20 del listado, sólo 9 fueron identificadas en el catastro de calderas. De las 11 que no fueron identificadas, 2 tienen una potencia mayor a 50 MW.

Tabla 12-6 Listado de calderas cogeneradoras e identificación en base de datos del RETC

Propietario	Central	Comuna	Combustible	Potencia Bruta [MW]	Potencia Neta [MW]	Potencia Térmica [MW]	Identificación en BD RETC
AES ANDES S.A.	LAJAEVE	Laja	Biomasa	13	11	32	CG-GEV-11720
BIOENERGÍAS FORESTALES SPA	SANTAFE	Nacimiento	Biomasa	69	63	174	IN-GEV-2217
CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCIÓN S.A.	Arauco	Arauco	Biomasa	67	57	158	CG-GEV-1434
CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCIÓN S.A.	Celco	Constitución	Biomasa	8	8	22	No se encuentra
CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCIÓN S.A.	Licanten	Licantén	Biomasa	6	6	17	CR-PCL-1869
CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCIÓN S.A.	N. Aldea	Ránquil	Biomasa	51	51	142	CR-PCL-1342
CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCIÓN S.A.	Valdivia	Valdivia	Biomasa	61	61	169	No se encuentra
CMPC PULP SPA	CMPC Sta_Fe	Nacimiento	Biomasa	5	5	14	No se encuentra
CMPC PULP SPA.	CMPC Laja	Laja	Biomasa	89	40	112	No se encuentra
CMPC PULP SPA.	CMPC Pacifo	Collipulli	Biomasa	33	33	92	No se encuentra
CMPC TISSUE S.A.	CMPC Tissue	Talagante	Gas natural	4	4	11	No se encuentra
CONSORCIO SANTA MARTA S.A.	SANTAMARTA	Talagante	Biogás	15	14	39	No se encuentra
ELÉCTRICA NUEVA ENERGÍA S.A.	ESCUADRON	Coronel	Biomasa	14	12	35	IN-GEV-1861
ENAP REFINERIAS S.A. - ACONCAGUA	Aconcagua	Concón	Gas natural	27	26	73	IN-GEV-6387
MADERAS ARAUCO S.A.	Cholguan	Yungay	Biomasa	13	13	36	CF-GEV-14581

Propietario	Central	Comuna	Combustible	Potencia Bruta [MW]	Potencia Neta [MW]	Potencia Térmica [MW]	Identificación en BD RETC
MADERAS ARAUCO S.A.	Vinales	Constitución	Biomasa	22	22	61	No se encuentra
NEOMAS SPA	MASISA	Cabrero	Biomasa	11	11	31	No se encuentra
NORACID S.A.	PAM	Mejillones	Cogeneración	24	18	51	No se encuentra
(blank)	TER CMPC CORDILLERA	Puente Alto	Sin información	53	52	144	IN-GEV-1914
ENERGIA PACIFICO S.A.	TER ENERGIA PACIFICO	Mostazal	Sin información	16	14	40	No se encuentra

Fuente: Elaboración propia

12.7 Listado de calderas cogeneradoras resultantes del inventario de emisiones

A continuación, se presenta información relevante, obtenida del inventario de emisiones, de las calderas recuperadoras o cogeneradoras que poseen una potencia igual o mayor a 50 MWt.

Tabla 12-7 Información de calderas cogeneradoras que deben ser incluidas en la Norma de Termoeléctricas

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
CG-GEV-1434	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	179,10	Biomasa Combustible	5.670	705.580	CO	585,12	146,27
CG-GEV-1434	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	179,10	Biomasa Combustible	5.670	705.580	CO2	254.050,45	63.506,94
CG-GEV-1434	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	179,10	Biomasa Combustible	5.670	705.580	COV	16,58	4,14
CG-GEV-1434	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	179,10	Biomasa Combustible	5.670	705.580	Hg	0,00	0,00
CG-GEV-1434	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	179,10	Biomasa Combustible	5.670	705.580	MP	2,81	0,70
CG-GEV-1434	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	179,10	Biomasa Combustible	5.670	705.580	MP10	2,44	0,61
CG-GEV-1434	CELULOSA ARAUCO Y	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	179,10	Biomasa Combustible	5.670	705.580	MP2.5	2,10	0,52

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
	CONSTITUCION S A										
CG-GEV-1434	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	179,10	Biomasa Combustible	5.670	705.580	NH3	-	-
CG-GEV-1434	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	179,10	Biomasa Combustible	5.670	705.580	NOx	214,54	53,63
CG-GEV-1434	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	179,10	Biomasa Combustible	5.670	705.580	SO2	24,38	6,09
CG-GEV-14980	S/I	CMPC CELULOSA PLANTA SANTA FE	Biobío	Nacimiento	174,00	Biomasa Combustible	7.759	685.481	CO	398,27	74,88
CG-GEV-14980	S/I	CMPC CELULOSA PLANTA SANTA FE	Biobío	Nacimiento	174,00	Biomasa Combustible	7.759	685.481	CO2	172.922,15	32.512,44
CG-GEV-14980	S/I	CMPC CELULOSA PLANTA SANTA FE	Biobío	Nacimiento	174,00	Biomasa Combustible	7.759	685.481	COV	11,28	2,12
CG-GEV-14980	S/I	CMPC CELULOSA PLANTA SANTA FE	Biobío	Nacimiento	174,00	Biomasa Combustible	7.759	685.481	Hg	0,00	0,00
CG-GEV-14980	S/I	CMPC CELULOSA PLANTA SANTA FE	Biobío	Nacimiento	174,00	Biomasa Combustible	7.759	685.481	MP	1,91	0,36

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
CG-GEV-14980	S/I	CMPC CELULOSA PLANTA SANTA FE	Biobío	Nacimiento	174,00	Biomasa Combustible	7.759	685.481	MP10	1,66	0,31
CG-GEV-14980	S/I	CMPC CELULOSA PLANTA SANTA FE	Biobío	Nacimiento	174,00	Biomasa Combustible	7.759	685.481	MP2.5	1,43	0,27
CG-GEV-14980	S/I	CMPC CELULOSA PLANTA SANTA FE	Biobío	Nacimiento	174,00	Biomasa Combustible	7.759	685.481	NH3	-	-
CG-GEV-14980	S/I	CMPC CELULOSA PLANTA SANTA FE	Biobío	Nacimiento	174,00	Biomasa Combustible	7.759	685.481	NOx	146,03	27,46
CG-GEV-14980	S/I	CMPC CELULOSA PLANTA SANTA FE	Biobío	Nacimiento	174,00	Biomasa Combustible	7.759	685.481	SO2	16,59	3,12
CR-PCL-1342	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	NUEVA ALDEA	Ñuble	Ránquil	141,67	Biomasa Combustible	1.264	558.102	CO	6.102,73	8.650,58
CR-PCL-1342	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	NUEVA ALDEA	Ñuble	Ránquil	141,67	Biomasa Combustible	1.264	558.102	CO2	2.649.725,55	3.755.966,24
CR-PCL-1342	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	NUEVA ALDEA	Ñuble	Ránquil	141,67	Biomasa Combustible	1.264	558.102	COV	172,91	245,10
CR-PCL-1342	CELULOSA ARAUCO Y	NUEVA ALDEA	Ñuble	Ránquil	141,67	Biomasa Combustible	1.264	558.102	Hg	0,05	0,07

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
	CONSTITUCION S A										
CR-PCL-1342	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	NUEVA ALDEA	Ñuble	Ránquil	141,67	Biomasa Combustible	1.264	558.102	MP	29,34	41,59
CR-PCL-1342	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	NUEVA ALDEA	Ñuble	Ránquil	141,67	Biomasa Combustible	1.264	558.102	MP10	25,43	36,04
CR-PCL-1342	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	NUEVA ALDEA	Ñuble	Ránquil	141,67	Biomasa Combustible	1.264	558.102	MP2.5	21,87	31,00
CR-PCL-1342	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	NUEVA ALDEA	Ñuble	Ránquil	141,67	Biomasa Combustible	1.264	558.102	NH3	-	-
CR-PCL-1342	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	NUEVA ALDEA	Ñuble	Ránquil	141,67	Biomasa Combustible	1.264	558.102	NOx	2.237,67	3.171,88
CR-PCL-1342	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	NUEVA ALDEA	Ñuble	Ránquil	141,67	Biomasa Combustible	1.264	558.102	SO2	254,28	360,44
CR-PCL-1766	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA VALDIVIA	Los Ríos	Mariquina	169,44	Biomasa Combustible	8.630	667.534	CO	3.198,83	555,27
CR-PCL-1766	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA VALDIVIA	Los Ríos	Mariquina	169,44	Biomasa Combustible	8.630	667.534	CO2	1.415.905,59	245.782,05

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
CR-PCL-1766	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA VALDIVIA	Los Ríos	Mariquina	169,44	Biomasa Combustible	8.630	667.534	COV	90,48	15,71
CR-PCL-1766	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA VALDIVIA	Los Ríos	Mariquina	169,44	Biomasa Combustible	8.630	667.534	Hg	0,03	0,00
CR-PCL-1766	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA VALDIVIA	Los Ríos	Mariquina	169,44	Biomasa Combustible	8.630	667.534	MP	15,38	2,67
CR-PCL-1766	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA VALDIVIA	Los Ríos	Mariquina	169,44	Biomasa Combustible	8.630	667.534	MP10	13,33	2,31
CR-PCL-1766	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA VALDIVIA	Los Ríos	Mariquina	169,44	Biomasa Combustible	8.630	667.534	MP2.5	11,46	1,99
CR-PCL-1766	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA VALDIVIA	Los Ríos	Mariquina	169,44	Biomasa Combustible	8.630	667.534	NH3	0,88	0,15
CR-PCL-1766	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA VALDIVIA	Los Ríos	Mariquina	169,44	Biomasa Combustible	8.630	667.534	NOx	1.222,42	212,19
CR-PCL-1766	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA VALDIVIA	Los Ríos	Mariquina	169,44	Biomasa Combustible	8.630	667.534	SO2	133,11	23,11
CR-PCL-47633	CELULOSA ARAUCO Y	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	1.068,51	Biomasa Combustible	0	4.209.428	CO	4,07	-

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
	CONSTITUCION S A										
CR-PCL-47633	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	1.068,51	Biomasa Combustible	0	4.209.428	CO2	21.470,09	-
CR-PCL-47633	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	1.068,51	Biomasa Combustible	0	4.209.428	COV	0,00	-
CR-PCL-47633	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	1.068,51	Biomasa Combustible	0	4.209.428	Hg	0,00	-
CR-PCL-47633	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	1.068,51	Biomasa Combustible	0	4.209.428	MP	0,02	-
CR-PCL-47633	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	1.068,51	Biomasa Combustible	0	4.209.428	MP10	0,02	-
CR-PCL-47633	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	1.068,51	Biomasa Combustible	0	4.209.428	MP2.5	0,01	-
CR-PCL-47633	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	1.068,51	Biomasa Combustible	0	4.209.428	NH3	0,64	-
CR-PCL-47633	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	1.068,51	Biomasa Combustible	0	4.209.428	NOx	37,60	-

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
CR-PCL-47633	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	1.068,51	Biomasa Combustible	0	4.209.428	SO2	0,04	-
CR-PCL-6494	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	139,50	Biomasa Combustible	6.172	549.583	CO	716,06	211,09
CR-PCL-6494	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	139,50	Biomasa Combustible	6.172	549.583	CO2	322.019,87	94.928,21
CR-PCL-6494	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	139,50	Biomasa Combustible	6.172	549.583	COV	20,22	5,96
CR-PCL-6494	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	139,50	Biomasa Combustible	6.172	549.583	Hg	0,01	0,00
CR-PCL-6494	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	139,50	Biomasa Combustible	6.172	549.583	MP	3,44	1,01
CR-PCL-6494	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	139,50	Biomasa Combustible	6.172	549.583	MP10	2,98	0,88
CR-PCL-6494	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	139,50	Biomasa Combustible	6.172	549.583	MP2.5	2,57	0,76
CR-PCL-6494	CELULOSA ARAUCO Y	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	139,50	Biomasa Combustible	6.172	549.583	NH3	0,36	0,11

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
	CONSTITUCION S A										
CR-PCL-6494	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	139,50	Biomasa Combustible	6.172	549.583	NOx	282,93	83,40
CR-PCL-6494	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	Biobío	Arauco	139,50	Biomasa Combustible	6.172	549.583	SO2	29,76	8,77
IN-GEV-1914	PAPELES CORDILLERA SPA	PAPELES CORDILLERA S.A.	Metropolitana de Santiago	Puente Alto	144,03	Gas Natural	1.931	164.147	CO	0,11	0,35
IN-GEV-1914	PAPELES CORDILLERA SPA	PAPELES CORDILLERA S.A.	Metropolitana de Santiago	Puente Alto	144,03	Gas Natural	1.931	164.147	CO2	182,16	574,69
IN-GEV-1914	PAPELES CORDILLERA SPA	PAPELES CORDILLERA S.A.	Metropolitana de Santiago	Puente Alto	144,03	Gas Natural	1.931	164.147	COV	0,01	0,02
IN-GEV-1914	PAPELES CORDILLERA SPA	PAPELES CORDILLERA S.A.	Metropolitana de Santiago	Puente Alto	144,03	Gas Natural	1.931	164.147	Hg	0,00	0,00
IN-GEV-1914	PAPELES CORDILLERA SPA	PAPELES CORDILLERA S.A.	Metropolitana de Santiago	Puente Alto	144,03	Gas Natural	1.931	164.147	MP	0,01	0,03
IN-GEV-1914	PAPELES CORDILLERA SPA	PAPELES CORDILLERA S.A.	Metropolitana de Santiago	Puente Alto	144,03	Gas Natural	1.931	164.147	MP10	0,01	0,03
IN-GEV-1914	PAPELES CORDILLERA SPA	PAPELES CORDILLERA S.A.	Metropolitana de Santiago	Puente Alto	144,03	Gas Natural	1.931	164.147	MP2.5	0,01	0,03
IN-GEV-1914	PAPELES CORDILLERA SPA	PAPELES CORDILLERA S.A.	Metropolitana de Santiago	Puente Alto	144,03	Gas Natural	1.931	164.147	NH3	0,00	0,01

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
IN-GEV-1914	PAPELES CORDILLERA SPA	PAPELES CORDILLERA S.A.	Metropolitana de Santiago	Puente Alto	144,03	Gas Natural	1.931	164.147	NOx	0,37	1,18
IN-GEV-1914	PAPELES CORDILLERA SPA	PAPELES CORDILLERA S.A.	Metropolitana de Santiago	Puente Alto	144,03	Gas Natural	1.931	164.147	SO2	0,00	0,00
IN-GEV-6387	S/I	EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO (ENAP)	Valparaíso	Concón	73,00	Gas Natural	1.860	83.198	CO	18,36	118,62
IN-GEV-6387	S/I	EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO (ENAP)	Valparaíso	Concón	73,00	Gas Natural	1.860	83.198	CO2	29.909,98	193.282,59
IN-GEV-6387	S/I	EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO (ENAP)	Valparaíso	Concón	73,00	Gas Natural	1.860	83.198	COV	1,20	7,77
IN-GEV-6387	S/I	EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO (ENAP)	Valparaíso	Concón	73,00	Gas Natural	1.860	83.198	Hg	0,00	0,00
IN-GEV-6387	S/I	EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO (ENAP)	Valparaíso	Concón	73,00	Gas Natural	1.860	83.198	MP	1,66	10,73
IN-GEV-6387	S/I	EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO (ENAP)	Valparaíso	Concón	73,00	Gas Natural	1.860	83.198	MP10	1,66	10,73
IN-GEV-6387	S/I	EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO (ENAP)	Valparaíso	Concón	73,00	Gas Natural	1.860	83.198	MP2.5	1,66	10,73

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
IN-GEV-6387	S/I	EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO (ENAP)	Valparaíso	Concón	73,00	Gas Natural	1.860	83.198	NH3	0,70	4,52
IN-GEV-6387	S/I	EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO (ENAP)	Valparaíso	Concón	73,00	Gas Natural	1.860	83.198	NOx	61,19	395,39
IN-GEV-6387	S/I	EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO (ENAP)	Valparaíso	Concón	73,00	Gas Natural	1.860	83.198	SO2	0,13	0,85
Caldera recuperadora añadida 1	CMPC PULP SPA.	CMPC Laja	Biobío	Laja	112,35	Biomasa Combustible	4.493	442.619	CO	0,19	0,10
Caldera recuperadora añadida 1	CMPC PULP SPA.	CMPC Laja	Biobío	Laja	112,35	Biomasa Combustible	4.493	442.619	CO2	83,90	42,19
Caldera recuperadora añadida 1	CMPC PULP SPA.	CMPC Laja	Biobío	Laja	112,35	Biomasa Combustible	4.493	442.619	COV	0,01	0,00
Caldera recuperadora añadida 1	CMPC PULP SPA.	CMPC Laja	Biobío	Laja	112,35	Biomasa Combustible	4.493	442.619	Hg	0,00	0,00
Caldera recuperadora añadida 1	CMPC PULP SPA.	CMPC Laja	Biobío	Laja	112,35	Biomasa Combustible	4.493	442.619	MP	0,00	0,00
Caldera recuperad	CMPC PULP SPA.	CMPC Laja	Biobío	Laja	112,35	Biomasa Combustible	4.493	442.619	MP10	0,00	0,00

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
ora añadida 1											
Caldera recuperadora añadida 1	CMPC PULP SPA.	CMPC Laja	Biobío	Laja	112,35	Biomasa Combustible	4.493	442.619	MP2.5	0,00	0,00
Caldera recuperadora añadida 1	CMPC PULP SPA.	CMPC Laja	Biobío	Laja	112,35	Biomasa Combustible	4.493	442.619	NH3	-	-
Caldera recuperadora añadida 1	CMPC PULP SPA.	CMPC Laja	Biobío	Laja	112,35	Biomasa Combustible	4.493	442.619	NOx	0,07	0,04
Caldera recuperadora añadida 1	CMPC PULP SPA.	CMPC Laja	Biobío	Laja	112,35	Biomasa Combustible	4.493	442.619	SO2	0,01	0,00
Caldera recuperadora añadida 2	CMPC PULP SPA.	CMPC Pacifo	Araucanía	Collipulli	91,67	Biomasa Combustible	4.493	361.125	CO	1,13	0,70
Caldera recuperadora añadida 2	CMPC PULP SPA.	CMPC Pacifo	Araucanía	Collipulli	91,67	Biomasa Combustible	4.493	361.125	CO2	492,61	303,61
Caldera recuperadora añadida 2	CMPC PULP SPA.	CMPC Pacifo	Araucanía	Collipulli	91,67	Biomasa Combustible	4.493	361.125	COV	0,03	0,02
Caldera recuperadora añadida 2	CMPC PULP SPA.	CMPC Pacifo	Araucanía	Collipulli	91,67	Biomasa Combustible	4.493	361.125	Hg	0,00	0,00

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
Caldera recuperadora añadida 2	CMPC PULP SPA.	CMPC Pacifo	Araucanía	Collipulli	91,67	Biomasa Combustible	4.493	361.125	MP	0,01	0,00
Caldera recuperadora añadida 2	CMPC PULP SPA.	CMPC Pacifo	Araucanía	Collipulli	91,67	Biomasa Combustible	4.493	361.125	MP10	0,00	0,00
Caldera recuperadora añadida 2	CMPC PULP SPA.	CMPC Pacifo	Araucanía	Collipulli	91,67	Biomasa Combustible	4.493	361.125	MP2.5	0,00	0,00
Caldera recuperadora añadida 2	CMPC PULP SPA.	CMPC Pacifo	Araucanía	Collipulli	91,67	Biomasa Combustible	4.493	361.125	NH3	-	-
Caldera recuperadora añadida 2	CMPC PULP SPA.	CMPC Pacifo	Araucanía	Collipulli	91,67	Biomasa Combustible	4.493	361.125	NOx	0,42	0,26
Caldera recuperadora añadida 2	CMPC PULP SPA.	CMPC Pacifo	Araucanía	Collipulli	91,67	Biomasa Combustible	4.493	361.125	SO2	0,05	0,03
Caldera recuperadora añadida 3	MADERAS ARAUCO S.A.	Vinales	Maule	Constitución	61,11	Biomasa Combustible	4.493	240.750	CO	0,19	0,18
Caldera recuperadora añadida 3	MADERAS ARAUCO S.A.	Vinales	Maule	Constitución	61,11	Biomasa Combustible	4.493	240.750	CO2	83,90	77,56

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
Caldera recuperadora añadida 3	MADERAS ARAUCO S.A.	Vinales	Maule	Constitución	61,11	Biomasa Combustible	4.493	240.750	COV	0,01	0,01
Caldera recuperadora añadida 3	MADERAS ARAUCO S.A.	Vinales	Maule	Constitución	61,11	Biomasa Combustible	4.493	240.750	Hg	0,00	0,00
Caldera recuperadora añadida 3	MADERAS ARAUCO S.A.	Vinales	Maule	Constitución	61,11	Biomasa Combustible	4.493	240.750	MP	0,19	0,17
Caldera recuperadora añadida 3	MADERAS ARAUCO S.A.	Vinales	Maule	Constitución	61,11	Biomasa Combustible	4.493	240.750	MP10	0,16	0,15
Caldera recuperadora añadida 3	MADERAS ARAUCO S.A.	Vinales	Maule	Constitución	61,11	Biomasa Combustible	4.493	240.750	MP2.5	0,14	0,13
Caldera recuperadora añadida 3	MADERAS ARAUCO S.A.	Vinales	Maule	Constitución	61,11	Biomasa Combustible	4.493	240.750	NH3	-	-
Caldera recuperadora añadida 3	MADERAS ARAUCO S.A.	Vinales	Maule	Constitución	61,11	Biomasa Combustible	4.493	240.750	NOx	0,07	0,07
Caldera recuperadora añadida 3	MADERAS ARAUCO S.A.	Vinales	Maule	Constitución	61,11	Biomasa Combustible	4.493	240.750	SO2	0,01	0,01
Caldera recuperad	NORACID S.A.	PAM	Antofagasta	Mejillones	51,17	Petróleo N 2 (Diesel)	624	61.552	CO	0,00	0,02

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
ora añadida 4											
Caldera recuperadora añadida 4	NORACID S.A.	PAM	Antofagasta	Mejillones	51,17	Petróleo N 2 (Diesel)	624	61.552	CO2	3,06	79,62
Caldera recuperadora añadida 4	NORACID S.A.	PAM	Antofagasta	Mejillones	51,17	Petróleo N 2 (Diesel)	624	61.552	COV	0,00	0,00
Caldera recuperadora añadida 4	NORACID S.A.	PAM	Antofagasta	Mejillones	51,17	Petróleo N 2 (Diesel)	624	61.552	Hg	0,00	0,00
Caldera recuperadora añadida 4	NORACID S.A.	PAM	Antofagasta	Mejillones	51,17	Petróleo N 2 (Diesel)	624	61.552	MP	0,00	0,01
Caldera recuperadora añadida 4	NORACID S.A.	PAM	Antofagasta	Mejillones	51,17	Petróleo N 2 (Diesel)	624	61.552	MP10	0,00	0,01
Caldera recuperadora añadida 4	NORACID S.A.	PAM	Antofagasta	Mejillones	51,17	Petróleo N 2 (Diesel)	624	61.552	MP2.5	0,00	0,01
Caldera recuperadora añadida 4	NORACID S.A.	PAM	Antofagasta	Mejillones	51,17	Petróleo N 2 (Diesel)	624	61.552	NH3	0,00	0,00
Caldera recuperadora añadida 4	NORACID S.A.	PAM	Antofagasta	Mejillones	51,17	Petróleo N 2 (Diesel)	624	61.552	NOx	0,00	0,08

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Región	Comuna	Potencia (MW)	Combustible	Horas operación (h/año)	Flujo (m3N/h)	Contaminante	Emisión línea base (ton/año)	Concentración (mg/m3)
Caldera recuperadora añadida 4	NORACID S.A.	PAM	Antofagasta	Mejillones	51,17	Petróleo N 2 (Diesel)	624	61.552	SO2	0,00	0,00

S/I: Sin Información

Fuente: Elaboración propia

12.8 Calderas que salen del parque en proyección de escenario línea base

Tabla 12-8 Calderas que salen del parque de calderas proyectado, escenario línea base

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
CG-GEV-9371	Sin Información	CENTRAL TERMICA TOCOPILLA	Tocopilla	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2023	Retiro termoeléctricas a carbón
CG-GEV-9786	Sin Información	CENTRAL TERMICA TOCOPILLA	Tocopilla	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2023	Retiro termoeléctricas a carbón
CG-GEV-187	ENEL GENERACION CHILE S.A.	CENTRAL TERMOELECTRICA BOCAMINA U1	Coronel	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2023	Retiro termoeléctricas a carbón
CG-GEV-10931	Sin Información	CENTRAL TERMOELECTRICA CAMPICHE	Puchuncaví	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2025	Retiro termoeléctricas a carbón
CG-GEV-3164	Sin Información	CENTRAL TERMOELÉCTRICA NUEVA VENTANAS	Puchuncaví	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2025	Retiro termoeléctricas a carbón
CG-GEV-206	Sin Información	CENTRAL TERMOELÉCTRICA VENTANAS UNIDADES 1 Y 2	Puchuncaví	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2023	Retiro termoeléctricas a carbón
CG-GEV-9441	Sin Información	CENTRAL TERMOELÉCTRICA VENTANAS UNIDADES 1 Y 2	Puchuncaví	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2024	Retiro termoeléctricas a carbón

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
CG-GEV-3692	ENGIE ENERGIA CHILE S.A.	CENTRAL TÉRMICA MEJILLONES	Mejillones	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2025	Retiro termoeléctricas a carbón
CG-GEV-3709	ENGIE ENERGIA CHILE S.A.	CENTRAL TÉRMICA MEJILLONES	Mejillones	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2025	Retiro termoeléctricas a carbón
CG-GEV-4645	EMPRESA ELECTRICA ANGAMOS SPA	CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANGAMOS	Mejillones	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2025	Retiro termoeléctricas a carbón
CG-GEV-4651	EMPRESA ELECTRICA ANGAMOS SPA	CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANGAMOS	Mejillones	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2025	Retiro termoeléctricas a carbón
CG-GEV-19950	AES ANDES S A	CENTRAL TERMOELÉCTRICA NUEVA TOCOPILLA	Tocopilla	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2026	Retiro termoeléctricas a carbón
CG-GEV-19959	AES ANDES S A	CENTRAL TERMOELÉCTRICA NUEVA TOCOPILLA	Tocopilla	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2026	Retiro termoeléctricas a carbón
CG-GEV-8825	ENEL GENERACION CHILE S.A.	CENTRAL TARAPACÁ	Iquique	Caldera de Generación Eléctrica	Carbón	2023	Retiro termoeléctricas a carbón
CA-OR-10590	AGUAS ANDINAS S A	PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS SERVIDAS LA FARFANA	Maipú	Caldera Agua Caliente	Biogas	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-10685	AGUAS ANDINAS S A	PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS SERVIDAS LA FARFANA	Maipú	Caldera Agua Caliente	Biogas	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-10696	AGUAS ANDINAS S A	PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS SERVIDAS LA FARFANA	Maipú	Caldera Agua Caliente	Biogas	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-12020	COLEGIO ALEMAN DE SANTIAGO SPA	COLEGIO ALEMAN DE SANTIAGO SEDE VITACURA	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-16410	INDUSTRIA DE ALIMENTOS DOS EN UNO SOCIEDAD ANONIMA	PLANTA BICENTENARIO	Cerrillos	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-16635	UNIVERSIDAD DE LOS ANDES	CLÍNICA UNIVERSIDAD DE LOS ANDES	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
CA-OR-18184	CONDOMINIO JARDIN DEL ESTE	CONDOMINIO JARDIN DEL ESTE	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-18201	CONDOMINIO JARDIN DEL ESTE	CONDOMINIO JARDIN DEL ESTE	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-18211	CONDOMINIO JARDIN DEL ESTE	CONDOMINIO JARDIN DEL ESTE	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-18217	CONDOMINIO JARDIN DEL ESTE	CONDOMINIO JARDIN DEL ESTE	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-18223	CONDOMINIO JARDIN DEL ESTE	CONDOMINIO JARDIN DEL ESTE	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-18233	CONDOMINIO JARDIN DEL ESTE	CONDOMINIO JARDIN DEL ESTE	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-18251	BALL CHILE S.A.	BALL CHILE SA	Lampa	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-23193	CONDOMINIO MIRADOR DEL HUINGANAL	condominio mirador de huinganal	Lo Barnechea	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-23265	CONDOMINIO MIRADOR DEL HUINGANAL	condominio mirador de huinganal	Lo Barnechea	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-23280	CONDOMINIO MIRADOR DEL HUINGANAL	condominio mirador de huinganal	Lo Barnechea	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-23287	CONDOMINIO MIRADOR DEL HUINGANAL	condominio mirador de huinganal	Lo Barnechea	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-23615	CLINICA ALEMANA DE SANTIAGO S A	CLINICA ALEMANA DE SANTIAGO S.A.	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-24669	EDIFICIO CORDOBA	comunidad edificio cordova	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
CA-OR-24670	EDIFICIO CORDOBA	comunidad edificio cordova	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-24671	EDIFICIO CORDOBA	comunidad edificio cordova	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-24674	EDIFICIO CORDOBA	comunidad edificio cordova	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-27121	COMUNIDAD EDIFICIO LOS CACTUS 1898	COMUNIDAD EDIFICIO CACTUS	Lo Barnechea	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-27148	CONDOMINIO LAS COLINAS DE SAN DAMIAN	CONDOMINIO LAS COLINAS DE SAN DAMIAN	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-27149	CONDOMINIO LAS COLINAS DE SAN DAMIAN	CONDOMINIO LAS COLINAS DE SAN DAMIAN	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-27150	CONDOMINIO LAS COLINAS DE SAN DAMIAN	CONDOMINIO LAS COLINAS DE SAN DAMIAN	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-27151	CONDOMINIO LAS COLINAS DE SAN DAMIAN	CONDOMINIO LAS COLINAS DE SAN DAMIAN	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-27178	HOTELES DE CHILE S A	HOTELES DE CHILE S.A.	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-27179	HOTELES DE CHILE S A	HOTELES DE CHILE S.A.	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-29000	ALIMENTOS FRUNA LTDA	FCA.DE HELADOS	Maipú	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-29119	FONDO HOSPITAL DE LA DIRECCION DE PREVISION DE CARABINEROS DE CHILE	HOSPITAL DIPRECA	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-29121	FONDO HOSPITAL DE LA DIRECCION DE PREVISION DE CARABINEROS DE CHILE	HOSPITAL DIPRECA	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
CA-OR-29638	COMUNIDAD EDIFICIO GERTRUDIS ECHENIQUE 215	COMUN. EDIF. GERTRUDIS ECHEÑIQUE	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-29704	HOSPITAL CLINICO DE LA FUERZA AEREA GRAL DR RAUL YAZIGI JAUREGUI	HOSPITAL CLINICO DE LA FUERZA AEREA	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Petróleo N 2 (Diesel)	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-29715	HOSPITAL CLINICO DE LA FUERZA AEREA GRAL DR RAUL YAZIGI JAUREGUI	HOSPITAL CLINICO DE LA FUERZA AEREA	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Petróleo N 2 (Diesel)	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-29825	EDIFICIO CENTRO SANTA MARIA	COMUN. EDIF. CTRO. STA. MARIA	Providencia	Caldera Agua Caliente	Petróleo N 2 (Diesel)	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-29826	EDIFICIO CENTRO SANTA MARIA	COMUN. EDIF. CTRO. STA. MARIA	Providencia	Caldera Agua Caliente	Petróleo N 2 (Diesel)	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-29853	INSTITUTO DE SALUD PUBLICA DE CHILE	INSTITUTO DE SALUD PUBLICA DE CHILE	Ñuñoa	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-29893	COMUNIDAD DE SERVICIOS REMODELACION SAN BORJA	COSSBO	Santiago	Caldera Agua Caliente	Biomasa Combustible	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-29918	CLINICA SANTA MARIA SPA	CLINICA SANTA MARIA S.A.	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-29976	SOCIEDAD CONCESIONARIA NUEVO PUDAHUEL S.A.	AEROPUERTO INTERNACIONAL AMB	Pudahuel	Caldera Agua Caliente	Gas Licuado de Petróleo	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-29978	SOCIEDAD CONCESIONARIA NUEVO PUDAHUEL S.A.	AEROPUERTO INTERNACIONAL AMB	Pudahuel	Caldera Agua Caliente	Gas Licuado de Petróleo	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-30068	CONDOMINIO CUMBRES DEL CONDOR	COMUNIDAD EDIFICIO CUMBRES DEL CONDOR	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-30069	CONDOMINIO CUMBRES DEL CONDOR	COMUNIDAD EDIFICIO CUMBRES DEL CONDOR	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-30070	CONDOMINIO CUMBRES DEL CONDOR	COMUNIDAD EDIFICIO CUMBRES DEL CONDOR	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
CA-OR-30955	EDIFICIO HOLANDA 1500	COMUNIDAD EDIFICIO HOLANDA	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-30956	EDIFICIO HOLANDA 1500	COMUNIDAD EDIFICIO HOLANDA	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-30957	EDIFICIO HOLANDA 1500	COMUNIDAD EDIFICIO HOLANDA	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-31263	EDIFICIO LOS MILITARES 6631	EDIFICIO LOS MILITARES 6631	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-31264	EDIFICIO LOS MILITARES 6631	EDIFICIO LOS MILITARES 6631	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-31265	EDIFICIO LOS MILITARES 6631	EDIFICIO LOS MILITARES 6631	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-31266	EDIFICIO LOS MILITARES 6631	EDIFICIO LOS MILITARES 6631	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-31272	HOSPITAL PADRE ALBERTO HURTADO	HOSPITAL PADRE ALBERTO HURTADO	San Ramón	Caldera Agua Caliente	Gas Licuado de Petróleo	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-31273	HOSPITAL PADRE ALBERTO HURTADO	HOSPITAL PADRE ALBERTO HURTADO	San Ramón	Caldera Agua Caliente	Gas Licuado de Petróleo	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-31274	HOSPITAL PADRE ALBERTO HURTADO	HOSPITAL PADRE ALBERTO HURTADO	San Ramón	Caldera Agua Caliente	Gas Licuado de Petróleo	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-31606	INMOBILIARIA ENCOMENDEROS S.A.	HOTEL DOUBLETREE BY HILTON	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-31608	INMOBILIARIA ENCOMENDEROS S.A.	HOTEL DOUBLETREE BY HILTON	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-31747	COMUNIDAD PARQUE SANTA MARIA DE MANQUEHUE	COMUNIDAD EDIFICIO PARQUE SANTA MARIA DE MANQUEHUE	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
CA-OR-31748	COMUNIDAD PARQUE SANTA MARIA DE MANQUEHUE	COMUNIDAD EDIFICIO PARQUE SANTA MARIA DE MANQUEHUE	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-32234	POLICIA DE INVESTIGACIONES DE CHILE	ESCUELA DE INVESTIGACIONES POLICIALES	Estación Central	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-32235	POLICIA DE INVESTIGACIONES DE CHILE	ESCUELA DE INVESTIGACIONES POLICIALES	Estación Central	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-32237	COMPLEJO ASISTENCIAL DR. SOTERO DEL RIO	HOSPITAL SOTERO DEL RIO	Puente Alto	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-32240	COMPLEJO ASISTENCIAL DR. SOTERO DEL RIO	HOSPITAL SOTERO DEL RIO	Puente Alto	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-32241	COMPLEJO ASISTENCIAL DR. SOTERO DEL RIO	HOSPITAL SOTERO DEL RIO	Puente Alto	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-32242	COMPLEJO ASISTENCIAL DR. SOTERO DEL RIO	HOSPITAL SOTERO DEL RIO	Puente Alto	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-33090	COMUNIDAD EDIFICIO VALENZUELA CASTILLO	COMUNIDAD EDIFICIO VALENZUELA CASTILLO	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-33091	COMUNIDAD EDIFICIO VALENZUELA CASTILLO	COMUNIDAD EDIFICIO VALENZUELA CASTILLO	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-33092	COMUNIDAD EDIFICIO VALENZUELA CASTILLO	COMUNIDAD EDIFICIO VALENZUELA CASTILLO	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-33093	COMUNIDAD EDIFICIO VALENZUELA CASTILLO	COMUNIDAD EDIFICIO VALENZUELA CASTILLO	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-33094	COMUNIDAD EDIFICIO VALENZUELA CASTILLO	COMUNIDAD EDIFICIO VALENZUELA CASTILLO	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-33095	COMUNIDAD EDIFICIO VALENZUELA CASTILLO	COMUNIDAD EDIFICIO VALENZUELA CASTILLO	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
CA-OR-33104	SOC DE CONSTRUCTORES TENSACON S A	PLANTA TENSACON	Paine	Caldera Agua Caliente	Gas Licuado de Petróleo	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-34190	EDIFICIO EL MATICO	comunidad edificio el matico	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-34191	EDIFICIO EL MATICO	comunidad edificio el matico	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-34366	SERVICIO DE SALUD ORIENTE HOSPITAL DEL SALVADOR	HOSPITAL DEL SALVADOR	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-34367	SERVICIO DE SALUD ORIENTE HOSPITAL DEL SALVADOR	HOSPITAL DEL SALVADOR	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-35026	SERVICIO SALUD OCCIDENTE HOSPITAL DR FELIX BULNES CERDA	HOSPITAL METROPOLITANO	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-35027	SERVICIO SALUD OCCIDENTE HOSPITAL DR FELIX BULNES CERDA	HOSPITAL METROPOLITANO	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-35981	EDIFICIO CERRO COLORADO HABITACIONAL I	COMUNIDAD EDIFICIO HABITACIONAL I	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-35982	EDIFICIO CERRO COLORADO HABITACIONAL I	COMUNIDAD EDIFICIO HABITACIONAL I	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-38580	PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA	PRESIDENCIA	Santiago	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-38581	PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA	PRESIDENCIA	Santiago	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-38582	PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA	PRESIDENCIA	Santiago	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-40282	AGRORESERVAS DE CHILE, SPA	PLANTA DE PROCESAMIENTO DE OLIVOS FUNDO LONGOVILO	San Pedro	Caldera Agua Caliente	Biomasa Combustible	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
CA-OR-41380	COLEGIO ALEMAN DE SANTIAGO SPA	COLEGIO ALEMAN DE SANTIAGO SEDE LAS CONDES	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-41383	COLEGIO ALEMAN DE SANTIAGO SPA	COLEGIO ALEMAN DE SANTIAGO SEDE LAS CONDES	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-43270	SERVICIO DE SALUD OCCIDENTE HOSPITAL SAN JUAN DE DIOS	HOSPITAL SAN JUAN DE DIOS	Santiago	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-43271	SERVICIO DE SALUD OCCIDENTE HOSPITAL SAN JUAN DE DIOS	HOSPITAL SAN JUAN DE DIOS	Santiago	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-43656	SERVICIO DE SALUD OCCIDENTE HOSPITAL SAN JUAN DE DIOS	CDT	Santiago	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-43657	SERVICIO DE SALUD OCCIDENTE HOSPITAL SAN JUAN DE DIOS	CDT	Santiago	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-44358	COMUNIDAD EDIFICIO BOULEVAR DEL POLO	COMUNIDAD EDIFICIO BOULEVARD DEL POLO	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-47203	COMUNIDAD CONDOMINIO FRAY LEON 11999	EDIFICIO FRAY LEON 11999	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-47450	COMUNIDAD EDIFICIO SOL DEL ALBA	COMUNIDAD EDIFICIO SOL DEL ALBA	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-47451	COMUNIDAD EDIFICIO SOL DEL ALBA	COMUNIDAD EDIFICIO SOL DEL ALBA	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-47847	3 VOLCANES SPA	3 VOLCANES SPA	Talca	Caldera Agua Caliente	Biomasa Combustible	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-52433	COMUNIDAD EDIFICIO GOLF KENNEDY	EDIFICIO GOLF KENNEDY	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-52434	COMUNIDAD EDIFICIO GOLF KENNEDY	EDIFICIO GOLF KENNEDY	Vitacura	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
CA-OR-52586	COMUNIDAD EDIFICIOS JARDIN CASA KENNEDY	COMUNIDAD EDIFICIO JARDIN CASA KENNEDY	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-54468	COMUNIDAD CONDOMINIO FRAY JORGE	COMUNIDAD EDIFICIO FRAY JORGE	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-54469	COMUNIDAD CONDOMINIO FRAY JORGE	COMUNIDAD EDIFICIO FRAY JORGE	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-58164	EDIFICIO DUBLE-INFANTE	COMUNIDAD EDIFICIO DUBLE INFANTE 2520	Ñuñoa	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-6707	EDIFICIO CENTINELA	EDIFICIO CENTINELA	Las Condes	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-7020	CONDOMINIO EDIFICIO MOSAIC	COMUNIDAD EDIFICIO MOSAIC	Ñuñoa	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-9092	INSTITUTO DE DIAGNOSTICO S A	CLINICA INDISA	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-9094	INSTITUTO DE DIAGNOSTICO S A	CLINICA INDISA	Providencia	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CA-OR-9590	CONDOMINIO EDIFICIO MOSAIC	COMUNIDAD EDIFICIO MOSAIC	Ñuñoa	Caldera Agua Caliente	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CF-GEV-12383	B O PACKAGING S A	BO PACKAGING SA	Quilicura	Caldera de Fluido Térmico	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
CG-GEV-10478	ENAP REFINERIAS S A	COGENERADORA PETROPOWER	Hualpén	Caldera de Generación Eléctrica	Coke de Petróleo (Petcoke)	2023	Criterio de factibilidad técnica
CG-GEV-16233	Sin Información	CMPC CELULOSA PLANTA SANTA FE	Nacimiento	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	2023	Criterio de factibilidad técnica
CG-GEV-1816	ELECTRICA NUEVA ENERGIA S.A.	ELÉCTRICA NUEVA ENERGÍA S.A., CENTRAL ESCUADRÓN	Coronel	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
CG-GEV-1868	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA LICANCEL	Licantén	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-10864	LABORATORIOS SAVAL S A	LAB. SAVAL S.A. (2)	Renca	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-12846	INVERSIONES E INDUSTRIAS VALLE VERDE S.A.	INDUSTRIAS E INVERSIONES VALLE VERDE SA	Osorno	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Carbón	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-14536	Sin Información	PLANTA DE ALIMENTOS LO MIRANDA	Doñihue	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Carbón	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-17090	AGRICOLA TARAPACA S.A.	FABRICA ALIMENTOS BALANCEADOS	Melipilla	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-18075	INDUSTRIA DE ALIMENTOS DOS EN UNO SOCIEDAD ANONIMA	PLANTA BICENTENARIO	Cerrillos	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-19198	AGRICOLA CHOROMBO S A	FABRICA DE PIENSOS CHIÑIGUE	El Monte	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-20061	ABASTIBLE S.A.	PLANTA MAIPU	Maipú	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Licuado de Petróleo	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-20290	LABORATORIO CHILE S A	PLANTA MAIPÚ	Maipú	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-21166	MADERAS DE EXPORTACION DOS S.A.	MADERA DE EXPORTACIÓN DOS SA	Osorno	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-21387	EMBOTELLADORAS CHILENAS UNIDAS S.A	EMBOTELLADORAS CHILENAS UNIDAS SA	Renca	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-21632	EMBOTELLADORAS CHILENAS UNIDAS S.A	EMBOTELLADORAS CHILENAS UNIDAS SA	Renca	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-22207	ELABORADORA DE ALIMENTOS DONIHUE LTDA	ELABORADORA DE ALIMENTOS DOÑIHUE LTDA	Pudahuel	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
IN-GEV-22413	LABORATORIOS ANDROMACO S.A.	LAB. ANDROMACO S.A.	Peñalolén	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-22647	SMURFIT KAPPA DE CHILE S.A.	SMURFIT KAPPA DE CHILE S.A.	Lampa	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-23435	TINTORERIA INDUSTRIAL PEDRO DE VALDIVIA S A	TINTORERIA INDUSTRIAL PEDRO DE VALDIVIA S.A.	Macul	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-25368	CURTIEMBRE BASKA S.A.	CURTIEMBRE BASKA SA	Cerrillos	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-27073	FRUTAS DE CURICO LIMITADA	FRUTAS DE CURICO LIMITADA	Curicó	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Leña	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-27080	FRUTAS DE CURICO LIMITADA	FRUTAS DE CURICO LIMITADA	Curicó	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Leña	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-27461	RECAUCHAJES MINEROS BAILAC LIMITADA	RECAUCHAJES MINEROS BAILAC - COLINA	Colina	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Petróleo N 2 (Diesel)	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-27776	ALIMENTOS FRUNA LTDA	FCA.DE HELADOS	Maipú	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-27810	COMAFRI S A	COMAFRI S.A.	Rancagua	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Leña	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-27936	FAENADORA LO MIRANDA LIMITADA	FAENADORA LO MIRANDA	Doñihue	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Carbón	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-28679	CORRUPAC S.A	CORRUPAC SA	Pudahuel	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-29003	ALIMENTOS FRUNA LTDA	FCA.DE HELADOS	Maipú	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-29006	ALIMENTOS FRUNA LTDA	FCA.DE HELADOS	Maipú	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
IN-GEV-29010	ALIMENTOS FRUNA LTDA	FCA.DE HELADOS	Maipú	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-30198	MANUFACTURAS VOILA SA	MANUFACTURAS VOILA S.A	Macul	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Licuado de Petróleo	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-31079	EVERCRISP SNACK PRODUCTOS DE CHILE S A	EVERCRISP SNACK PROD. DE CHILE S.A.	Cerrillos	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-32325	COMERCIAL KIMBER SOCIEDAD ANONIMA	KIMBERFORT	Santiago	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Petróleo N 2 (Diesel)	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-32539	AGROINDUSTRIAL EL PARRON SPA	AGROINDUSTRIAL EL PARRON LTDA.	Buin	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Licuado de Petróleo	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-33380	DESARROLLOS ALIMENTICIOS S.A.	DESARROLLOS ALIMENTICIOS SA	Lampa	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-33491	CARTONPACK S.A.	CARTONPACK LTDA.	Quilicura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-33642	PRODEA S A	PRODEA	Quilicura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Licuado de Petróleo	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-33911	JOSE MANUEL LANGER	JOSÉ MANUEL LANGER GIORDANO	La Pintana	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Licuado de Petróleo	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-34365	SERVICIOS HOSPITALARIOS S A	PLANTA JUAN ELÍAS	Recoleta	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-35791	QUIMICA INDUSTRIAL SPES S A	SPES	Conchalí	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-37108	ENVASES TERMOAISLANTES S A	ETSA LA REINA	La Reina	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-37110	ENVASES TERMOAISLANTES S A	ETSA LA REINA	La Reina	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
IN-GEV-3834	LUCCHETTI CHILE S.A	FABRICA DE PASTAS	Macul	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-3840	LUCCHETTI CHILE S.A	FABRICA DE PASTAS	Macul	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-3845	LUCCHETTI CHILE S.A	FABRICA DE PASTAS	Macul	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-39706	BIANCARDI Y COMPANIA LIMITADA	BIANCARDI Y COMPAÑIA LIMITADA	Santiago	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-40978	PRUNESCO SPA	PRUNESCO S A	Pirque	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-4185	TINTORERIA KREISEL S A I	TINTORERIAS KREISEL S.A.I.	San Joaquín	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-43445	PATAGONIAFRESH S.A.	PATAGONIAFRESH PLANTA SAN FERNANDO	San Fernando	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-44138	AGROINDUSTRIAL AGROCOL LIMITADA	AGROINDUSTRIAL AGROCOL	Teno	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Carbón	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-48085	SOC INDUSTRIAL Y COMERCIAL PAPELERA AMERICA S A	PAPELERA AMERICA S.A.	Quilicura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-48855	HILANDERIA DE LANA SOCIEDAD ANONIMA	HILANDERIA DE LANA S.A.	Macul	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-54264	PROA S.A	CHAMPION	Peñaflor	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-7262	ACONCAGUA FOODS S.A.	ACONCAGUA FOODS S.A	Buin	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-9625	SUGAL CHILE LIMITADA	SUGAL CHILE PLANTA TILCOCO	Quinta de Tilcoco	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Carbón	2023	Criterio de factibilidad técnica

Código de Fuente	Empresa	Establecimiento	Comuna	Tipo de caldera	Combustible	Año salida	Razón
IN-GEV-9733	PROA S.A	CHAMPION	Peñaflor	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Natural	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-9812	ENERGIAS INDUSTRIALES S.A	EISA DON POLLO	La Pintana	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-9850	ENERGIAS INDUSTRIALES S.A	PROMAIZ	Talagante	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	2023	Criterio de factibilidad técnica
IN-GEV-9951	PRUNESCO SPA	PRUNESCO S A	Pirque	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Gas Licuado de Petróleo	2023	Criterio de factibilidad técnica

Fuente: Elaboración propia