



EVALUACIÓN DE MEDIDAS DE DESCONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA PARA EL SECTOR INDUSTRIAL – REGIÓN METROPOLITANA

Informe Final

Desarrollado para



Noviembre de 2024

Preparado por:

Ernesto Gramsch

Roberto Santander Moya

Iris Silva Castro

Cota Consultoría Spa

Duble Almeyda 2300 dpto. 1008

Ñuñoa

Santiago de Chile

contacto@cota-consultoria.cl

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	XVII
1. CONTEXTO DEL ESTUDIO	1
1.1. Objetivos	1
2. PLAN DE PREVENCIÓN Y DESCONTAMINACIÓN VIGENTE	2
2.1. Descripción de PPDA RMS.....	2
3. REVISIÓN DE INVENTARIOS PREVIOS.....	7
3.1. Revisión metodológica de inventarios	7
3.1.1. <i>Inventario 2014</i>	7
3.1.2. <i>Inventario 2022</i>	13
3.1.3. Comparación metodológica	15
3.2. Inventario 2022 ajustado	19
3.2.1. Metodología de ajuste	19
3.2.2. Construcción del inventario.....	22
3.2.3. Construcción del inventario no industrial y completitud de resultados	33
3.2.4. Comentarios y conclusiones	34
4. PROYECCIÓN DEL INVENTARIO.....	36
4.1. Metodología de proyección	46
4.2. Proyección del inventario	49
4.3. Comentarios y conclusiones.....	53
5. ANÁLISIS DE MEDIDAS Y NORMATIVA	54
5.1. Revisión normativa	54
5.1.1. <i>Normativa nacional.....</i>	54
5.1.2. <i>Normativa internacional.....</i>	73
5.1.3. Perú.....	87
5.1.4. Ecuador.....	97
5.1.5. Panamá.....	99
5.2. Revisión de medidas.....	101
5.2.1. Programa de compensación de emisiones.....	101
5.2.2. Comuna Energética	105
5.2.3. Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía	106
5.2.4. Política Energética Nacional	116
5.2.5. Plan de Acción Hidrógeno verde 2023-2030.....	117
5.2.6. Plan de Descarbonización	119

5.2.7. Revisión de estudio de análisis de medidas para el PPDA de la RMS	120
5.2.8. Revisión de otras medidas.....	157
5.3. Caracterización de mejores técnicas disponibles para la mitigación de emisiones 167	
5.3.1. Óxidos de nitrógeno	168
5.3.2. Monóxido de carbono	170
5.3.3. Dióxido de azufre	170
5.3.4. Material particulado filtrable	170
5.4. Definición de factores de emisión, por CCF8, asociados al caso sin control de emisiones.....	173
6. PROPUESTA DE NUEVAS MEDIDAS A INCORPORAR EN LA ACTUALIZACIÓN DEL PPDA PARA LA RMS Y EVALUACIÓN DE ESCENARIOS NORMATIVOS	175
6.1. Presentación de resultados obtenidos en inventarios de fuentes fijas para el año 2021 y 2022	176
6.2. Identificación, según CCF8, de los principales sectores que contribuyen con emisiones de MP ₁₀ , NOx y CO	179
6.2.1. Análisis de frecuencia acumulada de inventario industrial	179
6.2.2. Análisis de frecuencia acumulada de inventario no industrial.....	182
6.3. Determinación de escenarios normativos a partir del uso de tecnología de mitigación internacional	190
6.3.1. Caracterización de escenarios de reducción de emisiones	190
6.3.2. Propuestas técnicas para mitigación de emisiones de MP10 y NOx	193
6.3.3. Evaluación de potenciales de mitigación de emisiones.....	194
6.4. Proyección del impacto en emisiones de los escenarios normativos	195
6.5. Discusión de resultados	202
7. ANÁLISIS DE FUENTES FIJAS NO INDUSTRIALES	204
7.1. Metodología de trabajo.....	204
7.2. Revisión de datos RETC.....	205
7.2.1. Revisión de datos de 2022.....	205
7.2.2. Revisión de datos de 2021.....	207
7.3. Inventario	208
8. COMENTARIOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	214
9. REFERENCIAS.....	216
10. ANEXOS.....	218
10.1. ANEXO 1. Datos RETC.....	218
10.2. ANEXO 2. Inventario Fuentes Fijas Sector Industrial, año 2021.....	218
10.3. ANEXO 3. Inventario Fuentes Fijas Sector Industrial, año 2022.....	218

10.4.	ANEXO 4. Inventario Fuentes Fijas Sector NO Industrial, año 2021	218
10.5.	ANEXO 5. Inventario Fuentes Fijas Sector NO Industrial, año 2022	218
10.6.	ANEXO 6. Escenario 1 – Tecnología control NOx.....	219
10.7.	ANEXO 7. Escenario 2 – Tecnología control NOx.....	219
10.8.	ANEXO 8. Escenario 3 – Tecnología control NOx.....	219
10.9.	ANEXO 9. Escenario 4 – Tecnología control NOx.....	219
10.10.	ANEXO 10. Escenario 5 – Tecnología control NOx.....	219
10.11.	ANEXO 11. Escenario 1 – Tecnología control MP	219
10.12.	ANEXO 12. Escenario 2 – Tecnología control MP	219
10.13.	ANEXO 13. Escenario 3 – Tecnología control MP	219
10.14.	ANEXO 14. Escenario 4 – Tecnología control MP	220
10.15.	ANEXO 15. Escenario 5 – Tecnología control MP	220
10.16.	ANEXO 16. Escenario 6 – Tecnología control MP	220
10.17.	Anexo 17. Proyección de emisiones en el escenario base	220
10.18.	Anexo 18. Proyección de la reducción de emisiones según distintos escenarios normativos.....	220
10.19.	Anexo 19. Evento de difusión de los resultados del proyecto.....	220
10.20.	Anexo 20. Presentación realizada en el evento de difusión de resultados	222

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resultados del inventario industrial y no industrial Cota 2024 y comparación con inventarios industriales de estudios anteriores ton/año	xviii
Tabla 2. Límites de emisiones de MP por tecnología/procesos industriales establecidos en el PPDA RMS	4
Tabla 3. Límites de emisión para centrales termoeléctricas según tipo de fuente emisora (mg/Nm ³)	4
Tabla 4. Límites de emisiones de SO ₂ por tecnología/procesos industriales establecidos en el PPDA RMS	5
Tabla 5. Límites de emisiones de SO ₂ por tecnología/procesos industriales establecidos en el PPDA RMS	5
Tabla 6. Límites de emisiones para procesos de incineración.....	6
Tabla 7. Corrección por nivel de oxígeno establecido en el PPDA RMS, para calderas y procesos.....	6
Tabla 8. Factores de emisión en y consumo de combustible para calderas, inventario 2014	8
Tabla 9. Factores de emisión de algunos procesos de grano, en kg/Ton material producido	8

Tabla 10. Factores de emisión y consumo de combustible para procesos industriales, inventario de 2014	9
Tabla 11. Factores de emisión, cantidad de fuentes y origen de la información para calderas y grupos electrógenos, pequeñas fuentes	11
Tabla 12. Cantidad de fuentes y factores de emisión para "otros procesos"	13
Tabla 13. Comparación de resultados de los últimos 4 inventarios de emisiones industriales	15
Tabla 14. Fuentes responsables del 99,4% de las emisiones industriales de MP ₁₀ en la RMS en inventario Dictuc	16
Tabla 15. Fuentes de la Planta Cerro Blanco, Til-Til en el Inventario Dictuc 2023 y la base de datos RETC 2023	19
Tabla 16. Cantidad de fuentes asociadas a cada CCF8	20
Tabla 17. Emisiones de MP ₁₀ de los inventarios anteriores y los ajustes realizados	23
Tabla 18. Fuentes responsables del 98,8% de las emisiones industriales de MP ₁₀ en la RMS en la base de datos RETC 2022	24
Tabla 19. Resultados del inventario industrial Cota 2024 y comparación con inventarios industriales de estudios anteriores ton/año	28
Tabla 20. Resultados del inventario industrial y no industrial Cota 2024 y comparación con inventarios industriales de estudios anteriores ton/año	34
Tabla 21. Proyectos a desarrollar en la RMS ingresados al SEA desde 2023 a la fecha	37
Tabla 22. Proyección del PIB (%) utilizada en la proyección de demanda eléctrica	46
Tabla 23. Proyección del crecimiento de las emisiones en las RMS	50
Tabla 24. Límites máximos de emisión provenientes del sistema de escape para motores cuya potencia se encuentre entre 19 y 560 kW	58
Tabla 25. Límites máximos de emisión provenientes del sistema de escape e, para desplazamiento volumétrico de cilindro del motor mayor o igual a 30 litros	59
Tabla 26. Límites máximos de emisión provenientes del sistema de escape para desplazamiento volumétrico por cilindro del motor mayor o igual a 30 litros	59
Tabla 27. Límites máximos de emisión provenientes del sistema de escape de grupos electrógenos	59
Tabla 28. Límites máximos de emisión provenientes del sistema de escape de GE, para desplazamiento volumétrico de cilindro del motor mayor o igual a 30 litros	59
Tabla 29. Límites de emisión en mg/Nm ³ para incineración, coincineración y coprocesamiento	62
Tabla 30. Contenidos de oxígeno de referencia en los gases de emisión para incineración, coincineración y coprocesamiento	63
Tabla 31. Límites de emisión en mg/Nm ³ para termoeléctricas	64
Tabla 32. Límite de emisiones para fuentes existentes y nuevas, en mg/Nm ³ , actualización de norma	67
Tabla 33. Límites de emisión para mercurio, níquel y vanadio, para fuentes nuevas o existentes que usen carbón y/o petcoke, actualización de norma	67

Tabla 34. Análisis costo-beneficio de recorte de punta con grupos electrógenos diésel	72
Tabla 35. Normas de calidad del aire en EE.UU.	74
Tabla 36. Límites de emisión de NOx y CO para calderas, generadores de vapor o calentadores de proceso desde el 1/01/2027, o 6 meses después de alguna modificación, reemplazo o incorporación de equipos en Estados Unidos	75
Tabla 37. Resumen de los cambios a los límites de emisión introducidos a 40 CFR Parte 63	76
Tabla 38. Resumen de las emisiones totales evitadas en toneladas por año, por la modificación de la regla	78
Tabla 39. Resumen de del capital y costos anuales por la modificación de la regla	78
Tabla 40. Valores límite de emisión (mg/Nm ³) de SO ₂ para instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos con excepción de turbinas y motores de gas	80
Tabla 41. Valores límite de emisión (mg/Nm ³) de SO ₂ para instalaciones de combustión que usan combustibles gaseosos, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas.	81
Tabla 42. Valores límite de emisión (mg/Nm ³) de NOx para instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos con excepción de turbinas y motores de gas	81
Tabla 43. Valores límite de emisión (mg/Nm ³) de NOx y CO para instalaciones de combustión a gas.....	81
Tabla 44. Valores límite de emisión (mg/Nm ³) de partículas para instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos con excepción de turbinas y motores de gas.	81
Tabla 45. Valores límite de emisión (mg/Nm ³) de partículas para instalaciones de combustión que usan combustibles gaseosos, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas	81
Tabla 46. Índice mínimo de desulfurización para instalaciones de combustión	82
Tabla 47. Valores límite de emisión medios diarios para las siguientes sustancias contaminantes (mg/Nm ³).....	82
Tabla 48. Valores límite de emisión medios diarios para las siguientes sustancias contaminantes (mg/Nm ³).....	82
Tabla 49. Valores límite de emisión medios (mg/Nm ³) para los siguientes metales pesados a lo largo de un período de muestreo de un mínimo de 30 minutos y un máximo de 8 horas	83
Tabla 50. Contaminantes con obligatoriedad de informar por parte de recintos industriales para difusión al público	84
Tabla 51. Estándares de calidad ambiental para aire, Perú	88
Tabla 52. LMP para emisiones atmosféricas de plantas industriales de fabricación de cemento y/o cal, Perú	89
Tabla 53. LMP para emisiones atmosféricas cuando se realice el coprocesamiento de residuos en la fabricación de cemento y/o cal, Perú	90
Tabla 54. LMP para emisiones gaseosas y de partículas para actividades de hidrocarburos, Perú	92
Tabla 55. LMP para emisiones atmosféricas de calderas utilizadas en diversas aplicaciones, Perú	94
Tabla 56. LMP para emisiones atmosféricas de turbinas de gas utilizadas para la generación eléctrica, Perú	95

Tabla 57. LMP para emisiones atmosféricas de calderas utilizadas para la generación eléctrica, Perú	95
Tabla 58. LMP para emisiones atmosféricas de motores de combustión interna utilizados para la generación eléctrica, Perú.....	96
Tabla 59. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para fuentes fijas de combustión de combustión abierta	97
Tabla 60. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para calderas	97
Tabla 61. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para turbinas a gas	98
Tabla 62. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para motores de combustión interna (mg/Nm ³).....	98
Tabla 63. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para la producción de cemento	98
Tabla 64. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para la producción de vidrio y fibra de vidrio	99
Tabla 65. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para bagazo en equipos de combustión de instalaciones de elaboración de azúcar	99
Tabla 66. Límites máximos de concentración de emisión al aire para la fundición de metales (mg/Nm ³)	99
Tabla 67. Límites Máximos Permisibles de Emisiones al Aire para Fuentes Fijas, Panamá	100
Tabla 68, Resumen de los PCE aprobados entre 2019 y 2022.....	102
Tabla 69. Objetivos y metas del sector energía en la ECLP	106
Tabla 70. Medidas relativas al uso de H2V incluidas en el Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía que impactan en el sector industrial	109
Tabla 71. Medidas relativas al fomento de EE y uso de energías renovables incluidas en el Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía que impactan en el sector industrial	111
Tabla 72. Medidas relativas a la electrificación de usos finales incluidas en el Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía que impactan en el sector industrial	112
Tabla 73. Medidas relativas a instrumento de precio al carbono incluidas en el Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía que impactan en el sector industrial	115
Tabla 74. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a emisiones de MP	122
Tabla 75. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a emisiones de COV	126
Tabla 76. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a emisiones de NOx	128
Tabla 77. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a emisiones de SO ₂	129
Tabla 78. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a emisiones de CO	131
Tabla 79. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a emisiones de MP, NOx y SO ₂	132

Tabla 80. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a determinación indirecta de emisiones	134
Tabla 81. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a medición continua de emisiones	136
Tabla 82. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a grandes establecimientos	137
Tabla 83. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a grupos electrógenos....	143
Tabla 84. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a planes de compensación de emisiones.....	146
Tabla 85. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a nuevos proyectos que ingresan al SEIA	150
Tabla 86. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas varios tópicos	154
Tabla 87. Mecanismos de control para material particulado	157
Tabla 88. Tecnologías clásicas durante proceso de post-combustión para NOx.....	158
Tabla 89. Tecnologías clásicas durante el proceso de post-combustión para SOx.....	159
Tabla 90. Eficiencia de control de NOx para fuentes no generadoras de electricidad	166
Tabla 91. Eficiencia de control de SO ₂ para fuentes no generadoras de electricidad.....	167
Tabla 92. Eficiencia de control de MP2,5 para fuentes no generadoras de electricidad ..	167
Tabla 93. Eficiencia de control de COV para fuentes no generadoras de electricidad	167
Tabla 94. Códigos CCF8 asociados a las fuentes fijas presentes en la RMS	168
Tabla 95. Eficiencia de abatimiento de NOX, según CCF8 y tecnología	169
Tabla 96. Eficiencia de abatimiento de MP2,5 filtrable, según CCF8 y tecnología	171
Tabla 97. Eficiencia de abatimiento de MP10 filtrable, según CCF8 y tecnología	172
Tabla 98. Factores de emisión por CCF8 y contaminantes utilizados en la construcción del inventario para el caso sin tecnologías de control de emisiones (kg contaminante/ton combustible)	173
Tabla 99. Cantidad de fuentes industriales por CCF8, años 2021 y 2022	176
Tabla 100. Cantidad de fuentes no industriales por CCF8, años 2021 y 2022	176
Tabla 101. Desglose de emisiones para año 2021 fuentes industriales, toneladas por año	177
Tabla 102. Desglose de emisiones para año 2021 fuentes no industriales, toneladas por año	178
Tabla 103. Desglose de emisiones para año 2022 fuentes industriales, toneladas por año	178
Tabla 104. Desglose de emisiones para año 2022 fuentes no industriales, toneladas por año	179
Tabla 105. CCF8 que aportan la mayor parte de las emisiones de MP ₁₀ del sector industrial, año 2021	186
Tabla 106. CCF8 que aportan la mayor parte de las emisiones de MP ₁₀ del sector industrial, año 2022	186

Tabla 107. CCF8 que aportan la mayor parte de las emisiones de NOx del sector industrial, año 2021	186
Tabla 108. CCF8 que aportan la mayor parte de las emisiones de NOx del sector industrial, año 2022	187
Tabla 109. Participación en las emisiones total de MP ₁₀ y NOx, de grupos electrógenos con combustible diésel N°2.....	187
Tabla 110. Participación en las emisiones total de MP ₁₀ y NOx, de grupos electrógenos con combustible GLP/GN.....	187
Tabla 111. Participación en las emisiones total de MP ₁₀ y NOx, de grupos de generación eléctrica con combustible GN.....	187
Tabla 112. Participación en las emisiones total de MP ₁₀ y NOx, de horno rotatorio con combustible coke de petróleo.....	188
Tabla 113. Participación en las emisiones total de MP ₁₀ y NOx, de horno rotatorio con combustible carbón bituminoso	188
Tabla 114. Participación en las emisiones total de MP ₁₀ y NOx, de calderas a biomasa....	189
Tabla 115. Participación en las emisiones total de MP ₁₀ y NOx, de calderas a GN	189
Tabla 116. Participación en las emisiones total de MP ₁₀ y NOx, de calderas a biomasa....	189
Tabla 117. Participación en las emisiones total de MP ₁₀ y NOx, de calderas a GLP	189
Tabla 118. Participación en las emisiones total de MP ₁₀ y NOx, de calderas a GLP	189
Tabla 119. Participación en las emisiones total de MP ₁₀ y NOx, de calderas a GN	189
Tabla 120. Escenario 1 para NOx: incorporación de tecnología Recirculación de Gas/Quemadores bajo NOx	190
Tabla 121. Escenario 2 para NOx: incorporación de tecnología Quemadores bajo NOx..	191
Tabla 122. Escenario 3 para NOx: incorporación de tecnología Recirculación de gases..	191
Tabla 123. Escenario 4 para NOx: incorporación de tecnología Inyección de agua o vapor de agua	191
Tabla 124. Escenario 5 para NOx: incorporación de tecnología Cámara de precombustión	192
Tabla 125. Escenario 1 para MP: incorporación de tecnología Filtro de mangas / Ciclón.	192
Tabla 126. Escenario 2 para MP: incorporación de tecnología Ciclón	192
Tabla 127. Escenario 3 para MP: incorporación de tecnología Filtro lecho de grava.....	192
Tabla 128. Escenario 4 para MP: incorporación de tecnología Filtro de manga	192
Tabla 129. Escenario 5 para MP: incorporación de tecnología Precipitador electrostático	193
Tabla 130. Escenario 6 para MP: incorporación de tecnología Scrubber húmedo	193
Tabla 131. Comparación las emisiones de MP10 correspondientes a los factores de emisión utilizados con los límites de emisión establecidas en la normativa nacional	194
Tabla 132. Comparación de escenarios tecnológicos para mitigación de NOx	195
Tabla 133. Comparación de escenarios tecnológicos para mitigación de MP ₁₀	195



Tabla 134. Cantidad de fuentes contenidas en las bases de datos de RETC, por año	204
Tabla 135. Fuentes responsables del 99,9% de las emisiones comerciales de MP ₁₀ en la RM en la base de datos RETC 2022	206
Tabla 136. Emisiones no industriales, años 2020 y 2021	208
Tabla 137. Emisiones por CCF8, sector no industrial, año 2021	210
Tabla 138. Emisiones por CCF8, sector no industrial, año 2022	211
Tabla 139. Emisiones en sector no industrial, según combustible utilizado, año 2021	212
Tabla 140. Emisiones en sector no industrial, según combustible utilizado, año 2021 (escala logarítmica)	212
Tabla 141. Emisiones en sector no industrial, según combustible utilizado, año 2022	213
Tabla 142. Emisiones en sector no industrial, según combustible utilizado, año 2022 (escala logarítmica)	213
Tabla 143. Problemas identificados y recomendación de solución	214
Tabla 144. Asistentes presenciales al evento de difusión de los resultados del estudio	220

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Comparación de inventarios	xvii
Figura 2. Proyección del inventario 2022, escenario de crecimiento económico medio, 2022 a 2043.....	xviii
Figura 3. Evolución de las emisiones sectoriales de MP _{2,5} en la RMS (ton/año)	2
Figura 4. Composición de las emisiones en el sector industrial en la RMS al año 2015.....	3
Figura 5. Participación de las emisiones del sector industrial fuentes fijas, sobre las emisiones totales de las RMS	3
Figura 6. Procedimiento de corrección del consumo de combustible	14
Figura 7. Comparación gráfica de los inventarios de emisiones industriales	15
Figura 8. Comparación gráfica de los inventarios de emisiones industriales con el Inventario Dictuc corregido	18
Figura 9. Comparación gráfica de los inventarios anteriores de emisiones industriales y los resultados del presente estudio	28
Figura 10. Emisiones por tipo de fuente de MP ₁₀ , datos originales RETC.....	29
Figura 11. Emisiones por tipo de fuente de MP ₁₀ , corregida luego de revisión y consulta a empresas	30
Figura 12. Emisiones por tipo de fuente de MP ₁₀ , escala logarítmica, datos originales RETC	31
Figura 13. Emisiones por tipo de fuente de MP ₁₀ escala logarítmica, corregida luego de revisión y consulta a empresas.....	31
Figura 14. Emisiones de contaminantes según combustible utilizado, año 2021, sector industrial	32

Figura 15. Emisiones de contaminantes según combustible utilizado, año 2021, sector industrial (escala logarítmica)	32
Figura 16. Emisiones de contaminantes según combustible utilizado, año 2022, sector industrial	33
Figura 17. Emisiones de contaminantes según combustible utilizado, año 2022, sector industrial (escala logarítmica)	33
Figura 18. Evolución de la intensidad energética (Tcal/miles de millones de clp)	46
Figura 19. PIB nacional y de la RMS, 2015 a 2022	47
Figura 20. Correlación entre PIB nacional y de la RMS, 2015 a 2022.....	47
Figura 21. Correlación entre el PIB total de la RMS vs el PIB industrial de la misma región, 2015 a 2022.....	48
Figura 22. Consumo de energía y PIB de la RMS	48
Figura 23. Intensidad energética relativa al consumo final nacional y de la RMS	49
Figura 24. Proyección del inventario 2022, escenario de crecimiento económico medio, 2022 a 2043.....	51
Figura 25. Proyección del inventario 2022, escenario de crecimiento económico alto, 2022 a 2043.....	52
Figura 26. Comparación entre escenarios de crecimiento de emisiones.....	53
Figura 27. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de MP ₁₀ , año 2021, sector industrial	180
Figura 28. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de NOx, año 2021, sector industrial	180
Figura 29. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de CO, año 2021, sector industrial	181
Figura 30. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de MP ₁₀ , año 2022, sector industrial	181
Figura 31. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de NOx, año 2022, sector industrial	182
Figura 32. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de CO, año 2022, sector industrial	182
Figura 33. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de MP ₁₀ , año 2021, sector no industrial	183
Figura 34. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de NOx, año 2021, sector no industrial	183
Figura 35. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de CO, año 2021, sector no industrial	184
Figura 36. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de MP ₁₀ , año 2022, sector no industrial	184
Figura 37. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de NOx, año 2022, sector no industrial	185

Figura 38. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de CO, año 2022, sector no industrial	185
Figura 39. Reducción de emisiones de NOx por escenario, según crecimiento medio de la economía	197
Figura 40. Reducción de emisiones de NOx por escenario, según crecimiento alto de la economía	198
Figura 41. Reducción de emisiones de MP ₁₀ por escenario, según crecimiento medio de la economía	199
Figura 42. Reducción de emisiones de MP ₁₀ por escenario, según crecimiento alto de la economía	200
Figura 43. Reducción de emisiones de MP _{2,5} por escenario, según crecimiento medio de la economía	201
Figura 44. Reducción de emisiones de MP _{2,5} por escenario, según crecimiento alto de la economía	202
Figura 45. Emisiones de fuentes fijas en segmento no industrial, año 2021	209
Figura 46. Emisiones de fuentes fijas en segmento no industrial, año 2021 (escala logarítmica)	209
Figura 47. Emisiones de fuentes fijas en segmento no industrial, año 2022	210
Figura 48. Emisiones de fuentes fijas en segmento no industrial, año 2022 (escala logarítmica)	210
Figura 49. Registro fotográfico del evento de difusión de los resultados del estudio	221

GLOSARIO DE SIGLAS

2-etilhexilo DEHP	: Ftalato de bis
μg	: Micro gramos
A	: Nivel de actividad [Ton de materia producida/año]
AGIES	: Análisis General de Impacto Económico y Social
aOX	: Compuestos orgánicos halogenados
AP 42	: Compilation of Air Pollutant Emission Factors
As	: Arsénico
BC	: Carbono negro
Be	: Berilio
BID	: Banco interamericano de desarrollo
BTU	: British Thermal Unit
C6H6	: Benceno
CA	: Ciclo abierto
cap	: Alcance, límite
CC	: Ciclo cerrado
CCA_ji	: Coeficiente de calidad del aire en la comuna "j" para el contaminante "i"
CCF8	: Código de Clasificación de Fuentes para Calderas y Turbinas
CCGE	: Consumidores con capacidad de gestión de energía
Cd	: Cadmio
CDS	: Depurador seco circulante
CEMS	: Sistema de monitoreo continuo de emisiones (Continuous emissions monitoring system)
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional
CFCs	: Clorofluorocarburos
CFR	: Código de regulaciones federales
CH4	: Metano
clp	: Pesos chilenos
CN	: Cianuros
CNE	: Comisión Nacional de Energía
CNP	: Centro Nacional de Pilotaje
CO	: Monóxido de carbono
Co	: Cobalto
CO2eq	: Dióxido de carbono equivalente
COT	: Carbono orgánico total
COV	: Compuestos orgánicos volátiles
COVDM	: Compuestos orgánicos volátiles distintos del metano
Cr	: Cromo
CSC_pci	: Costo social de contaminación per cápita del contaminante "i"
Cu	: Cobre y compuestos
Cyclonic ESP	: colectores húmedos, precipitadores electrostáticos ciclónicos
d	: Desplazamiento volumétrico por cilindro de motor
DCE	: Dicloroetano
DCM	: Diclorometano
DDT	: Diclorodifeniltricloroetano
DIA	: Declaración de Impacto Ambiental
DNP	: Horas de detención no programadas
DP	: Horas de detención programada

Dry FGD	: Desulfurización de gases secos
DS	: Decreto Supremo
DSI	: Inyección de absorbente seco
E_C	: Emisión en [ton/año]
EA	: Factor de emisión [Kg/Ton producida al año]
EA	: Estado apagado
ECLP	: Estrategia Climática de Largo Plazo
EE	: Eficiencia energética
EE.UU.	: Estados Unidos
Emx	: Oxidación y absorción catalítica
ENAP	: Empresa Nacional del Petróleo
ENIA	: Encuesta Nacional Industrial Anual
EPA	: Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos
ERNC	: Energías renovables no convencionales
ESP	: Precipitadores electrostáticos
ETFA	: Entidad técnica de fiscalización ambiental
F	: Fluoruros
FA	: Horas de falla
FE	: Eficiencia de Abatimiento [%]
FGD	: Desulfuración de gases de combustión
GE	: Grupos electrógenos
GEI	: Gases de efecto invernadero
GLP	: Gas licuado de petróleo
GN	: Gas natural
H2	: Hidrógeno
H2O2	: Peróxido de hidrógeno
H2SO4	: Ácido sulfúrico
H2V	: hidrógeno verde
HA	: Horas de apagado
HaP	: Hidrocarburos aromáticos policíclicos
HC	: Hidrocarburos
HCB	: Hexaclorobenceno
HCBD	: Hexaclorobutadieno
HCH	: Hexaclorociclohexano
HCl	: Ácido clorhídrico
HCIFCs	: Hidroclorofluorocarburos
HCN	: Cianuro de hidrógeno
HCNM	: hidrocarburos no metánicos
HE	: Horas de encendido
HF	: Ácido fluorhídrico
HFCs	: Hidrofluorocarburos
Hg	: Mercurio
HPO	: Horas de pruebas operacionales
IE	: intensidad energética
Kg	: Kilogramo
kW	: Kilo Watt
kWh	: Kilo Watt-hora
kWt	: Kilo Watt térmico
LMCC	: Ley marco de cambio climático
LMP	: Límite máximo permisible
MACT	: Maximum achievable control technology

mg	: Miligramo
MINSEGPRES	: Ministerio Secretaría General de la Presidencia
MMA	: Ministerio del Medio Ambiente
Mn	: Manganeso
MP	: Material Particulado
MP ₁₀	: Material Particulado Respirable
MP _{2,5}	: Materia Particulado Fino Respirable
MTD	: Mejores técnicas disponibles
MVA	: Mega volt amper
MW _t	: Mega Watt térmico
N ₂	: Nitrógeno
N ₂ O	: Óxido nitroso
NAAQS	: Estándares nacionales ambientales de calidad del aire
NaClO ₂	: Clorito de sodio
NCh	: Norma chilena
NDC	: Contribución Determinada a Nivel Nacional
NESHAP	: Estándar Nacional de Emisiones para Contaminantes del Aire Peligrosos
NH ₃	: Amoniaco
Ni	: Níquel
Nm ₃	: Metros cúbicos normalizados
NO ₂	: Dióxido de nitrógeno
NOx	: Óxidos de nitrógeno
NP/NPE	: Nonilfenol y etoxilatos de Nonilfenol
O ₃	: Ozono
OGUC	: Ordenanza General de Urbanismo y Construcción
OMS	: Organización Mundial de la Salud
P	: Potencia
P_obj	: Población de la comuna "j"
Pb	: Plomo
PBDE	: Bromodifeniléteres
PCB	: Policlorobifenilos
PCE	: Programa de compensación de emisiones
PCP	: Pentaclorofenol
PDA	: Plan de Descontaminación Ambiental
PER	: Tetracloroetileno
PFCs	: Perfluorocarburos
PFHxS	: Ácido perfluorohexano-1-
PFOa	: Ácido perfluorooctanoico
PIB	: Producto interno bruto
MPI	: Partnership for market implementation
ppbv	: Partes por billón en volumen
PPDA	: Plan de Prevención y Descontaminación Ambiental
ppmv	: Partes por millón en volumen
PSMyA	: Plan de mitigación y adaptación al cambio climático del sector energía
R.E	: Resolución Exenta
RCA	: Resolución de Calificación Ambiental
RE	: Horas de operación en régimen
REP	: Responsabilidad extendida del productor
RETC	: Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes

RM	: Región Metropolitana
RMS	: Región Metropolitana de Santiago
RUEA	: Registro Único de Emisiones Atmosféricas
S.A.	: Sociedad anónima
S2O	: Dióxido de azufre
Sb	: Antimonio
SCE	: Sistema de comercio de emisiones
SCR	: Tratamiento de reducción catalítica selectiva
SDA	: Absorbedor de secado por aspersión
Se	: Selenio
SEA	: Servicio de Evaluación Ambiental
SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEIA	: Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental
SEREMI	: Secretario Regional Ministerial
SERNAGEOMIN	: Servicio Nacional de Geología y Minería
SF6	: Hexafluoruro de azufre
SGA	: Sistemas de gestión ambiental
SGE	: Sistema de gestión de energía
sigla	: significado
SISAT	: Sistema de seguimiento atmosférico
SMA	: Superintendencia de medio ambiente
SNCR	: reducción catalítica no selectiva
SNCR	: Reducción selectiva no catalítica
SO	: Óxido de azufre
SO2	: Dióxido de azufre
SO3	: Trióxido de azufre
SOx	: Óxido de azufre
SP	: Sector Planta
SST	: Sistemas solares térmicos
ST	: Sector Transporte
T_ij	: Tasa del impuesto por tonelada del contaminante "i" emitido en la comuna "j" medido en US\$/ton
Tcal	: Tera calorías
TCB	: Triclorobencenos
TCM	: Tetraclorometano
tCN	: Reducción de emisiones de carbono negro
Te	: Telurio
TEQ	: Factor tóxico equivalente para mamíferos de la Organización Mundial de Salud de 1998
TiO2	: Dióxido de titanio
Ton	: Tonelada
TRS	: Azufre total reducido, del inglés "total reduced sulphur"
UE	: Unión Europea
UGE	: Unidad de generación eléctrica
US-EPA	: Agencia ambiental de los estados unidos
V	: Vanadio
Wet ESP	: Precipitadores electrostáticos húmedos
WFGD	: Desulfurización de gases de combustión húmedos
Zn	: Zinc

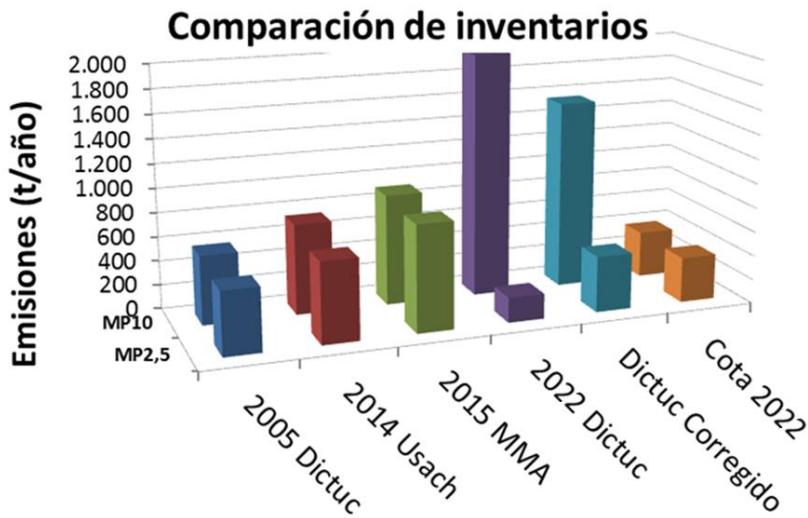
RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento está orientado a “Determinar medidas de reducción de emisiones de material particulado, sus precursores y otros gases para el sector Industrial (Fuentes Fijas), además de generar los insumos necesarios para llevar a cabo el Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES) sobre estas medidas, en el marco de la actualización del PPDA RMS”. A continuación se presentan los principales resultados y la manera en que éstos dan cumplimiento a los distintos objetivos específicos.

En la primera sección del informe se entrega un contexto, con los antecedentes y se da cuenta de los objetivos del trabajo, indicando el general y los específicos. En la misma línea, en la sección 2 del informe se entrega un resumen de lo establecido en el PPDA vigente de la RMS.

En la tercera sección, dando cumplimiento al objetivo específico a), se procede a realizar la revisión de la metodología de los inventarios de 2014 y 2022, para luego realizar una comparación de la metodología aplicada en ambos. Posteriormente, se realiza una revisión exhaustiva del inventario 2022 (desarrollado por Dictuc), identificando una serie de problemas, como horas de operación y consumo de combustibles no consistentes, además de la incorporación de fuentes fijas que operan en sectores no industriales, como comercio, sector residencial, u otros afines. Se corrigieron algunos datos obteniendo valores más cercanos a lo esperado. Sin embargo, realizar una reconstrucción del inventario podría generar más errores, por lo que se procedió a partir desde 0, con los datos del RETC para los años 2021 y 2022. Los resultados para el sector industrial, comparando los inventarios previos con el desarrollo de Cota Consultoría se muestran en la figura siguiente:

Figura 1. Comparación de inventarios



Fuente: Elaboración propia

Observando la misma metodología, se procedió al desarrollo del inventario no industrial, obteniendo los resultados siguientes, que se comparan con inventarios previos:

Tabla 1. Resultados del inventario industrial y no industrial Cota 2024 y comparación con inventarios industriales de estudios anteriores ton/año

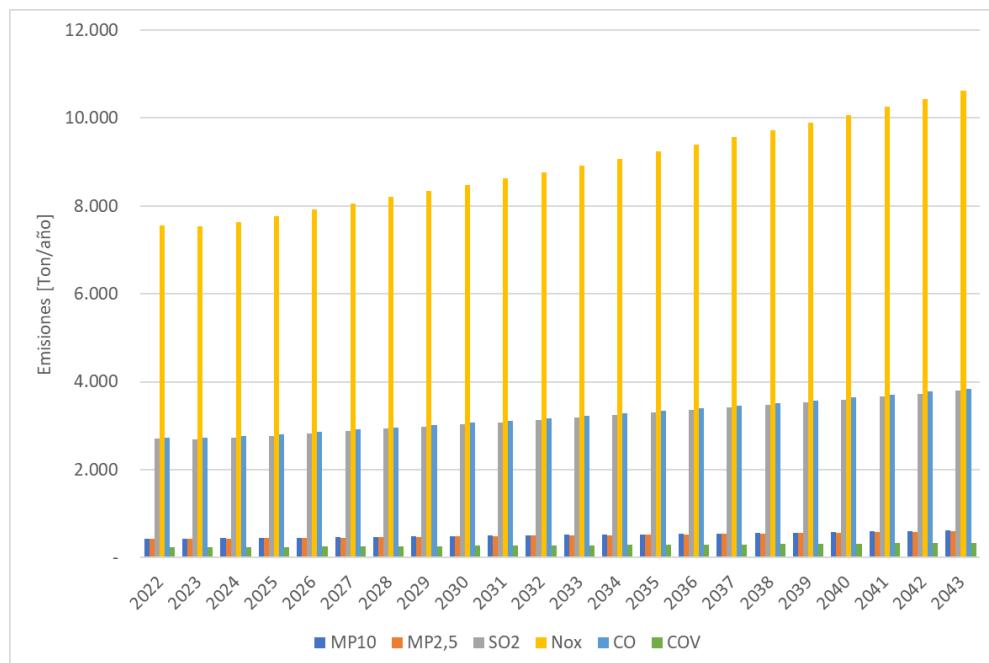
	2005 Dictuc	2014 Usach	2015 MMA	2022 Dictuc	2022 Cota Industrial	2022 Cota No industrial	2022 Cota total
MP ₁₀	566	742	911	27.306	350	319	669
MP _{2,5}	517	662	874	223	340	318	658
NO _x	7.991	4.921	4.895	11.452	6.394	6.136	12.530
CO	3.100	1.139	598	1.618	2.252	1.678	3.930
COV		23	23	305	193	231	424
SO ₂	9.719	1.966		23.289	2.667	213	2.880

Fuente: Elaboración propia en base a Elaboración propia en base a (Dictuc, Informe final, 2007), (Universidad de Santiago de Chile, 2014), (Dictuc, Inventario RMS industria - agroindustria, 2023) y correcciones a datos del RETC

Así, obteniendo un nuevo inventario que presenta mayor consistencia con versiones previas que el desarrollado por Dictuc, se da por cumplido el objetivo específico a).

Luego, en la sección 4 del estudio, se procede a determinar e implementar una metodología de proyección de los resultados del inventario 2022. Para esto se considera el crecimiento proyectado de la economía nacional, traspasado a la Región Metropolitana. Con esto, se obtiene la siguiente proyección para un escenario de crecimiento medio, definido por la CNE en la proyección de consumo eléctrico:

Figura 2. Proyección del inventario 2022, escenario de crecimiento económico medio, 2022 a 2043



Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones de crecimiento del Banco Central
Con la obtención de la proyección del inventario, se da por cumplido el objetivo específico b).

En la sección 5 se procede a realizar un análisis de las medidas del PPDA vigente, junto con normativa nacional e internacional, además de revisar diversos programas o normas que pueden impactar en la evolución futura de las emisiones. Con este análisis se da cumplimiento al objetivo específico c).

En la sección 6 del informe se proponen medidas tecnológicas, indicando el costo de las mismas en base a tonelada de contaminante reducida, para NOx y MP. La propuesta de estas medidas se justifica desde el punto de vista técnico y por el impacto que éstas tendrían en las emisiones, dado que se realiza un análisis de Pareto, para identificar aquellos equipos (según CCF8) que mayor impactan en las emisiones globales de la Región Metropolitana. Con esta propuesta se da cumplimiento al objetivo específico d).

En la misma sección 6 se procede a realizar la estimación de impacto de la implementación de las medidas, dando cumplimiento al objetivo específico e).

En la sección 7 se da cuenta de la metodología de trabajo para el desarrollo de un producto adicional, que corresponde a la revisión del inventario de fuentes fijas no industriales (resultados mostrado en la Tabla 1 precedente. Esta sección se orienta a dar cumplimiento al objetivo específico b) para fuentes fijas no industriales, en los términos metodológicos expuestos en la misma sección.

Finalmente, en la sección 8 de este informe se presentan recomendaciones para la mejora del instrumento de recopilación de información para el RETC, basado en la revisión realizada por el equipo de Cota Consultoría y en entrevistas con grandes emisores de la región. Sin bien este capítulo no da cumplimiento a algún objetivo específico, se juzgó como relevante dar cuenta de las falencias y oportunidades de mejora de la herramienta.

1. CONTEXTO DEL ESTUDIO

El D.S. N°31/2016 del MMA, del 24 de noviembre de 2017, que establece el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para la Región Metropolitana de Santiago (en adelante PPDA), tiene por objetivo dar cumplimiento a las normas primarias de calidad ambiental de aire, asociadas a los contaminantes Material Particulado Respirable (MP10), Material Particulado Fino Respirable (MP2,5) y Ozono (O₃), en un plazo de 10 años.

Mediante Resolución Exenta N°1442 del MMA, de 24 de noviembre de 2022, se dio inicio al proceso de revisión y actualización del PPDA para la Región Metropolitana, para lo cual se requiere contar con el inventario de emisiones de contaminantes locales de los distintos sectores alcanzados por el PPDA vigente. En esta propuesta se describe la aproximación metodológica creada por el equipo de Cota Consultoría Ltda. para entregar insumos que son de gran importancia para realizar el Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES) que tendrá el nuevo Plan de descontaminación Atmosférica de la Región Metropolitana de Santiago (en adelante RMS).

En el presente informe de avance de Cota Consultoría Ltda. se entrega el desarrollo consistente con dar cumplimiento a los objetivos específicos a), b) y c) detallados a continuación.

1.1. OBJETIVOS

El **objetivo general** del estudio es:

Determinar medidas de reducción de emisiones de material particulado, sus precursores y otros gases para el sector Industrial (Fuentes Fijas), además de generar los insumos necesarios para llevar a cabo el Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES) sobre estas medidas, en el marco de la actualización del PPDA RMS.

Complementario a lo anterior, se definen los objetivos específicos siguientes:

- a) **Objetivo específico a):** Revisión y Ajuste metodológico de Inventario del Sector Industrial para Fuentes Fijas de 2022, comparando los resultados con el Inventario del Actual PPDA (año 2014).
- b) **Objetivo específico b):** Obtener una proyección del inventario de emisiones del sector Industrial para Fuentes Fijas para la RMS.
- c) **Objetivo específico c):** Realizar un análisis de las medidas actuales del PPDA RMS y de otras normativas asociadas al sector Industrial para Fuentes Fijas que tengan injerencia en las emisiones atmosféricas, que permita identificar sinergias con la actualización del presente Plan.
- d) **Objetivo específico d):** Proponer medidas nuevas y/o una mantención o modificación de las medidas actuales, para la actualización del presente Plan, donde se indique descripción, justificación y costos asociados a cada una de ellas.
- e) **Objetivo específico e):** Determinar el potencial de reducción de emisiones de las medidas propuestas, con una proyección de 15 años a partir del año base 2022. Lo anterior puede ser para medidas por separado o grupos de ellas y sus interacciones.

2. PLAN DE PREVENCIÓN Y DESCONTAMINACIÓN VIGENTE

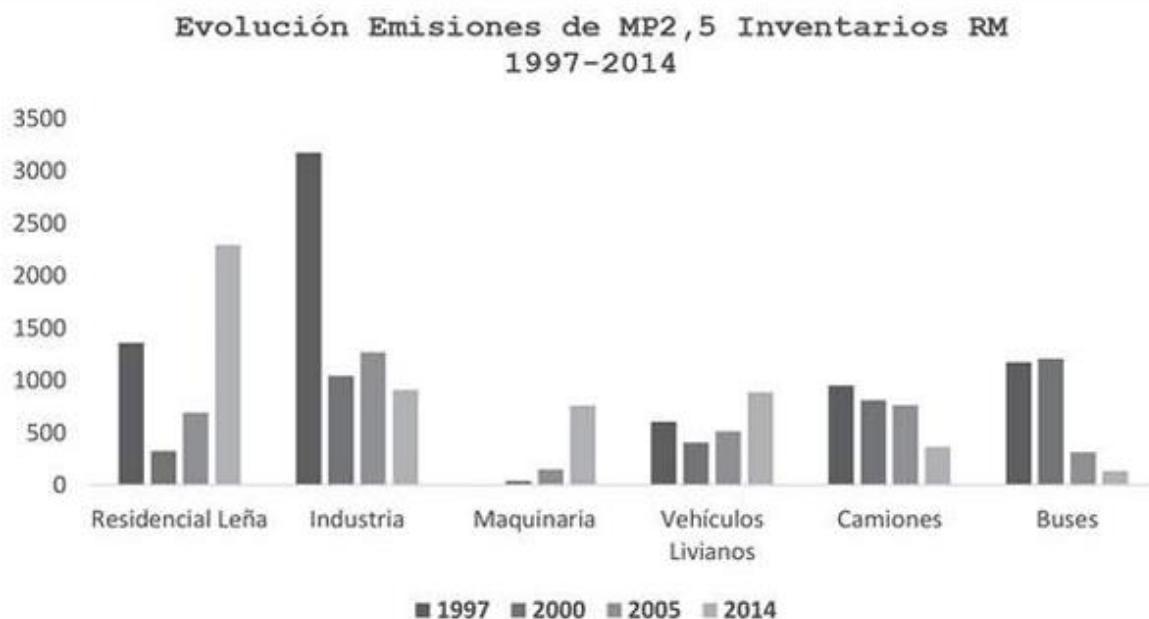
A continuación, se procede a describir las exigencias impuestas por el PPDA RMS, vigente a la fecha. Luego de revisado el plan, se procede a caracterizar las fuentes fijas industriales existentes en el territorio de interés.

2.1. DESCRIPCIÓN DE PPDA RMS

El Decreto 31 del Ministerio del Medio Ambiente, del 11 de octubre de 2016¹, establece una serie de restricciones de emisiones para el sector industrial fuentes fijas, además de entregar una caracterización de la evolución de la emisión de contaminantes, como se detalla a continuación.

En lo que respecta a la evolución de las emisiones en el segmento industrial, se puede apreciar una tendencia a la baja, situación que no se replica en todos los demás sectores.

Figura 3. Evolución de las emisiones sectoriales de MP2,5 en la RMS (ton/año)

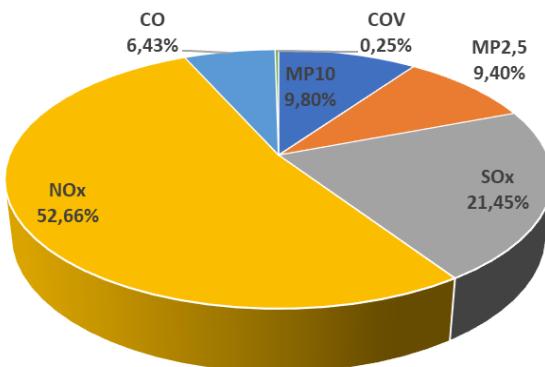


Fuente: (Ministerio del Medio Ambiente, 2016)

Respecto de las emisiones por contaminantes, en el sector industrial se observa que el contaminante emitido en mayor cantidad corresponde al NOx (ver Figura 4), mientras que el SOx es el contaminante que presenta una mayor participación del sector industrial sobre las emisiones totales de la RMS, alcanzando el 80% (ver Figura 5).se destaca que no se reportan emisiones de NH₃, CO₂, CH₄, N₂O y CO_{2eq} para el sector industrial.

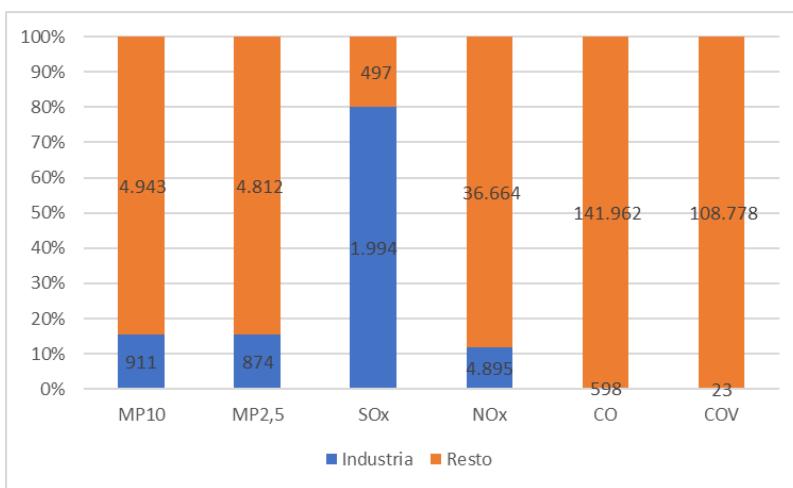
¹ Decreto 31 del Ministerio del Medio Ambiente, del 11 de octubre de 2016 - Establece plan de prevención y descontaminación atmosférica para la Región Metropolitana de Santiago.

Figura 4. Composición de las emisiones en el sector industrial en la RMS al año 2015



Fuente: Elaborado en base a datos contenidos en (Ministerio del Medio Ambiente, 2016)

Figura 5. Participación de las emisiones del sector industrial fuentes fijas, sobre las emisiones totales de las RMS



Fuente: Elaborado en base a datos contenidos en (Ministerio del Medio Ambiente, 2016)

Respecto al compromiso de reducción de emisiones de MP_{2,5}, se espera que al 2026, considerando el 2015 como año base, la concentración de MP_{2,5} emitida por el sector industrial se reduzca un 41%² respecto del mismo sector, lo que es equivalente a un 16% del total de las emisiones de MP_{2,5} en la RMS.

Los límites de emisiones de material particulado por tipo de tecnología/proceso industrial, se presentan en la Tabla 2, quedando exentos:

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

² Corresponde a una reducción de la concentración de MP_{2,5} desde 982 a 708 Ton/año.

Tabla 2. Límites de emisiones de MP por tecnología/procesos industriales establecidos en el PPDA RMS

Tipo de Fuente estacionaria	Potencia térmica	Límite máximo de emisión de MP (mg/m ³ N)	Plazo de cumplimiento para fuentes existentes	Plazo de cumplimiento para fuentes nuevas
Calderas	Menor o igual a 300 kWt	30	12 meses desde la publicación del Decreto	Desde que inicia su operación
	Mayor a 300 kWt y menor o igual a 1 MWt	30	12 meses desde la publicación del Decreto	Desde que inicia su operación
	Mayor a 1 MWt y menor o igual a 20 MWt	30	Desde la publicación del Decreto y hasta el 31/12/2019.	Desde que inicia su operación y hasta el 31/12/2019
		20	Desde el 31/12/2019	Desde el 31/12/2019
	Mayor a 20 MWt	20	12 meses desde la publicación del Decreto	Desde que inicia su operación
Procesos	Todas	20	12 meses desde la publicación del Decreto	Desde que inicia su operación
Hornos panaderos	Todas	20	12 meses desde la publicación del Decreto	Desde que inicia su operación

Fuente: (Ministerio del Medio Ambiente, 2016)

Par las centrales termoeléctricas, se aplican los límites de emisiones establecidos en el D.S. N°13, de 2011, de Ministerio del Medio Ambiente³, que son:

Tabla 3. Límites de emisión para centrales termoeléctricas según tipo de fuente emisora (mg/Nm³)

Tipo de emisor	Combustible	Material particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de nitrógeno (NOx)
Fuentes existentes	Sólido	50	400	500
	Líquido	30	30	200
	Gas	No aplica	No aplica	50
Fuentes nuevas	Sólido	30	200	200
	Líquido	30	10	120
	Gas	No aplica	No aplica	50

Fuente: (Ministerio del Medio Ambiente, 2011)

En lo que respecta a los límites de emisión de SO₂, se muestran en la Tabla 4, quedando exentos:

- Las calderas que utilicen un combustible gaseoso de manera exclusiva y permanente.
- Las calderas que utilicen biomasa no tratada (según define D.S. N°29, de 2013, de Ministerio del Medio Ambiente) como combustible de manera exclusiva y permanente.

³ Decreto supremo N°13, del 18 de enero de 2011, de Ministerio del Medio Ambiente – Establece norma de emisión para centrales termoeléctricas.

- Las fuentes estacionarias sujetas al cumplimiento del D.S. N°13, de 2011, de Ministerio del Medio Ambiente.

Tabla 4. Límites de emisiones de SO₂ por tecnología/procesos industriales establecidos en el PPDA RMS

Tipo de Fuente estacionaria	Potencia térmica	Límite máximo de emisión de SO ₂ (mg/m ³ N)	Plazo de cumplimiento para fuentes existentes	Plazo de cumplimiento para fuentes nuevas
Calderas	Menor o igual a 300 kWt	20	Desde la publicación del Decreto	Desde que inicia su operación
	Mayor a 1 MWt	10	24 meses desde la publicación del Decreto	Desde que inicia su operación
Procesos con combustión	Mayor a 1 MWt y menor o igual a 20 MWt	30	Desde la publicación del Decreto	Desde que inicia su operación
	Mayor a 20 MWt	20	24 meses desde la publicación del Decreto	Desde que inicia su operación

Fuente: (Ministerio del Medio Ambiente, 2016)

Como límite para el CO, se establece una emisión máxima de 10 ppm para calderas y procesos con combustión que tengan una potencia térmica mayor a 1 MWt. Por su parte, los límites de emisiones de NOx son los mostrados en la tabla siguiente, quedando exceptuadas las fuentes sujetas al cumplimiento del D.S. N°13, de 2011, o al D.S. N°29, Tabla N°1, de 2013⁴ en caso de incineración, ambos del Ministerio del Medio Ambiente (MMA).

Tabla 5. Límites de emisiones de SO₂ por tecnología/procesos industriales establecidos en el PPDA RMS

Tipo de Fuente estacionaria	Potencia térmica	Límite máximo de emisión de SO ₂ (mg/m ³ N)		Plazo de cumplimiento
		Fuentes nuevas	Fuentes existentes	
Calderas	Mayor o igual a 1 MWt y menor a 20 MWt	200	100	Fuentes nuevas: Desde que inicia su operación Fuentes existentes: 36 meses desde la publicación del Decreto
	Mayor o igual a 20 MWt	100	30	Fuentes nuevas: Desde que inicia su operación Fuentes existentes: 36 meses desde la publicación del Decreto
Procesos con combustión	Mayor o igual a 20 MWt	30	300	Fuentes nuevas: Desde que inicia su operación Fuentes existentes: 36 meses desde la publicación del Decreto

Fuente: (Ministerio del Medio Ambiente, 2016)

⁴ Decreto 29 del 30 de julio de 2013, del Ministerio del Medio Ambiente - Establece norma de emisión para incineración, coincineración y coprocesamiento y deroga Decreto N°45, de 2007, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia.

Los límites de emisiones de contaminantes para procesos de incineración son los mostrados en la tabla siguiente, sin embargo, en la RMS deben observarse las disposiciones del PPDA vigente:

Tabla 6. Límites de emisiones para procesos de incineración

Contaminante	Valor límite de emisión (mg/m ³ N)
Material particulado (MP)	30
Dióxido de azufre (SO ₂)	50
Óxidos de nitrógeno (NO _x)	300
Carbono orgánico total (COT)	20
Monóxido de carbono (CO)	50
Cadmio y compuestos, indicado como metal (Cd)	0,1
Mercurio y compuestos, indicado como metal (Hg)	0,1
Berilio y compuestos, indicado como metal (Be)	0,1
Plomo (Pb) + Zinc (Zn) y compuestos, indicado como metal, suma total	1
Arsénico (As) + Cobalto (Co) + Níquel (Ni) + Selenio (Se) + Telurio (Te) y compuestos, indicado como elemento, suma total	1
Antimonio (Sb) + Cromo (Cr) + Manganese (Mn) + Vanadio (V)	5
Compuestos inorgánicos clorados gaseosos indicados como ácido clorhídrico (HCl)	20
Compuestos inorgánicos fluorados gaseosos indicados como ácido fluorhídrico (HF)	2
Benceno (C ₆ H ₆)	5
Dioxinas y furanos TEQ(*)	0,2 ng/Nm ³

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

Fuente: (Ministerio del Medio Ambiente, 2013)

Adicionalmente, el Decreto 31 del MMA de 2016 establece que todos los valores de emisión medidos deben ser corregidos por oxígeno según el estado de combustible, según se indica en la tabla siguiente:

Tabla 7. Corrección por nivel de oxígeno establecido en el PPDA RMS, para calderas y procesos

	Corrección de oxígeno medido en chimenea para calderas	Corrección de oxígeno medido en chimenea para otros procesos
	Estado del combustible	
Gas y líquido	3%	-
Sólidos	6%	-
Tipo de proceso		
Continuos	-	8%
Discontinuos	-	13%

Fuente: Elaborado en base a (Ministerio del Medio Ambiente, 2016)

3. REVISIÓN DE INVENTARIOS PREVIOS

A continuación, se procede a revisar los inventarios para el sector industrial fuentes fijas, para la Región Metropolitana de Santiago (RMS), de los años 2014 y 2022. Luego de la revisión, se realizan comparación de resultados, y se concluye respecto de las oportunidades de mejora para el último inventario realizado, implementando estas adecuaciones.

3.1. REVISIÓN METODOLÓGICA DE INVENTARIOS

Se presenta, a continuación, la revisión de las metodologías consideradas por cada estudio, para luego comentar respecto de las diferencias en la aproximación metodológica para el desarrollo del inventario, en sus versiones de 2014 y 2022.

3.1.1. *Inventario 2014*

En (Universidad de Santiago de Chile, 2014) se construyó un inventario de emisiones (en adelante, inventario 2014), utilizando distintas metodologías para los distintos sectores de la economía en la RMS, presentando resultados en distintos niveles (calle, comunal y regional). A continuación, se describe la metodología utilizada en la estimación de las emisiones del sector industrial fuentes fijas.

En el inventario se consideran las emisiones de MP_{2,5}, MP₁₀, SO_x, NO_x y CO “para procesos industriales correspondientes a las fuentes fijas puntuales correspondientes al 50% del total de los mayores emisores contaminantes de la industria en la región Metropolitana”⁵. Se procedió a la identificación del proceso (calderas industriales y otros procesos industriales), producción anual y consumo de combustibles, junto con los factores de emisión contenidos en AP-42, Quinta edición “Compilación de Factores de Emisión de Contaminantes Atmosféricos, Volumen 1: fuentes estacionarias puntuales y de Área. Cuando las fuentes contaban con equipos de abatimiento, se consideró la eficiencia de éstos para el cálculo final.

Como fuentes de información se consideraron:

- Base de datos proporcionada por la Seremi de Salud 2012,
- Decreto nº138 del Ministerio de Salud “Declaración de emisiones”.

Las fórmulas de cálculo y, factores de emisión y consumos de combustible considerados por proceso se muestran a continuación:

Los cálculos de emisiones se realizaron considerando la siguiente fórmula:

$$E_C = A \cdot FE \cdot \frac{1 - EA}{100}$$

Donde:

E_C : Emisión en [ton/año]

A : Nivel de actividad [Ton de materia producida/año]

FE : Eficiencia de Abatimiento [%]

EA : Factor de emisión [Kg/Ton producida al año].

⁵ Anexo 1 de (Universidad de Santiago de Chile, 2014).

Luego, los factores de emisión y el combustible consumido por año, considerado en el inventario realizado en 2014, son los que se muestran a continuación:

Tabla 8. Factores de emisión en y consumo de combustible para calderas, inventario 2014

Proceso	MP _{2,5}	MP ₁₀	NO _x	SO _x	CO	Consumo de combustible [kg/año]
Caldera industrial en base a gas natural	1,6×10 ⁻⁴	1,6×10 ⁻⁴	5,95×10 ⁻³	2,17×10 ⁻⁴	1,82×10 ⁻³	31.275.108
Caldera industrial en base a petróleo 6	1,56×10 ⁻³	1,29×10 ⁻³	6,76×10 ⁻³	3,01×10 ⁻³	8×10 ⁻⁵	2.006.000
Caldera industrial en base a petróleo 2	3×10 ⁻⁵	1,4×10 ⁻³	2,83×10 ⁻³	4,2×10 ⁻³	7,1×10 ⁻⁴	711.874.304
Caldera industrial en base a carbón	1,12×10 ⁻³	2,96×10 ⁻³	3,75×10 ⁻³	5,51×10 ⁻²	3×10 ⁻³	17.768.689

Fuente: Elaborado en base a (Universidad de Santiago de Chile, 2014)

Tabla 9. Factores de emisión de algunos procesos de grano, en kg/Ton material producido

Proceso	MP ₁₀	Actividad [Ton producida/año]	Eficiencia de abatimientos [%]
Enfriador de Pellet	0,006	157.900	75
Manipulación de granos por medio de cinta transportadora	0,0305	72.000	95
Tamización	0,006	173.736	0
Filtro de grano	0,0375	660.000	95

Fuente: (Universidad de Santiago de Chile, 2014)

Tabla 10. Factores de emisión y consumo de combustible para procesos industriales, inventario de 2014

Proceso	MP2,5	MP10	NOx	SOx	CO	Actividad [Ton producida/año]	Eficiencia de abatimientos [%]
Alimentación con crudo a molino con filtro de manga	0,435	0,7	0,255	0,6	0,4	240.705	95
Horno rotatorio de proceso húmedo con Filtro de Mangas	0,103	0,084	2,1	,54	1,8	603.568	0
Secador de Ladrillo	0,0385	ND	0,049	ND	0,155	250.344	0
Hornos de cocción en base a carbón con filtro mangas	0,435	0,7	0,255	0,6	0,4	240.705	95
Hornos de Fundición Cristalerías Chile	0,6	0,7	3,1	1,7	0,1	262.904	96
Horno de Fundición Cristalerías Toro	0,6	0,7	3,1	1,7	0,1	62.193	95
Horno Rotatorio con Precipitador electrostático	0,06	2,3	1,6	2,7	0,74	262.904	0
Horno de arco eléctrico (industria siderúrgica)	8,17	11,02	ND	ND	4,3	9.600	95
Tratamiento térmico (industria siderúrgica)	0,28	0,83	ND	ND	22	1.647	0

ND: no disponible en AP-42

Fuente: Elaborado en base a (Universidad de Santiago de Chile, 2014)

Para el caso de **pequeñas fuentes** “considerando aquellas fuentes fijas industriales que tienen menor emisiones (consideradas como fuentes fijas grupales), las cuales se corresponden con aproximadamente el 50% de las emisiones de MP10.”⁶ Como fuentes de información se consideró solo la base de datos de Fuentes Fijas proporcionada por la SEREMI de Salud para el año 2012, dado que el Decreto nº138 del Ministerio de Salud tenía muchos vacíos de información.

Se consideraron 4 categorías: 1. Calderas de calefacción; 2. Calderas Industriales; 3. Grupos Electrógenos; 4. Otros procesos que incluye “el resto de procesos industriales, ya que son procesos muy variados y no sería viable clasificar y estudiar uno a uno”⁶. Luego, las categorías se dividieron en subcategorías según el combustible consumido, salvo para “otros procesos” donde se tomó el valor estimado de emisión por la SEREMI de Salud para MP₁₀, y el consumo de combustibles se obtuvo de “estimaciones realizadas para el año 2012 por la Secretaría Regional Ministerial de Salud (SEREMI)”⁶.

Es importante destacar que para las calderas que usan gas natural se tomó información de la Encuesta Nacional Industrial Anual (ENIA) de 2011, dado que la suma de los consumos de gas contenidos en la información de la SEREMI superaba por 400 Mm³ las ventas de dicho combustible.

Los factores de emisión considerados corresponden a los reportados por la EPA (“Emissions Factors & AP 42, Compilation of Air Pollutant Emission Factors”) y los utilizados de Australia (National Pollutant Inventory. Emission estimation technique manual For Combustion in boilers. Version 3.6. December 2011).

Luego, los factores de emisión para estas fuentes son los que se presentan en la tabla siguiente:

⁶ (Universidad de Santiago de Chile, 2014), Anexo 1.

Tabla 11. Factores de emisión, cantidad de fuentes y origen de la información para calderas y grupos electrógenos, pequeñas fuentes

Proceso	Combustible	Cantidad de fuentes	Contaminante	Factor de emisión (FE)	Unidad FE	Fuente factor de emisión	Nivel de actividad
Calderas de calefacción	Diésel	557	NO _x	2,4×10 ⁻³	kg/l	EPA AP 42	Consumo de combustible facilitado por la SEREMI
			MP	2,4×10 ⁻⁴			
			HNM	2,4×10 ⁻⁵			
			COV	2,55×10 ⁻⁵			
			CO	0,6×10 ⁻³			
			CO ₂	2,676			
	Gas natural	4.645	NO _x	1,7×10 ⁻³	kg/m ³	Inventario Nacional de contaminantes de Australia	Estimación en base a ENIA
			MP	1,23×10 ⁻⁴			
			COV	9,15×10 ⁻⁵			
			CO	1×10 ⁻³			
Calderas industriales	Diésel	259	NO _x	2,5	kg/m ³	EPA AP 42	Consumo de combustible facilitado por la SEREMI
			MP	0,07			
			CO	0,42			
			CO ₂	1.760			
			NO _x	2,4×10 ⁻³			
			MP	2,4×10 ⁻⁴			
	Gas natural	308	HNM	2,4×10 ⁻⁵	kg/m ³	Inventario Nacional de contaminantes de Australia	Estimación en base a ENIA
			COV	2,55×10 ⁻⁵			
			CO	0,6×10 ⁻³			
			CO ₂	2,676			
Calderas industriales	Gas licuado de petróleo	144	NO _x	1,7×10 ⁻³	kg/m ³	EPA AP 42	Consumo de combustible facilitado por la SEREMI
			MP	1,23×10 ⁻⁴			
			COV	9,15×10 ⁻⁵			
			CO	1×10 ⁻³			
			CO ₂	1.760			
Grupos electrógenos	Diésel	1.174	NO _x	0,441	kg/l	EPA AP 42	Consumo de combustible facilitado por la SEREMI
			MP _{2,5}	0,029			
			COV	0,031			
			CO	0,095			
			BC	0,035			

Proceso	Combustible	Cantidad de fuentes	Contaminante	Factor de emisión (FE)	Unidad FE	Fuente factor de emisión	Nivel de actividad
			CO ₂	16,4			

Fuente: Elaboración propia en base a (Universidad de Santiago de Chile, 2014)⁷

⁷ Se corrigieron inconsistencias en la fuente del nivel de actividad, dada la discordancia en el texto que señalaba como fuente la ENIA para gas natural, y las tablas que indicaban que la fuente era la SEREMI. Además, se corrigieron errores en los valores de FE para CO₂.

En el caso de “otros procesos” la desagregación de las fuentes de emisión, su participación en las emisiones de toda la categoría y las emisiones totales, información obtenida desde la SEREMI, se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 12. Cantidad de fuentes y factores de emisión para "otros procesos"

Fuentes similares	Cantidad de fuentes	Emisión MP10 [ton/año]	% respecto a categoría
Hornos panificadores	1.559	15	6%
Cabina pintura	250	40	16%
Hornos pintura	101	6	2%
Restos hornos	519	40.3	19%
Molinos	47	12.9	5%
Secador	70	15	6%
Sistemas extracción	56	12	5%
Otros	472	98.2	40%
Total	3.074	246,4	100%

Fuente: (Universidad de Santiago de Chile, 2014)

3.1.2. Inventario 2022

En (Dictuc, Inventario RMS industria - agroindustria, 2023) se realizó una actualización del inventario 2014, considerando MP₁₀, MP_{2,5}, NO_x, SO_x, NH₃, CO y COV para el sector industrial, alcanzando también la agroindustria que en este estudio no se considera por estar fuera de su objetivo.

En el capítulo 4 de (Dictuc, Inventario RMS industria - agroindustria, 2023) se establece que la metodología utilizada en el cálculo del inventario corresponde a la establecida en el “Manual para desarrollo de inventarios” desarrollado por GreenLabUC en 2016.

La ecuación general para la estimación de las emisiones es la misma establecida en el inventario 2014, relacionado la actividad, con la eficiencia de abatimiento y factores de emisión para obtener las emisiones totales.

Los factores de emisión considerados son extraídos de las publicaciones siguientes, cuya principal referencia es AP42 de la EPA:

- “Guía Metodológica para la estimación de emisiones provenientes de fuentes puntuales” (MMA, 2019), para la estimación de las emisiones de fuentes puntuales.
- “Manual para el Desarrollo de Inventarios de Emisiones Atmosféricas” (MMA, 2017), para la estimación de las emisiones de fuentes en ruta. Si bien también se presentan metodologías y factores de emisión para la estimación de fuentes puntuales, la guía anterior, específica para la estimación de fuentes puntuales, es más exhaustiva y está actualizada.

En lo que respecta a los niveles de actividad, las bases de datos consideradas fueron las siguientes:

- **Base de datos para cumplir el DS138⁸:** contiene consumos de combustible de fuentes de combustión y niveles de actividad de fuentes de procesos (sin combustión). La base de datos contiene:
 - **Fuentes de combustión:** Establecimiento y su código, tipo de fuente y su código, combustible, consumo y potencia primarios y

⁸ Decreto Supremo N°138 de 2005, del Ministerio de Salud - Establece obligación de declarar emisiones que indica.

secundarios, CCF8 primario y secundario. Se identificaron 10.809 fuentes.

- **Fuentes de proceso:** establecimiento y su código, tipo de fuente y su código, actividad, código CCF8, nivel de actividad mensual. Se identificaron 151 fuentes.
- **SISAT:** Base de datos con información sobre las fuentes con sistemas de abatimiento y su porcentaje de reducción por contaminante.
- **RUEA:** Base de datos con emisiones de distintos contaminantes para fuentes de combustión para el año 2021 y 2022.

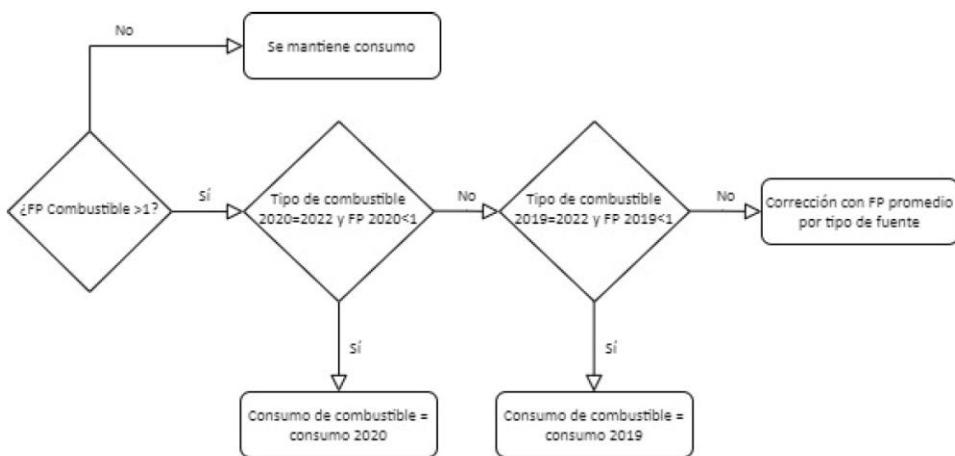
Luego, de la revisión de los datos, se eliminaron las fuentes repetidas y aquéllas que no pertenecían al sector industrial, quedando un total de 2.623 fuentes únicas.

Se verificó la consistencia de los códigos CCF8, de los códigos de combustibles, y los factores de planta⁹ resultando que el 66% del consumo expresado en TJ/año corresponde a fuentes cuyo consumo declarado es mayor que el consumo nominal. La corrección del consumo de combustible se realizó según el procedimiento mostrado en la Figura 6, mientras que el consumo corregido se estima por medio de la ecuación siguiente:

$$\text{Consumo corregido} = \frac{\text{FP promedio seg\xedn tipo de fuente}}{\text{FP de la fuente}} \cdot \text{Consumo de combustible}$$

El factor de planta promedio fue calculado para cada tipo de fuente utilizando los valores de factor de planta menores a uno y diferentes a 0 de las fuentes industriales considerando la información de los años 2019, 2020 y 2022.

Figura 6. Procedimiento de corrección del consumo de combustible



Fuente: (Dictuc, Inventario RMS industria - agroindustria, 2023)

⁹ Consiste en el consumo anual de combustible dividido por el consumo máximo anual, correspondiente al consumo nominal. Este factor debiese ser un número entre 0 y 1 ya que el consumo anual de combustible no debiese sobrepasar el consumo máximo posible. Se evalúa con la ecuación siguiente: *Factor de planta =*

$$\frac{\text{Consumo anual } [u/\text{a}\text{ñ}o]}{\text{Consumo nominal } [u/\text{a}\text{ñ}o]}$$

3.1.3. Comparación metodológica

Al realizar una comparación de los 4 últimos inventarios de emisiones industriales realizados para la RMS, se constató lo siguiente:

- Las emisiones totales de MP₁₀ en la Región Metropolitana para las fuentes industriales en el año 2022 fueron casi 30 veces más altas que lo desarrollado en los inventarios de (Dictuc, Informe final, 2007), (Universidad de Santiago de Chile, 2014) o Ajuste MMA 2015.
- Las emisiones totales de MP_{2,5} en la Región Metropolitana para las fuentes industriales fueron casi 4 veces menores al comparar (Dictuc, Inventario RMS industria - agroindustria, 2023) con los inventarios anteriormente mencionados.
- Las emisiones totales de los inventarios Dictuc 2005, (Universidad de Santiago de Chile, 2014) y Ajuste MMA 2015 son consistentes entre sí, en el sentido que las diferencias entre ellos son del orden de 30% y muestran un incremento en el tiempo. Estos incrementos son aproximadamente consistentes con el crecimiento del país.

Esta comparación de las emisiones presentadas en los distintos inventarios se muestra en la Tabla 13.

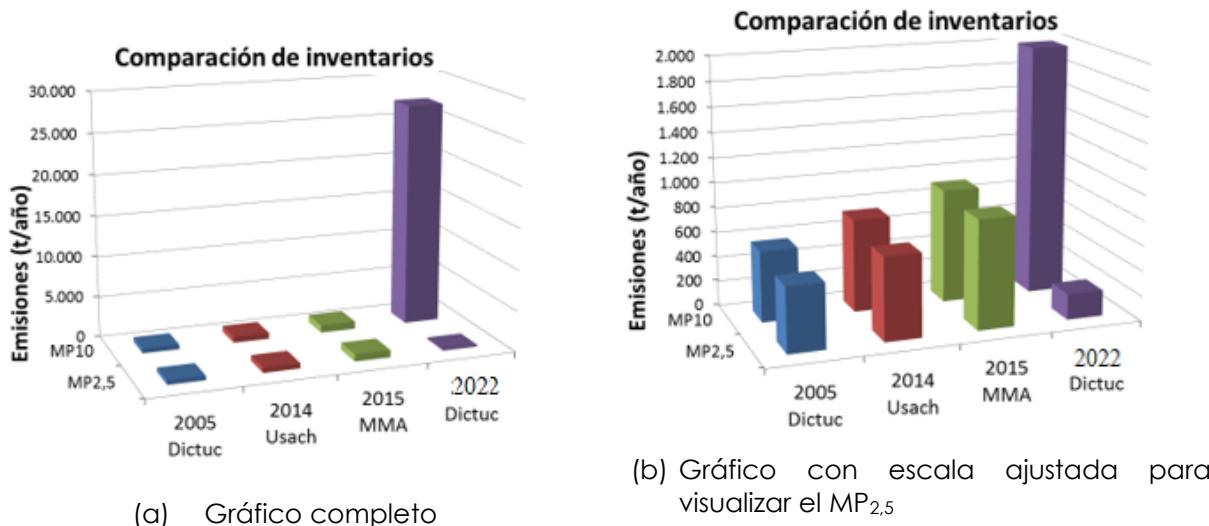
Tabla 13. Comparación de resultados de los últimos 4 inventarios de emisiones industriales

	2005 Dictuc	2014 Usach	2015 MMA	2022 Dictuc
MP ₁₀	566	742	911	27.306
MP _{2,5}	517	662	874	206
NOx	7.991	4.921	4.895	11.452
CO	3.100	1.139	598	1.618
COV		23	23	305

Fuente: Elaboración propia en base a (Dictuc, Informe final, 2007), (Universidad de Santiago de Chile, 2014), (Dictuc, Inventario RMS industria - agroindustria, 2023)

Estos mismos datos se muestran gráficamente en la Figura 7.

Figura 7. Comparación gráfica de los inventarios de emisiones industriales



Fuente: Elaboración propia en base a (Dictuc, Informe final, 2007), (Universidad de Santiago de Chile, 2014), (Dictuc, Inventario RMS industria - agroindustria, 2023)

Un análisis más detallado de los resultados para MP₁₀ en el inventario Dictuc 2023 indica que existen 19 fuentes (de las 11.100 fuentes en la RM) que emiten más de 10 ton/año cada una

y que en total son responsables de 27.146 ton/año de MP₁₀. Es decir estas 19 fuentes son responsables del 99,4 % de las emisiones totales y se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14. Fuentes responsables del 99,4% de las emisiones industriales de MP₁₀ en la RMS en inventario Dictuc

Empresa	Establecimiento	Emisión MP ₁₀ ton/año
Comunidad Edificio Plaza Manquehue Tres	Edificio Plaza Manquehue III	20,44
Faenadora y Frigorífico Cordillera Sa	Faenadora y Frig. Cordillera S.A.	18,80
Aceros Aza S.A.	Planta Colina	249,07
Aceros Aza S.A.	Planta Renca	46,16
Cemento Polpaico S A	Planta Cerro Blanco - Til Til	8.675,90
Cemento Polpaico S A	Planta Cerro Blanco - Til Til	5.548,27
Cemento Polpaico S A	Planta Cerro Blanco - Til Til	5.938,52
Cemento Polpaico S A	Planta Cerro Blanco - Til Til	6.637,16
Cementos Bicentenario S.A.	Planta Quilicura	15.416,62
Cementos Transex Limitada	Cementos Transex	7.552,72
Fundición Bruno S A	Fundición Bruno S.A.	22,52
Fundición Bruno S A	Fundición Bruno S.A.	13,03
Garibaldi S A	Garibaldi S.A.	26,03
Magotteaux Andino S.A.	Magotteaux Andino S.A.	230,56
Soc. Industrial Romeral S.A.	Sociedad Industrial Romeral S.A., Planta Santa Rosa	874,99
Soc. Industrial Romeral S.A.	Sociedad Industrial Romeral S.A., Planta Santa Rosa	963,53
Soc. Industrial Romeral S.A.	Sociedad Industrial Romeral S.A., Planta Santa Rosa	2.817,57
Soc. Industrial Romeral S.A.	Sociedad Industrial Romeral S.A., Planta Santa Rosa	76,91
Soc. Industrial Romeral S.A.	Sociedad Industrial Romeral S.A., Planta Santa Rosa	82,95

Fuente: (Dictuc, Inventario RMS industria - agroindustria, 2023)

A continuación se realiza análisis detallado de las fuentes indicadas en la Tabla 14.

- 1) La Comunidad Edificio Plaza Manquehue Tres, tiene una caldera de agua caliente, que utiliza gas natural. La actividad que se le asignó a esta fuente es de 127.604 ton/año del MP₁₀. Sin embargo, las demás comunidades de edificios con calderas de agua caliente en el inventario tienen un máximo de 394 ton/año. Luego hubo probablemente un error en la transcripción de la actividad para esta fuente. Así, para el cálculo corregido del inventario, se le asignó 394 ton/año. Adicionalmente, al ser una caldera ubicada en un edificio de oficinas y de un hotel, está fuera del alcance del inventario industrial.
- 2) La empresa Faenadora y Frigorífico Cordillera S.A. tiene una caldera industrial para generar vapor o agua caliente que utiliza propano. La actividad que se le asignó a esta fuente es de 113.645 ton/año de MP₁₀. Sin embargo, las demás calderas industriales utilizadas para generar vapor o agua caliente, tienen una actividad máxima de 20.000 ton/año de MP₁₀, es decir, la de Faenadora y Frigorífico Cordillera S.A. tiene una actividad 10 veces mayor. Luego hubo probablemente un error en la transcripción de la actividad para esta fuente. Para, para el cálculo corregido del inventario, se le asignó 20.000 ton/año.
- 3) La fuente Aceros Aza S.A. tiene:
 - a. Un Horno Palanquillas correspondiente a un proceso con combustión y de acuerdo a la tabla no tiene sistema de abatimiento de emisiones. Los demás Hornos Palanquillas de esta empresa tienen sistemas de abatimiento. Por otro

lado, las emisiones totales de MP₁₀ del Aceros Aza el año 2023 fueron de 42,7 ton/año, y las emisiones solamente de esta fuente son de 249 ton/año. Luego hubo probablemente un error en la transcripción de eficiencia de abatimiento de la fuente. Para, para el cálculo corregido del inventario, se le asignó una eficiencia de abatimiento de 0,98, igual a los demás sistemas.

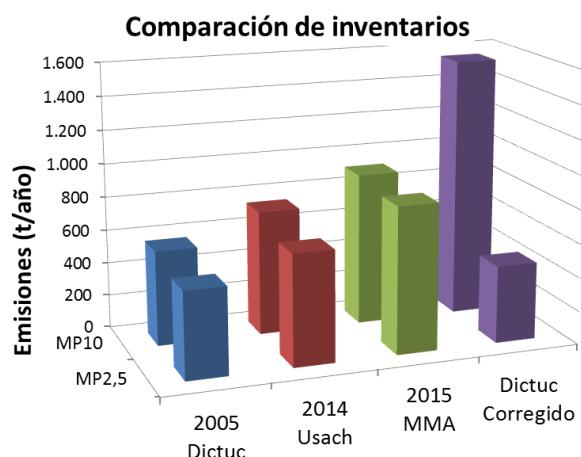
- b. Un segundo Horno Palanquillas correspondiente a un proceso con combustión y de acuerdo a la tabla no tiene sistema de abatimiento de emisiones. Los demás Hornos Palanquillas de esta empresa tienen sistemas de abatimiento. Por otro lado, las emisiones totales de MP₁₀ del Aceros Aza el año 2023 fueron de 42,7 ton/año, y las emisiones solamente de esta fuente son de 46,1 ton/año. Luego hubo probablemente un error en la transcripción de eficiencia de abatimiento de la fuente. Para, para el cálculo corregido del inventario, se le asignó una eficiencia de abatimiento de 0,98, igual a los demás sistemas.
- 4) La empresa Cemento Polpaico S.A. tiene:
- a. Un Horno Rotatorio con una actividad de 173,5 ton/año, lo cual es alta, pero similar a otras fuentes similares. El cálculo parece correcto.
 - b. Un molino de cemento con una actividad de 149.169 ton/año, lo cual es similar a otras fuentes del mismo tipo. El cálculo parece correcto.
 - c. Otro molino de cemento con una actividad de 159.661 ton/año, lo cual es similar a otras fuentes del mismo tipo. El cálculo parece correcto.
 - d. Otro molino de cemento con una actividad de 541.942 ton/año, lo cual es similar a otras fuentes del mismo tipo. El cálculo parece correcto.
- 5) La empresa Cementos Bicentenario S.A. tiene un molino de cemento con una actividad de 414.486 ton/año, pero no tiene sistema de mitigación de emisiones, y todas las demás fuentes similares sí lo tienen. Luego hubo probablemente un error en la transcripción de eficiencia de abatimiento de la fuente. Para, para el cálculo corregido del inventario, se le asignó una eficiencia de abatimiento de 0,98 similar a fuentes del mismo tipo.
- 6) La empresa Cementos Transex Limitada tiene un molino de cemento con una actividad de 203.600 ton/año, pero no tiene sistema de mitigación de emisiones, y todas las demás fuentes similares si lo tienen. Luego hubo probablemente un error en la transcripción de eficiencia de abatimiento de la fuente. Para, para el cálculo corregido del inventario, se le asignó una eficiencia de abatimiento de 0,98 similar a fuentes del mismo tipo.
- 7) La fuente Fundición Bruno S.A. tiene:
- a. Un horno de fusión eléctrico con una actividad de 4279,3 ton/año, similar a otros hornos de fusión eléctricos, sin sistema de abatimiento de emisiones. El cálculo parece correcto.
 - b. Otro horno de fusión eléctrico con una actividad de 4279,3 ton/año, similar a otros hornos de fusión eléctricos, sin sistema de abatimiento de emisiones. El cálculo parece correcto.
- 8) La fuente Garibaldi S.A. tiene UN horno de fusión eléctrico con una actividad de 4.957 ton/año, similar a otros hornos de fusión eléctricos, sin sistema de abatimiento de emisiones. El cálculo parece correcto.
- 9) La fuente Magotteaux Andino S.A. tiene un horno de fusión eléctrico con una actividad de 43.818 ton/año, mucho más alta que otros hornos de fusión eléctricos. Luego hubo probablemente un error en la transcripción de la actividad. Se va a usar la misma actividad que otro horno (4.947 ton/año).
- 10) La fuente Soc. Industrial Romeral S.A. tiene:
- a. Una Marmita de Calcinación con una actividad de 74.193 ton/año, similar a otras Marmita de Calcinación, con sistema de abatimiento de emisiones. El cálculo parece correcto.
 - b. Otra Marmita de Calcinación con una actividad de 81.701 ton/año, similar a otras Marmita de Calcinación, con sistema de abatimiento de emisiones. El cálculo parece correcto.

- c. Un secador con una actividad de 238.911 ton/año, mucho más alto que otras fuentes similares. Pero no tiene sistema de mitigación como todas las otras fuentes de la empresa. Luego hubo probablemente un error en la transcripción de la actividad. Se va a usar la misma actividad que el otro secador (3.926 ton/año).
- d. Dos fuentes no especificadas, sin código ni tipo de fuente, con un factor de emisión que no aparece en la Guía de la MMA. Luego hubo probablemente un error al incluir esta fuente. Se elimina del registro.

Con los ajustes indicados en los números 1) a 10) se obtiene un total de 1.551 ton de MP₁₀ para la Región Metropolitana. Estos resultados se muestran gráficamente en la Figura 8.

Un segundo análisis para los resultados para MP_{2,5} en el inventario Dictuc 2023 indica que la suma de las emisiones de las fuentes de MP_{2,5} realizadas en la tabla Excel INDRM-R1-CalculoEmisiones.xlsx, en particular en la hoja Emisiones_totales no coinciden con lo que indica el informe. Las emisiones calculadas en la misma planilla Excel para otros contaminantes sí coinciden. El resultado de la suma es: 460,48 ton mientras que lo indicado en el informe es: 206 ton. Por ello, se corrigieron las emisiones de MP_{2,5}, como se puede apreciar en la Figura 8.

Figura 8. Comparación gráfica de los inventarios de emisiones industriales con el Inventario Dictuc corregido



Fuente: Elaboración propia en base a Elaboración propia en base a (Dictuc, Informe final, 2007), (Universidad de Santiago de Chile, 2014), (Dictuc, Inventario RMS industria - agroindustria, 2023)

Un análisis de la cantidad de fuentes responsables de altas emisiones de MP₁₀ en el inventario Dictuc 2022 muestra que algunas de éstas no están contenidas en la base de datos del RETC 2023. Es decir, puede que en el Inventario Dictuc 2023 tenga fuentes que se contabilizan como emisoras de MP₁₀ pero que no existen en la realidad. Esto podría explicar la las altas emisiones que todavía se observan en el Inventario Dictuc 2023 mostradas en la Figura 8. Un ejemplo de esto diferencia se muestra en la Tabla 15.

Tabla 15. Fuentes de la Planta Cerro Blanco, Til-Til en el inventario Dictuc 2023 y la base de datos RETC 2023

RETC 2023		Dictuc 2023	
Código de fuente	Tipo de fuente	Código de fuente	Tipo de fuente
HR-PCM-60791	Molino Atox		
HR-PCM-60792	Molino Atox		
HR-PCM-60793	Molino Atox		
HR-PCM-8974	Horno Rotatorio	HR-PCM-8974	Horno Rotatorio
EL-OR-46553	Grupo Electrógeno	EL-OR-46553	Grupo Electrógeno
		CN-PCM-8715	Chancador Primario
		CN-PCM-8882	Chancador Secundario
		MO-PCM-8905	Molino de Cemento
		MO-PCM-8907	Molino de Cemento
		MO-PCM-8909	Molino de Cemento

Fuente: Elaboración propia en base a (Dictuc, inventario RMS industria - agroindustria, 2023) y RETC

Debido a la gran cantidad de fuentes en el inventario Dictuc 2023, que pueden no coincidir con la realidad, no tiene sentido seguir corrigiendo este inventario. Pero, para los objetivos de este estudio, se van a recalcular las emisiones utilizando la base de datos RETC-2022 con las fuentes industriales correctas.

3.2. INVENTARIO 2022 AJUSTADO

A continuación, se da cuenta de la metodología empleada para la realización del ajuste del inventario de 2022.

3.2.1. Metodología de ajuste

A partir de la base de datos del RETC se utiliza la data para el año 2022, del archivo recibido desde el Ministerio del Medio Ambiente, RM RETC 2024.xlsx da cuenta de la realidad entre los años 2019 al 2023.

Para poder utilizar dicha base de datos se llevó a cabo un proceso de eliminación de fuentes que si bien cuentan con calderas o grupos electrógenos, no pertenecen al rubro industrial, como por ejemplo hoteles, supermercados, colegios, bancos, edificios residenciales o de oficinas, hoteles, proveedores del servicio de arriendo de grupos electrógenos, entre otros. Con esto, para el año 2022 se eliminaron 8.396 fuentes por no pertenecer a recintos industriales. Para realizar la eliminación de fuentes no industriales se procedió a revisar el rut de los titulares de las fuentes, separando aquellos que no correspondían al rubro industrial, quedando, como se detalla en la Tabla 16 a continuación.

- Para efectos de evaluación en esta fase y con el objetivo de comparar las emisiones con el inventario del DICTUC para el año 2022 se ha preparado el archivo Excel Año2022RETC. Referido archivo contiene la información más relevante para efectos de cálculos de inventario.
- La información obtenida de la base de datos, permite observar que existen 23 códigos CCF8 distintos que pueden ser asociados al sector industrial. En la siguiente tabla se muestra el código de los CCF8 y el número de fuentes que contribuyen directamente al inventario, que corresponde a un total de 3.000 fuentes.

Tabla 16. Cantidad de fuentes asociadas a cada CCF8

CCF8	Número de Fuentes
10100501	2
10100801	1
10200401	2
10200501	69
10200502	6
10200601	24
10200602	139
10200603	135
10200901	2
10200903	2
10201001	6
10201002	73
10300501	148
10300603	463
10300908	13
10301001	432
10301002	93
20100102	2
20100201	3
20100202	1
20300301	1364
20300201	17
20300301	3

Fuente: Elaboración propia en base a RETC

- Con el objetivo de preparar la información para afectarla por el respectivo factor de emisión se estableció un archivo llamado CCF8-2022.xlsx donde se estableció la siguiente información:
 - Año
 - RETC (código numérico)
 - Establecimiento
 - Rut
 - Tipo de fuente
 - Registro
 - Combustible
 - Código CCF8
 - Horas de operación
 - Consumo nominal
 - Unidad del consumo
 - Potencia nominal (MWt)
 - Consumo de combustible 1
 - Unidad de consumo del combustible 1
 - Consumo de combustible 2
 - Unidad de consumo del combustible 2

- Código CCF8 secundario
- Horas de operación combustible 2
- A partir de esta información, se comienza a calcular el inventario de emisiones para MP10. Para esto se tomaron las siguientes consideraciones:
 - Se aplicó a cada combustible y para el respectivo CCF8 la densidad (kg/m^3) correspondiente, el poder calorífico en (kJ/kg) y el factor de emisión asociado a la EPA preparado en este documento y correlacionado con la unidad (kg/Ton).
 - Del archivo anterior, se homologaron las masas de combustible y se dejaron en kg/s para así multiplicar por las horas de operación el respectivo factor de emisión y la respectiva unidad de conversión (kg a ton).
 - Se debe observar que, para verificar la consistencia de la información, se prepararon y compararon tres masas de combustible:
 - Masa de combustible nominal reportada (kg/s).
 - Masa de combustible 1 reportada (kg/s).
 - Masa de combustible máxima (kg/s) que se obtiene de dividir la potencia nominal reportada (convertida de MWt a kWt) por el respectivo poder calorífico (kJ/kg).
 - En este último punto, debe entenderse que, para verificar la calidad de la información de la masa de combustible reportada no debiera de ser mayor que la masa de combustible máxima.
- A partir de esa información se calculó la masa de particulado MP10 emitido al año. Se han dejado los cálculos brutos para efectos de comparación y evaluar de manera rápida que calidad de información es más confiable.

Los datos se entregan en el archivo MP10-2022.xlsx y las variables reportadas fueron las siguientes:

- Año
- RETC (código numérico)
- Establecimiento
- Rut
- Tipo de fuente
- Registro
- Combustible
- Código CCF8
- Consumo nominal
- Unidad del consumo nominal
- Potencia nominal (MWt)
- Consumo de combustible 1
- Unidad de consumo del combustible 1
- Consumo de combustible 2

- Unidad de consumo del combustible 2
- Código CCF8 secundario
- Horas de operación combustible 2
- Masa consumo combustible nominal (kg/s)
- Masa consumo combustible 1 (kg/s)
- Consumo combustible máximo (kg/s)
- MP10 nominal (kg MP/año)
- MP10 combustible 1 (kg MP/año)

Entre las observaciones a destacar de la respectiva base de datos pueden mencionarse:

- La masa del combustible 1 reportada por lo general no es confiable dada las grandes diferencias de valores respecto de la nominal
- La falta de potencia reportada en muchas fuentes (principalmente grupos electrógenos) dificulta la verificación de la calidad de información respecto del consumo nominal reportado.
- En ciertos casos donde la emisión de material particulado pudiere aparecer 0 corresponde a casos donde no se reporta las horas de operación
- En varios casos, el valor nominal de combustible reportado excede al valor máximo que debiera de dar si se correlaciona esa masa de combustible nominal con la potencia del equipo.
- En la mayoría de las fuentes, el valor “combustible 1” reportado excede el valor máximo que debiera de dar si se correlaciona esa masa de combustible nominal con la potencia del equipo. Por ello, los cálculos de emisiones fueron realizaron utilizando el “consumo nominal”.

3.2.2. Construcción del inventario

Utilizando la metodología que se menciona en la sección 3.2.1 precedente, se obtienen 3.000 fuentes utilizando la base de datos RETC para el año 2022. Es importante mencionar que este número es mucho menor que lo obtenido en el Inventario 2022 del Dictuc, porque se excluyeron las fuentes comerciales, residenciales y otros servicios, como ya se mencionó.

La base de datos RETC que se ha utilizado para la elaboración del inventario industrial, de acuerdo a la Guía Metodológica para la Estimación de Emisiones Provenientes de Fuentes Puntuales, debe tener a las fuentes industriales categorizadas de acuerdo a 10 tipos de sectores. A su vez, cada uno de estos sectores se puede separar en Procesos con Combustión y Procesos sin combustión. Una revisión de la base de datos industrial que realizó el equipo de Cota Consultoría, encontró que las fuentes industriales sólo tienen ingresadas las emisiones para las fuentes con combustión. Por ello, las emisiones de procesos como carga y descarga de camiones, pintado de vehículos, operación de bencineras, elaboración mecánica de piezas, etc., no están incluidas en el listado. Por ejemplo, la empresa Edelpa, tiene un proceso de fabricación de envases, en el cual hay consumo de solventes, clasificado como CCF8: 3-08-007-03. Este proceso genera 688,4 toneladas de COV anuales y que están autorizadas por la RCA 692/2006. Sin embargo, estas emisiones no están consignadas en la base de datos del RETC. Hay que hacer notar que esta misma empresa tiene declaradas varias fuentes con combustión, pero las emisiones de los solventes no están declaradas en la base de datos del RETC. Así como ocurre con Edelpa,

es posible que muchas otras fuentes con procesos sin combustión no estén incluidas en la base de datos RETC. Por lo anterior, en este estudio, no se incluyen los procesos sin combustión que no estén ingresados a la base de datos RETC.

En virtud de lo anterior, en el presente estudio se han considerado todas las fuentes con proceso de combustión ya sea externa o interna, industriales y/o de proceso sometidas a un proceso de combustión, esto, a diferencia de (Dictuc, inventario RMS industria - agroindustria, 2023), donde las diferentes fuentes fijas, han sido clasificadas según las siguientes subcategorías:

- Fuentes pertenecientes a grandes establecimientos
- Fuentes según clase (Si corresponden a procesos o no, y si tienen combustión o no. De acuerdo al Decreto N°31/2016/MMA/ se definen como procesos “aquellas fuentes estacionarias que no correspondan a calderas, grupos electrógenos ni hornos panificadores”, y se definen como procesos con combustión aquellos procesos “cuyas emisiones, o parte de ellas, son generadas a partir de combustión”.
- Fuentes según tipo (Acerías, caldera, calentador, chancador, enfriador, grupo electrógeno, horno, marmita, molino, motor de generación eléctrica, secador, turbina, etc.)
- Según código CCF8 (Clasificación de 8 dígitos (CCF8) que corresponde a un número que identifica todas las características de las fuentes de manera que es esencial para relacionar los factores de emisión)

En el presente inventario, se ha preferido establecer las fuentes según el código CCF8 considerando que los factores de emisión establecidos por la EPA determinan de manera confiable todas las características de la fuente, en particular, a aquellas asociadas al proceso de combustión. Adicionalmente, dada la falta de información en la base de datos, respecto de las tecnologías de mitigación, se ha podido establecer con mayor certidumbre los factores de emisión con el uso diferentes tecnologías de mitigación, siendo factible así, predecir escenarios confiables en el impacto de emisiones en el inventario.

Asimismo, cuando se comparan los resultados globales de MP₁₀ entre el presente estudio y (Dictuc, inventario RMS industria - agroindustria, 2023), se observa que corresponden a 68 fuentes de procesos sin combustión específicamente. Estas 68 fuentes no incluidas en el inventario desarrollado por Cota Consultoría y presentado en este informe, pero sí incluidas en (Dictuc, inventario RMS industria - agroindustria, 2023), arrojan un total de 23.815 ton de MP₁₀ por año con la contribución de dos fuentes principales, una de 15416 y otra de 7552 ton MP₁₀ por año. Como son “estimaciones propias”, según el inventario del DICTUC, determinan una sobre estimación importante, por esta razón se han considerado como outliers.

Con estos ajustes, se han calculado las emisiones de MP₁₀ de las 3.000 fuentes, con lo que se obtiene una emisión de 13.063 ton. Esto se muestra en la Tabla 17 y se compara con los inventarios anteriores.

Tabla 17. Emisiones de MP₁₀ de los inventarios anteriores y los ajustes realizados

	2005 Dictuc	2014 Usach	2015 MMA	2022 Dictuc	2022 Dictuc ajustado	2022 Cota
MP ₁₀	566	742	911	27.306	1.551	13.063

Fuente: Elaboración propia en base a Elaboración propia en base a (Dictuc, Informe final, 2007), (Universidad de Santiago de Chile, 2014), (Dictuc, inventario RMS industria - agroindustria, 2023)

Como se puede ver en la tabla, las emisiones de MP₁₀ no son consistentes con los inventarios anteriores, por lo que se realiza un análisis detallado de las fuentes para determinar correcciones.

Este análisis muestra que existen 19 fuentes que emiten más de 10 ton/año cada una y que en total son responsables de 12.907 ton/año de MP₁₀. Es decir, estas 19 fuentes son responsables del 98,8 % de las emisiones totales y se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Fuentes responsables del 98,8% de las emisiones industriales de MP₁₀ en la RMS en la base de datos RETC 2022

Establecimiento	Tipo de fuente	Emisiones (ton)
Planta Cerro Blanco - Til Til	Horno Rotatorio	18,96
Soprole	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	501,66
Soprole	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	501,66
Soprole	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	2.618,25
Aconcagua Foods S.A.	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	544,18
Aconcagua Foods S.A.	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	764,54
Planta Softys Talagante	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	439,00
Fábrica de Pastas	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	16,76
Eisa Don Pollo	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	42,37
Promaz	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	154,23
Planta De Tratamiento De Aguas Servidas La Farfana	Caldera Agua Caliente	1.063,24
Strindberg	Horno de Panadería	472,02
Strindberg	Horno de Panadería	47,19
Strindberg	Horno de Panadería	11,42
Strindberg	Horno de Panadería	251,80
Cossbo	Caldera Agua Caliente	20,23
Renca Nueva Renca	Turbina de Gas	31,29
Planta Softys Talagante	Turbina de Gas	5.354,94
Precision Pulley & Idler S.A.	Grupo Electrógeno	35,10
Pap Buin	Grupo Electrógeno	18,74

Fuente: Elaboración propia en base a RETC

A continuación se realiza análisis detallado de las fuentes indicadas en la Tabla 18, revisado las emisiones de MP₁₀:

- 1) La planta Cerro Blanco - Til Til, tiene un Horno Rotatorio con una actividad de 18,96 ton/año, lo cual es alta, pero similar a otras fuentes similares. El cálculo parece correcto.
- 2) La planta Soprole tiene:
 - a. Una caldera que genera vapor o agua caliente que utiliza gas natural y tiene emisiones de 501,66 ton/año, la cual es alta. La base de datos del RETC indica que el consumo nominal es de 1.485 ton/h, pero el consumo indicado en la base de datos del Dictuc, indica 1.423 ton/año, es decir probablemente hay un error

en las unidades. Se corrigió a 1.485 ton/año. Con esto las emisiones de esta fuente quedan en 0,238 ton/año.

- b. Una segunda caldera igual a la anterior con el mismo consumo y combustible. Se realizó la misma corrección y las emisiones de esta fuente quedan en 0,238 ton/año.
 - c. Una tercera caldera similar a la anterior con un consumo de 2.015 ton/h, que probablemente tiene el mismo error de unidades. Se realizó la misma corrección y las emisiones de esta fuente quedan en 0,322 ton/año.
- 3) La planta Aconcagua Foods S.A., tiene:
- a. Una Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente) con emisiones de 544,2 ton/año. La base de datos del RETC indica que el consumo nominal es de 1.009 ton/h, pero el consumo indicado en la base de datos del Dictuc, indica 2.127 ton/año, es decir probablemente hay un error en las unidades. Se corrigió a 1.009 ton/año. Con esto las emisiones de esta fuente quedan en 0,062 ton/año.
 - b. Una segunda Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente) con emisiones de 764,5 ton/año. La base de datos del RETC indica que el consumo nominal es de 1075 ton/h, pero el consumo indicado en la base de datos del Dictuc, indica 2.956 ton/año, es decir probablemente hay un error en las unidades. Se corrigieron las unidades, quedando 1.075 ton/año. Con esto las emisiones de esta fuente quedan en 0,087 ton/año.
- 4) La planta Softys Talagante tiene:
- a. Una Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente) con emisiones de 333,66 ton/año y consumos de 1.156,4 ton/h. Pero en la base de datos del Dictuc, la misma caldera tenía un consumo de 1.156,4 ton/año. Luego los datos se ingresaron con las unidades incorrectas. Se corrigió el consumo a 1.156,4 ton/año. Las emisiones quedaron en 0,04 ton/año.
 - b. Una Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente) con emisiones de 5.358,18 ton/año y consumos de 25.385,2 ton/h. Pero en la base de datos del Dictuc, la misma caldera tenía un consumo de 25.385,2 ton/año. Luego los datos se ingresaron con las unidades incorrectas. Se corrigió el consumo a 25.385,2 ton/año. Las emisiones quedaron en 3,97 ton/año.
- 5) La Fábrica de Pastas tiene una Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente) con emisiones de 16,7 ton/año y un consumo nominal de 1.000 kg/h, lo que fue confirmado por la empresa. No se realizó ningún ajuste para esta fuente.
- 6) La planta Eisa Don Pollo tiene una Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente) con emisiones de 21,98 ton/año y un consumo nominal de 2.190 kg/h. Sin embargo en una entrevista con el encargado de la planta, se nos indicó que el valor correcto era 1.095 kg/h. Se ajustaron los datos y las emisiones quedaron en 10,99 ton/año. En la entrevista se nos indicó que el equipo tiene un Filtro de vela catalítico con eficiencia del 98%, con esto, las emisiones quedan en 0,22 ton/año.
- 7) La planta Promaiz tiene una Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente) que utiliza biomasa con emisiones de 80,0 ton/año y un consumo de 36.260.910 kg/h, lo que es muy alto. Sin embargo, la base de datos del Dictuc indica un consumo de 362.609,10 ton/año. Luego, se asume que hubo un problema de transcripción y de unidades, se cambió el consumo a 362.609,10 ton/año. Con esto, las emisiones quedan en 59,13 ton/año.
- 8) La planta de Tratamiento De Aguas Servidas La Farfana tiene:

- a. Una caldera de agua caliente a biogás con emisiones de 4,19 ton/año y un consumo de 26,151ton/h. Pero para la misma fuente, la base de datos del Dictuc indica 26,151 ton/año. Luego, probablemente hubo un error en las unidades. Se corrigió a 26,151ton/año. Con esto las emisiones quedan en 0,00001 ton/año.
 - b. Una caldera de agua caliente a biogás con emisiones de 1.063,38 ton/año y un consumo de 6.637,81ton/h. Pero para la misma fuente, la base de datos del Dictuc indica 6.637,81ton/año. Luego, probablemente hubo un error en las unidades. Se corrigió a 6.637,81 ton/año. Con esto las emisiones quedan en 0,71 ton/año.
- 9) La planta Strindberg tiene:
- a. Un horno de panadería que usa gas natural y emisiones de 472,2 ton/año y un consumo de 5073,38 m³/h, pero en la base de datos del Dictuc el consumo era de 5073,38 m³/año. Luego se corrige a 5073,38 m³/año. Además, las horas de uso por año eran de 290.007.429. Se corrigieron a 8.760, que es el máximo de horas por año y las emisiones quedan en 0,0006 ton/año.
 - b. Otro horno de panadería que usa gas natural y emisiones de 47,19 ton/año y un consumo de 5073,38 m³/h, pero en la base de datos del Dictuc el consumo era de 5.073,38 m³/año. Luego se corrige a 5.073,38 m³/año. Además, las horas de uso por año eran de 28.990.743. Se corrigieron a 8.760, que es el máximo de horas por año y las emisiones quedan en 0,0006 ton/año.
 - c. Otro horno de panadería que usa gas natural y emisiones de 11,42 ton/año y un consumo de 2.151,43 m³/h, pero en la base de datos del Dictuc el consumo era de 2.151,43 m³/año. Se corrige a 2.151,43 m³/año. Además, las horas de uso por año eran de 12.265.314. Se corrigieron a 8.760, que es el máximo de horas por año y las emisiones quedan en 0,0006 ton/año.
 - d. Otro horno de panadería que usa gas natural y emisiones de 251,83 ton/año y un consumo de 975,65 m³/h, pero en la base de datos del Dictuc el consumo era de 975,65 m³/año. Se corrige a 975,65 m³/año. Además, las horas de uso por año eran de 55.751.429. Se corrigieron a 8.760, que es el máximo de horas por año y las emisiones quedan en 0,0006 ton/año.
- 10) La planta Cossbo tiene una Caldera Agua Caliente a biomasa con emisiones de 18,27 ton/año, 8760 horas de uso, un consumo nominal de 920 kg/h y un consumo de 1.556.000 kg/h. Pero de acuerdo a lo indicado durante la visita a la planta, el consumo es de 400 kg/h y las horas de uso son 8.553. Además, el equipo tiene un precipitador electrostático con eficiencia de 95% que no estaba en la base de datos. Con esto, las emisiones quedan en 0,39 ton/año al incluir el precipitador.
- 11) La planta Nueva Renca tiene una turbina que utiliza gas natural como combustible y una emisión anual de 31,28 ton/año. Los valores son similares a otras turbinas a gas, por lo que se supone que las emisiones son correctas.
- 12) La empresa Precision Pulley & Idler S.A. tiene un grupo electrógeno que utiliza petróleo 2 y tiene emisiones de 35,1 ton/año y un consumo de 2,1 ton/h. Pero la base de datos del Dictuc indica un consumo de 2,1 ton/año. Luego hubo un problema de unidades. Se corrige a 2,1 ton/año y las emisiones quedan en 0,00015 ton/año.
- 13) La empresa PAP Buin tiene un grupo electrógeno que utiliza petróleo 2 y tiene emisiones de 18,90 ton/año. El consumo nominal es de 50.148 kg/h y el consumo 1 es de 624,94 (kg/h). En este caso, el consumo 1 parece correcto y se utilizó para corregir el cálculo. Las emisiones quedan en 0,24 ton/año.

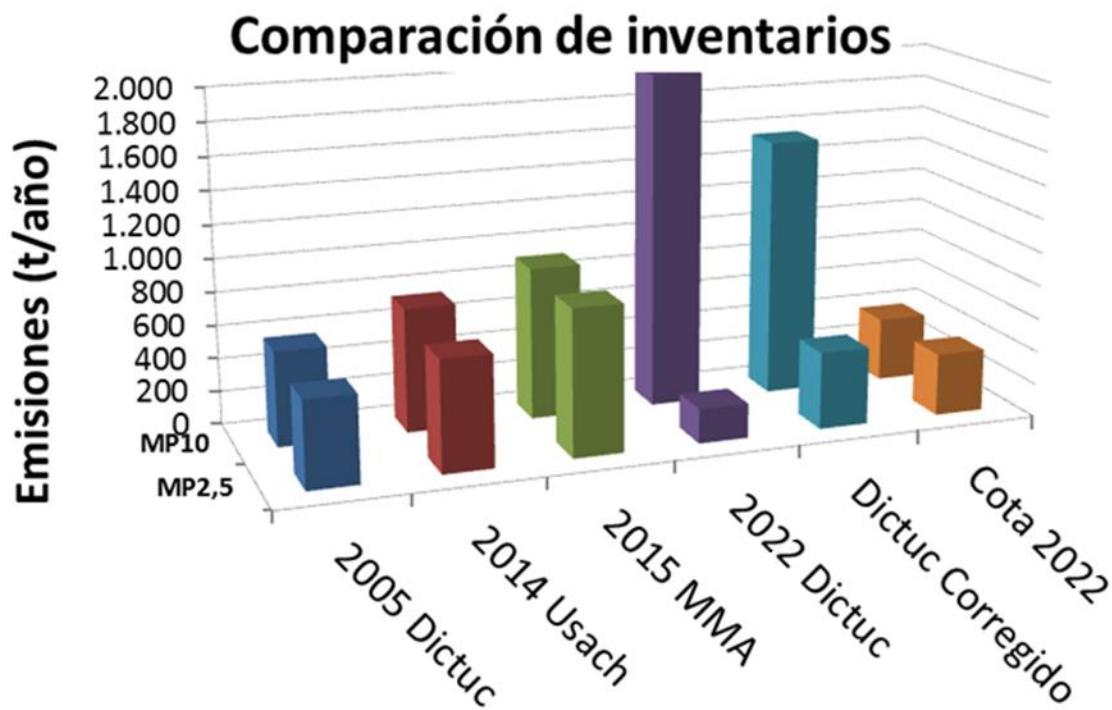
Complementario a lo anterior, se contemplan los siguientes ajustes:

- **Aceites Granasur.** La Superintendencia del Medio Ambiente realizó un informe de fiscalización N° DFZ-2023-3238-XIII-PPDA el 19 de julio de 2023. En ese informe se indica que la caldera industrial N° de registro IN-1971, potencia nominal del 424 kW, dejó de operar en agosto de 2022 por un desperfecto. A esa caldera se le hizo una medición de emisiones el 14 de marzo de 2020 y se encontró que emitía 2,9 mg/m³ de material particulado con un caudal de 709 m³/h. Con estos datos, y usando la información del RETC de 1261 horas de uso al año, se obtiene una emisión de 0,0026 ton/año de MP. Esto contrasta con los 5,26 ton/año que se calculan en el RETC, año 2022 o los 5,99 ton/año del 2021. Además, el consumo indicado en la base de datos RETC es de 49.225 m³/h. Sin embargo una búsqueda en internet dio como resultado que las calderas de 400 kW tienen un consumo máximo menor a 50 m³/h. Luego debe haber un error de digitación en la base de datos del RETC. Se ajustó el consumo en la base de datos del RETC a 17 m³/h para que la emisión anual fuera de 0,0026 ton/año.
- **Agroindustrial El Paico.** En la declaración de impacto ambiental del SEA¹⁰ se indica que existen cuatro grupos electrógenos con una potencia de 640 kW cada uno. En la base de datos del RETC se indica que la potencia es 0 kW, luego se corrigió a 640 kW. Además la DIA indica que las emisiones de los 4 generadores son 2,16 ton/año, lo que contrasta con lo indicado en el RETC que es de 0,158 ton/año. Luego cada generador emite 0,54 ton/año. Por otro lado en base de datos RETC se indica que 3 generadores consumen 2,28 l/h y uno de ellos consume 2,28 kg/h. Luego hubo un error de digitación que se corrigió. La base de datos del RETC indica que el uso es de 48 horas al año, que parece bajo. Se corrigió el número de horas de uso por año a para que las emisiones por generador fueran de 0,54 ton/año.
- **Planta BALL Chile**, en un informe del SEA (resolución exenta N° 202013101383) se indica que la emisiones totales de MP10 son de 12,12 ton/año y las emisiones de NOx son 67,2 ton/año, pero en el RETC, la suma de todas las fuentes (13 fuentes) emisoras de MP10 es de 0,0003 ton/año y las de NOx son de 0,1 ton/año. Luego hay una inconsistencia. Ocho de estas fuentes utilizan petróleo N° 2, diésel y tienen un uso de 0 horas al año. Luego probablemente el número de horas de uso es incorrecto. Si las emisiones totales son 12,12 ton/año, significa que cada fuente diésel emite 1,515 ton/año. Se corrigió el número de horas de uso a 1310 para que las emisiones totales de MP10 coincidieran con el informe del SEA.

Con los ajustes indicados anteriormente se obtiene un total de 381,87 ton de MP₁₀ para la Región Metropolitana. Para el MP_{2,5} se utilizaron las mismas fuentes, niveles de consumo y horas de uso. Los resultados de las emisiones industriales de MP_{2,5} son: 372,2 ton/año. Estos resultados se muestran gráficamente en la Figura 9.

¹⁰ Revisado online el 13 de noviembre de 2024, en <https://infofirma.sea.gob.cl/DocumentosSEA/MostrarDocumento?docId=ba/2c/6fa19703e56577d53c2c3715bc3591f11f34>

Figura 9. Comparación gráfica de los inventarios anteriores de emisiones industriales y los resultados del presente estudio



Fuente: Elaboración propia en base a Elaboración propia en base a (Dictuc, Informe final, 2007), (Universidad de Santiago de Chile, 2014), (Dictuc, Inventario RMS industria - agroindustria, 2023)

La Tabla 19 muestra el resumen de las emisiones calculadas por Cota para el año 2024 y una comparación con estudios anteriores.

Tabla 19. Resultados del inventario industrial Cota 2024 y comparación con inventarios industriales de estudios anteriores ton/año

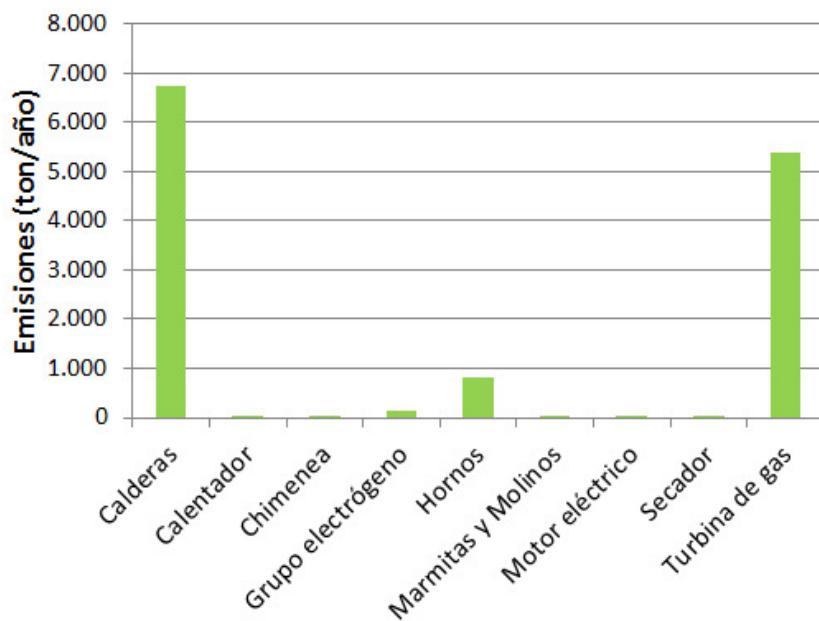
	2005 Dictuc	2014 Usach	2015 MMA	2022 Dictuc	Dictuc Corregido	2022 Cota
MP ₁₀	566	742	911	27.306	1.551	350
MP _{2,5}	517	662	874	223	460	340
NO _x	7.991	4.921	4.895	11.452		6.394
CO	3.100	1.139	598	1.618		2.252
COV		23	23	305		193
SO ₂	9.719	1.966		23.289		2.667

Fuente: Elaboración propia en base a Elaboración propia en base a (Dictuc, Informe final, 2007), (Universidad de Santiago de Chile, 2014), (Dictuc, Inventario RMS industria - agroindustria, 2023)

Como complemento, se entrega la figura siguiente, donde se puede ver por fuente, el aporte en el total de emisiones de MP₁₀, obtenidas con los datos originales del RETC, es

decir, de manera previa a realizar las correcciones y consultas a las empresas para actualizar la información.

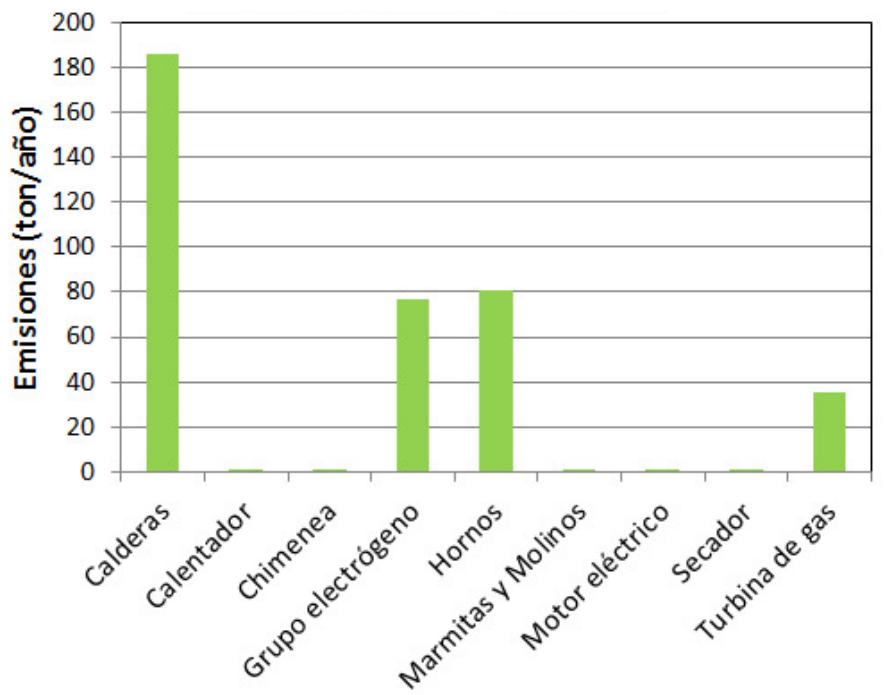
Figura 10. Emisiones por tipo de fuente de MP₁₀, datos originales RETC



Fuente: Elaboración en base a RETC

Luego, los valores de aporte de cada tipo de fuente al inventario total de MP₁₀ para la RMS, luego de haber realizado las correcciones, se muestran en la figura siguiente:

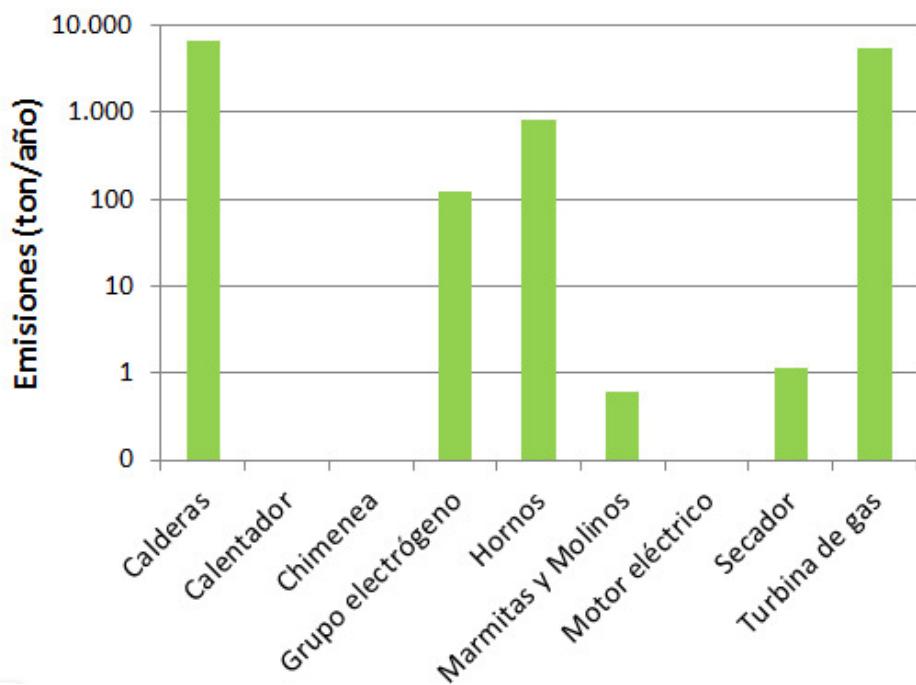
Figura 11. Emisiones por tipo de fuente de MP₁₀, corregida luego de revisión y consulta a empresas



Fuente: Elaboración propia en base a corrección de datos RETC

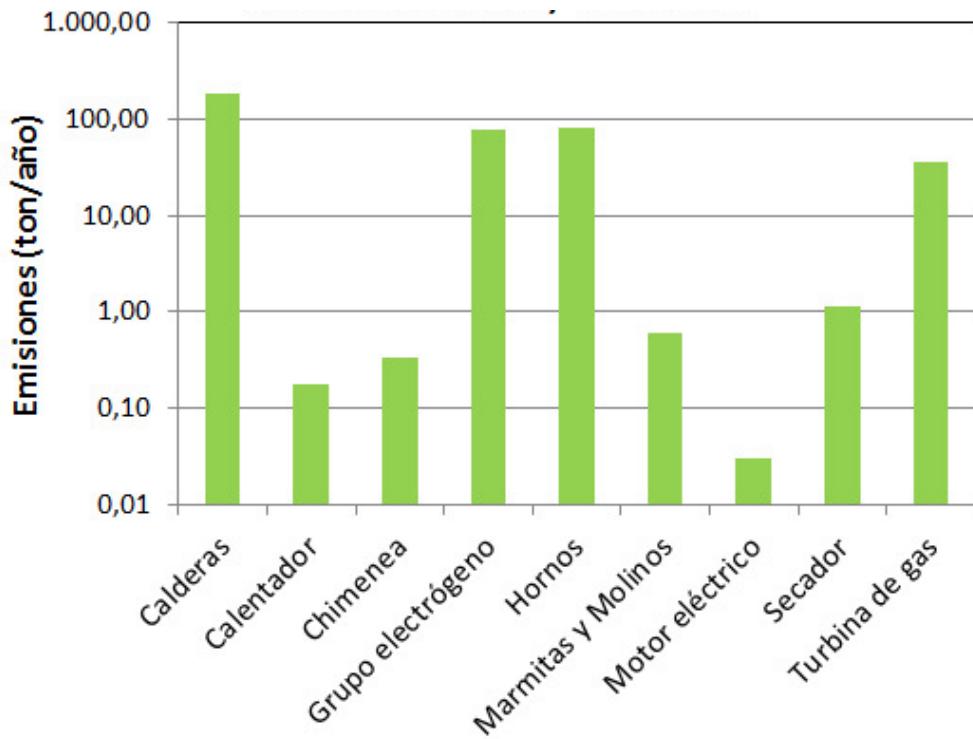
Para observar de mejor manera el aporte de todas las fuentes, se agrega la misma figura, pero en escala logarítmica:

Figura 12. Emisiones por tipo de fuente de MP₁₀, escala logarítmica, datos originales RETC



Fuente: Elaboración en base a RETC

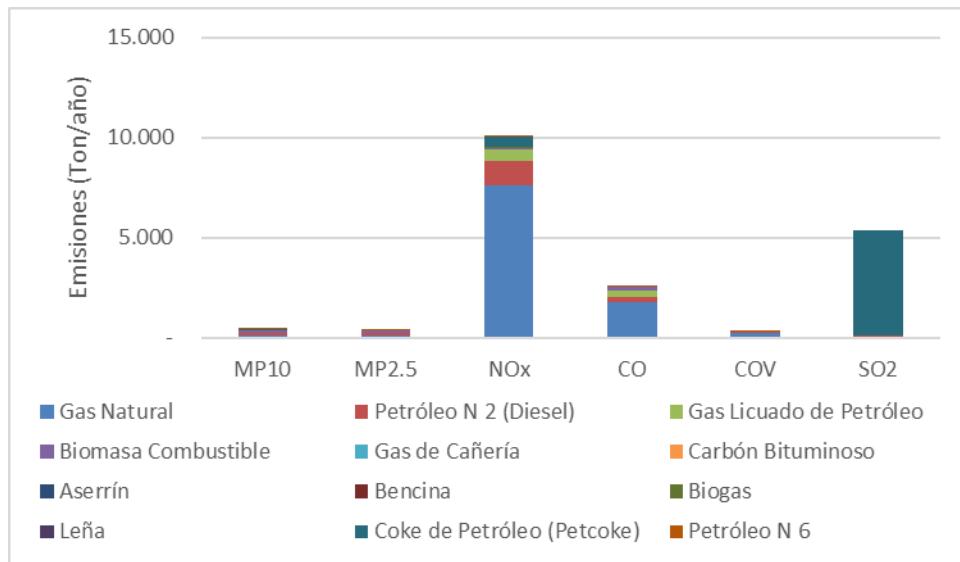
Figura 13. Emisiones por tipo de fuente de MP₁₀ escala logarítmica, corregida luego de revisión y consulta a empresas



Fuente: Elaboración propia en base a corrección de datos RETC

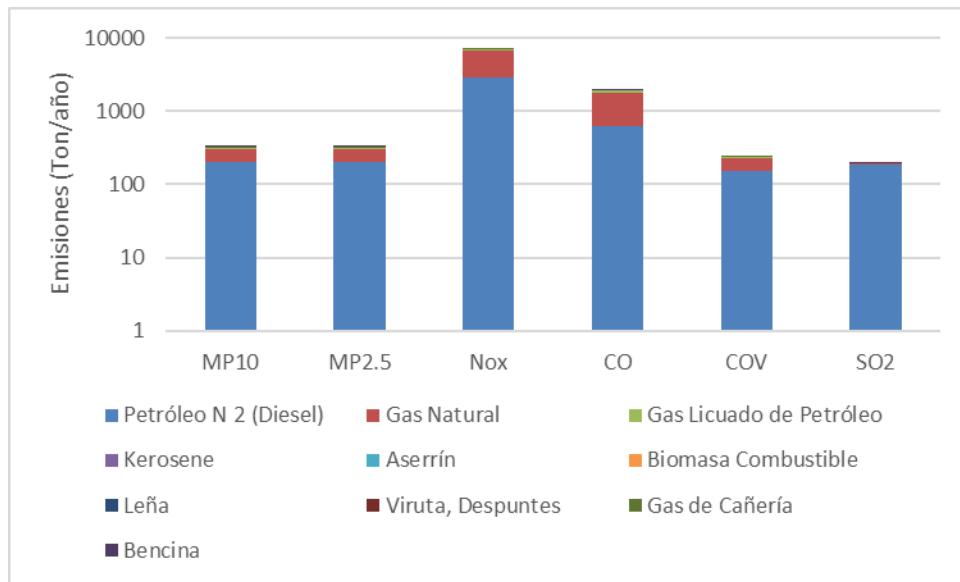
Para visualizar la influencia de cada combustible en la emisión de un contaminante en particular, se muestran las figuras siguientes, en escala normal y logarítmica, para facilitar la visualización de los datos.

Figura 14. Emisiones de contaminantes según combustible utilizado, año 2021, sector industrial



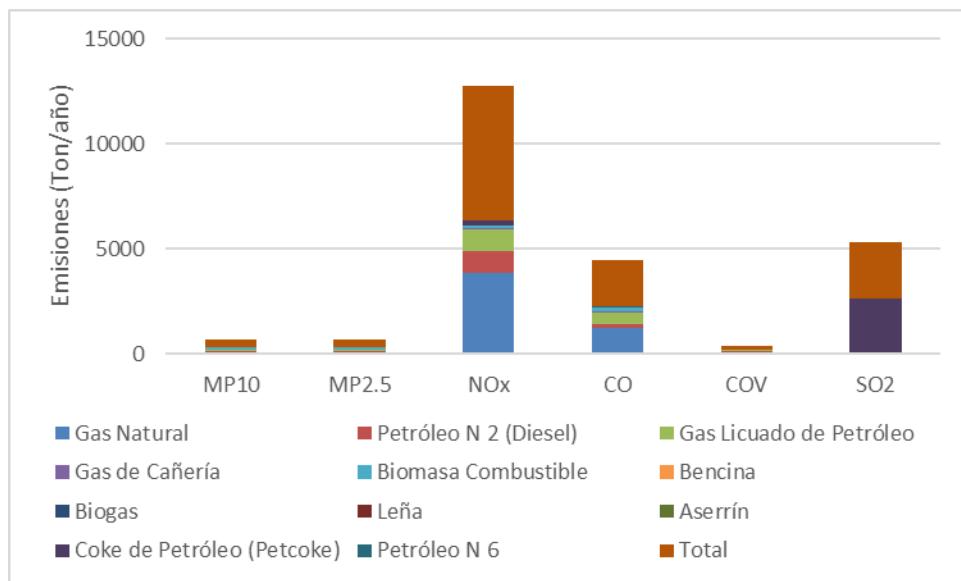
Fuente: Elaboración propia

Figura 15. Emisiones de contaminantes según combustible utilizado, año 2021, sector industrial (escala logarítmica)



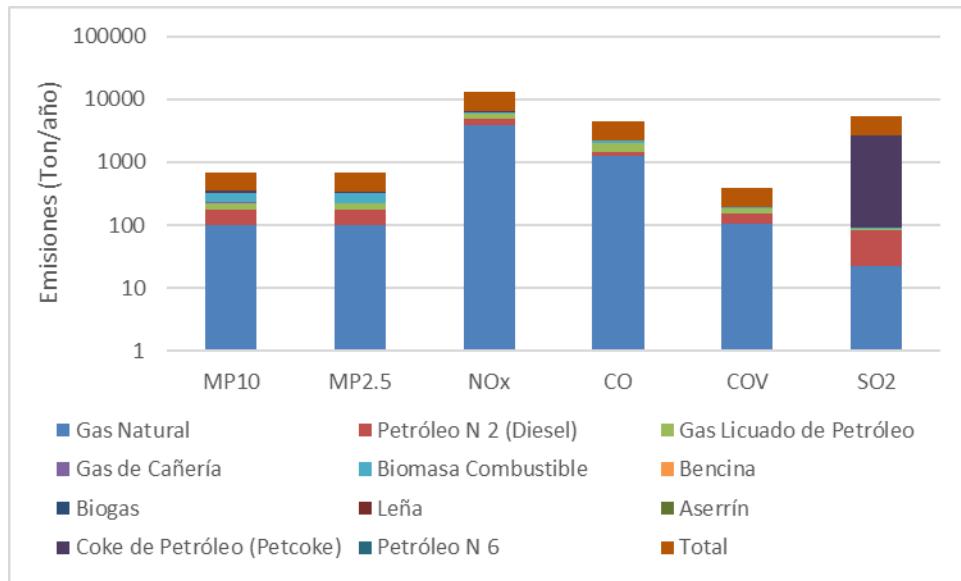
Fuente: Elaboración propia

Figura 16. Emisiones de contaminantes según combustible utilizado, año 2022, sector industrial



Fuente: Elaboración propia

Figura 17. Emisiones de contaminantes según combustible utilizado, año 2022, sector industrial (escala logarítmica)



Fuente: Elaboración propia

3.2.3. Construcción del inventario no industrial y completitud de resultados

Se puede observar en la Tabla 19, que las emisiones de MP_{10} son aproximadamente la mitad de lo obtenido en los inventarios Usach 2014 y MMA 2015. Esto puede parecer inconsistente con los resultados anteriores. Sin embargo esto no es así, ya que los inventarios anteriores incluyeron en las emisiones industriales a las fuentes comerciales, es decir calderas de

edificios, casas de reposo, supermercados, edificios fiscales, entre otros. En este trabajo, se separaron las fuentes industriales de las no industriales en la base de datos del RETC. Las fuentes industriales corresponden a 3.000 y las fuentes comerciales/residenciales/otras no industriales (en adelante, fuentes no industriales) corresponden a 8.389 para el año 2022.

Los resultados de este análisis se encuentran en la sección 7 de este informe. Sin embargo, se muestran acá los resultados obtenidos para poder visualizar la coherencia del inventario de fuentes fijas industriales y no industriales, respecto de los inventarios previos. Los resultados se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 20. Resultados del inventario industrial y no industrial Cota 2024 y comparación con inventarios industriales de estudios anteriores ton/año

	2005 Dictuc	2014 Usach	2015 MMA	2022 Dictuc	2022 Cota Industrial	2022 Cota No industrial	2022 Cota total
MP ₁₀	566	742	911	27.306	350	319	669
MP _{2,5}	517	662	874	223	340	318	658
NO _x	7.991	4.921	4.895	11.452	6.394	6.136	12.530
CO	3.100	1.139	598	1.618	2.252	1.678	3.930
COV		23	23	305	193	231	424
SO ₂	9.719	1.966		23.289	2.667	213	2.880

Fuente: Elaboración propia en base a Elaboración propia en base a (Dictuc, Informe final, 2007), (Universidad de Santiago de Chile, 2014), (Dictuc, Inventario RMS industria - agroindustria, 2023) y correcciones a datos del RETC

3.2.4. Comentarios y conclusiones

La Figura 9 muestra los resultados de los inventarios anteriores y los del presente estudio. Se puede observar que las emisiones de MP₁₀ son levemente menores a lo obtenido por la mayoría de los inventarios previos. La base de datos utilizada, corresponde al RETC, la cual tiene problemas de integridad de datos por lo que fue necesario corregir individualmente los datos de muchas fuentes.

Para estos efectos, el equipo consultor considera que los monitoreos isocinéticos realizados a las fuentes entregan información real que puede permitir el mejoramiento de los datos contenidos en las bases del RET. Sin embargo, el nivel de detalle y tiempo que podría requerir la revisión de los resultados de este tipo de ensayos se escapa al alcance de este estudio, sobre todo si la información obtenida en dichos monitoreos no se encuentra sistematizada en una base de datos.

Complementario a lo anterior, el día 5 de septiembre de 2024, este equipo consultor recibió desde la Subsecretaría de Salud Pública, las bases de datos asociadas al DS138, para el periodo comprendido entre los años 2008 y 2019.

No obstante lo anterior, para verificar la consistencia de los datos, este equipo consultor consideró el siguiente plan de acción:

- 1) Separación de fuentes industriales y no industriales. Se llevó a cabo la revisión por rut de las fuentes fijas, realizando la separación de aquellas que corresponden al sector industrial de aquellas que no. Con esto es posible contar con un inventario preciso para el sector industrial, sin tomar en cuenta fuentes que se encuentran, por ejemplo, en edificios residenciales o en centros de salud.

- 2) Revisión de los niveles de actividad por fuente. Como se describió, se revisó la consistencia del consumo de combustible y los niveles de actividad, realizando las correcciones que se describen y justifican en este informe.
- 3) Revisión de los factores de emisión. Se utilizaron los factores de emisión de la EPA para instalaciones no controladas.
- 4) Consulta a las empresas. Para aquellas fuentes que pertenecían a los mayores emisores de la RMS se realizaron consultas directas con el fin de confirmar los niveles de actividad, y conocer de la presencia o no de mecanismos de abatimiento de emisiones. Así, cuando los titulares de las fuentes informaron de la existencia de tecnología de abatimiento, se incluyó la eficiencia de ésta.

Con lo anterior, se realizó lo siguiente para poder generar conclusiones:

- 1) Revisión de las emisiones agregadas de fuentes industriales y no industriales. Como se puede apreciar de la observación de la Tabla 20, para el caso de MP₁₀ y MP_{2,5}, se observa consistencia entre la suma de los valores de los inventarios industrial y no industrial, entre los resultados de Cota 2024, MMA 2015, Usach 2014 y Dictuc 2005. Para el caso de NOx, CO, COV y SO₂ la información de los inventarios anteriores no muestra una tendencia clara como en el caso de los MP, por lo que no se puede concluir respecto de estos datos.

Luego, para complementar los análisis, se contempla realizar:

- 1) Insistir con las consultas a las fuentes fijas que mayor participación tienen en las emisiones de MP₁₀ en la RMS, con el fin de contar con información precisa para corregir el inventario.
- 2) Para revisar tendencias en las emisiones de todas las fuentes fijas (industriales y no industriales, para la próxima entrega se considera la revisión de los datos del RETC para los años 2019, 2020 y 2021, con el fin de evaluar si hay tendencias esperables globales y por fuente, para los principales emisores. Esto permite comentar respecto de la calidad de la información del RETC.
- 3) En particular, para el año 2019, dado que se cuenta con información del RETC y de la enviada por la Subsecretaría de Salud Pública, se revisarán los datos de las fuentes con mayores emisiones, con el fin de poder identificar potenciales errores en la información.

En base a lo anterior, se obtendrá una serie de tiempo de emisiones para fuentes fijas industriales y no industriales y se podrá generar otras conclusiones respecto de la calidad de la información y la evolución de las emisiones en la RMS.

4. PROYECCIÓN DEL INVENTARIO

Tomando como base el inventario ajustado 2022, se procede a realizar la proyección de las emisiones a 15 años.

Para realizar la proyección, se considera el escenario actual de desarrollo de proyectos en la RMS. Para esto se consultó en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) respecto de los proyectos ingresados a trámite desde el 1 de enero de 2023 a la fecha¹¹ para el sector industrial. Se omiten de la revisión los proyectos de desarrollo de plantas fotovoltaicas, dado que en su operación no contribuyen con emisiones. Los proyectos identificados se muestran en la Tabla 21.

Otro antecedente a tener en cuenta es la incorporación de hidrógeno verde (H2V) en procesos productivos en todo el país, y en particular, en la RMS. A este respecto se puede destacar la inauguración, llevada a cabo por el Ministro de Energía Diego Pardow, de la primera planta piloto de hidrógeno verde para minería en Til-Til. La planta fue desarrollada en el marco de la primera Aceleradora de Hidrógeno Verde (Aceleradora H2V), de la Agencia de Sostenibilidad Energética y el Ministerio de Energía, por el Centro Nacional de Pilotaje (CNP) y Minera San Pedro en Til Til.

La planta considerará la operación de tres electrolizadores, una producción diaria de 1 kg H2/día, utilizando la energía generada por 22 paneles solares, que se localizan en el techo de la instalación, y un potencial para producir 3 kg H2/día en operación continua. El almacenamiento se realizará a una presión de 35 bares en un tanque buffer con capacidad de 850 litros, y cuenta además con un sistema de compresión que permite el almacenamiento del H2 a 150 bar en cilindros que pueden ser trasladados a puntos de consumo fuera de la planta.

En cuanto a los futuros pilotajes, se informa que se está en conversaciones con varias empresas; y en el corto plazo se iniciará un proyecto con Sun Solutions, empresa que ha desarrollado un quemador dual que usa hidrógeno y gas. En este piloto se evaluarán diversas mezclas con el objetivo de alcanzar el máximo porcentaje de H2, para optimizar la eficiencia energética y el desempeño del sistema. Las pruebas se llevarán a cabo en las instalaciones industriales de Minera San Pedro, utilizando hidrógeno verde producido en su planta.¹²

¹¹ La revisión se llevó a cabo el 20 de agosto de 2024.

¹² Revisado online el 22 de agosto de 2024, en <https://www.agenciase.org/2024/08/21/ministro-de-energia-inaugura-primer-planta-piloto-de-hidrogeno-verde-para-mineria-en-til-til-y-se-anuncian-dos-nuevos-proyectos/>

Tabla 21. Proyectos a desarrollar en la RMS ingresados al SEA desde 2023 a la fecha

Proyecto - Titular - Comuna	Fecha presentación - Estado	Sector productivo Inversión (MMU\$)	Objetivo del proyecto	Descripción
Continuidad Operacional Mina de Yeso Romeral y Planta de Procesamiento de Yeso San Gabriel Sociedad Industrial Romeral SA San José de Maipo	1-jul-2024 En Calificación	Minería 8,0	Modernización de la infraestructura instalada y habilitación de nuevas instalaciones para dar continuidad operacional de la Mina de Yeso Romeral y Planta de Procesamiento de Yeso San Gabriel, aprovechando los recursos disponibles de acuerdo a las autorizaciones sectoriales vigentes permitiendo ampliar la vida útil del Proyecto por un periodo de 35,5 años, con una fase productiva de 35 años de extensión.	Consiste en la continuidad operativa de la Mina de Yeso Romeral y la Planta de Procesamiento de Yeso de San Gabriel, que permitirá la explotación del mineral de yeso por un periodo de 35 años (500.000 ton/año, autorizado por SERNAGEOMIN). La faena actual se divide en 4 zonas. Las obras en cada área son: -Área Mina: habilitación y operación de un acopio transitorio de yeso de baja ley; habilitación de: 3 canales de contorno; un acopio de tierra vegetal por construcción de obras; y de un nuevo camino de acceso operacional al rajo. -Área Campamento: traslado de bodega de materiales; habilitación y operación de una bodega de residuos sólidos peligrosos; habilitación de un patio de salvataje para residuos sólidos industriales no peligrosos y habilitación y operación de una bodega de residuos sólidos asimilables a domiciliarios. Área Acopio Intermedio Llano Largo: sector donde se almacena temporalmente el mineral de yeso extraído desde la Mina para ser trasladado a la Planta San Gabriel. Además, se considera la habilitación y operación de: una fosa séptica para servicios higiénicos, de una bodega de residuos peligrosos y el mejoramiento de accesos de vehículos. Área Planta San Gabriel: actualización operativa del área de yesos técnicos; mejoras al silo de recuperación de yesos de rechazo; modificación del galpón de producto terminado; actualización operativa del área de chancado; incorporación de filtro de polvo en área de calcinación y área de paletizado de yeso espuma, implementación y operación de nueva romana de pesaje de camiones, el mejoramiento de accesos de vehículos del área; habilitación y

Proyecto – Titular - Comuna	Fecha presentación - Estado	Sector productivo Inversión (MMU\$)	Objetivo del proyecto	Descripción
				operación de una fosa séptica para servicios higiénicos de Romana 2; habilitación de zona de lavado de grúas y habilitación de instalación de faena en zona existente de contratistas. Estas obras buscan mejorar los estándares operacionales ambientales del proyecto, a través de la instalación de filtros de manga en las diversas plantas de proceso de la fábrica San Gabriel, incluyendo materiales para la reducción del ruido y generación de infraestructura que eleve la calidad de las instalaciones, entre otras.
Modificación Planta de Envases CMF Envases CMF S.A. Pudahuel	14-may-2024 En Calificación	Instalaciones fabriles varias 11,9	Aumentar la producción y optimizar las operaciones de la Planta, cumpliendo con los estándares de seguridad, calidad, ambientales aplicables y con la normativa territorial vigente	CMF cuenta con una Planta que fue construida en la década de los 90 y ampliada en el año 2003. El Proyecto implica una serie de modificaciones y ampliaciones en las instalaciones existentes, principalmente asociada a la construcción de una bodega de almacenamiento de productos generales. Esta nueva instalación permitirá liberar espacio al interior de la Planta y optimizar los procesos de operación junto con mejorar la logística asociada al almacenamiento y distribución de productos.
Regularización de estanques de almacenamiento de sustancias peligrosas, caldera y planta de tratamiento de riles Quimetal Industrial S.A.	31-ene-2024 No Admitido a Tramitación 7-may-2024 En Calificación	Instalaciones fabriles varias 2,8	Regularizar las obras ya implementadas: i) caldera Dueik de 5 MVA, ii) 5 estanques de almacenamiento de SO ₂ , iii) 2 estanques de acumulación de Oxicloruro de Cobre y iv) modificación del alcance operacional de planta de tratamiento de riles. Corregir el nombre de la unidad "horno - caldera" por "reactor de azufre" en la descripción de la Línea de Fabricación de SO ₂ e informar la eliminación de los procesos "preserva de uva" y "molibdato	Contempla la regularización de la instalación de 5 estanques de almacenamiento de SO ₂ (asociados a la Línea de fabricación de Dióxido de Azufre; 2 estanques de acumulación de Oxicloruro de Cobre (estanques asociados al proceso de Oxicloruro de Cobre); instalación de caldera Dueik de 5000 KVA y la modificación del alcance operacional de la planta de tratamiento de riles. Estas modificaciones son proyectos implementados con objeto de hacer más eficiente los procesos productivos, destacando que no cambian los procesos de fabricación calificados con anterioridad.

Proyecto – Titular - Comuna	Fecha presentación - Estado	Sector productivo Inversión (MMU\$)	Objetivo del proyecto	Descripción
Maipú			de sodio", además del retiro de la caldera Bryan de 169 kVA.	Cabe señalar que el proyecto en evaluación contempla además la ampliación de la capacidad de almacenamiento de residuos peligrosos, la que se materializará mediante la construcción de una nueva Bodega Respel.
Actualización del Establecimiento Industrial, Planta Smurfit Kappa de Chile, Lampa Smurfit Kappa de Chile S.A. Lampa	18-abr-2024 En Calificación	Instalaciones fabriles varias 0,0	Presentar una actualización de la RCA N°48/2004 referente a los equipos y maquinarias que tiene la Planta, así como el funcionamiento de la Planta de Tratamiento de RILes y la incorporación de un nuevo grupo eléctrico de emergencia, lo que no involucra un cambio en la producción máxima autorizada de 96 millones de m ² /año de la Planta Smurfit Kappa de Chile.	En la Planta Smurfit Kappa de Chile se elaboran envases de cartón corrugados, a partir de bobinas de papel y adhesivos vegetal, además de tintas a base de agua, lo cual se efectúa a través de una línea Corrugadora y seis equipos de Conversión. En la actualidad, se encuentran instalados 6 equipos de Conversión, donde la sexta línea tiene la característica de ser más eficiente que las otras, lo que permite optimizar el proceso y reducir los desperdicios, alcanzando la producción máxima de 96 millones de m ² /año, El Proyecto considera actualizar la RCA N°48/2004 sobre la situación actual de la Planta: considera la instalación de un nuevo grupo eléctrico de emergencia. En cuanto a la planta de tratamiento de RILes, se ha modificado los afluentes a tratar, ya que no se considera el RIL proveniente de la planta de preparación de adhesivo que se utiliza en la línea de Corrugado, el cual es recirculado en un 100%, por lo que solo se trata el RIL proveniente de las líneas de Conversión con un caudal de descarga de 15 m ³ /día.
Planta Paneles de Yeso y Ampliación Cantera Rubí Knauf de Chile Limitada	4-abr-2024 En Calificación	Minería 102,0	Construcción y operación de una nueva planta de fabricación de paneles de yeso con capacidad productiva de 22 millones m ² /año, para su comercialización en el mercado de la construcción, con foco particular en la construcción de vivienda social y ampliar la extracción de mineral	Amplía la explotación actual de mineral de yeso en el Yacimiento Rubí, desde 5.000 t/mes hasta un máximo de 62.500 t/mes, alcanzando una tasa de extracción potencial de 375.000 t/año de yeso (para 6 meses de operación estacional debido a restricciones climáticas). Para lo anterior se utilizará el método de explotación a cielo abierto, con

Proyecto – Titular - Comuna	Fecha presentación - Estado	Sector productivo Inversión (MMU\$)	Objetivo del proyecto	Descripción
Lampa			<p>de yeso en la cantera Rubí que proveerá de materia prima a la planta, hasta una tasa máxima de 375.000 toneladas de yeso al año.</p>	<p>arranque mediante perforación y tronadura del material. Cabe señalar que se considera la habilitación de un área como botadero, donde será depositado el material estéril.</p> <p>Una vez extraído el mineral, éste será cargado y trasladado a la planta de chancado, para luego ser chancado, proceso del cual se obtendrán productos finos y gruesos. Posteriormente, el mineral de yeso grueso será transportado hasta el área de acopio temporal Los Maitenes o hasta la nueva planta de paneles de yeso, la cual se localizará en Puente Alto, mientras que el mineral fino será despachado hacia consumidores del mercado del cemento u otros mercados similares.</p> <p>El Proyecto considera la construcción y operación de una planta de fabricación de paneles de yeso con capacidad productiva de 22 Millones m²/año de 12,5 mm de espesor. El proceso de fabricación de paneles de yeso considera los siguientes procesos: chancado, fabricación de yeso (calcinación y molienda), estación de preparación, línea de producción de paneles de yeso y área de embalaje y despacho.</p> <p>La vida útil del Proyecto será de 57 años una vez iniciada la operación, la que se estima en base a las reservas identificadas en el sector y el ritmo de extracción de mineral de yeso desde el yacimiento Rubí.</p> <p>Para la descripción de las obras del Proyecto, éstas se han agrupado en 3 sectores según ubicación geográfica:</p> <p>Sector Cantera Rubí (SC): Incluye las obras asociadas a la operación minera. Se considera</p>

Proyecto – Titular - Comuna	Fecha presentación - Estado	Sector productivo Inversión (MMU\$)	Objetivo del proyecto	Descripción
				<p>además instalaciones temporales para la construcción de estas obras.</p> <p><i>Sector Transporte (ST):</i> Incluye la actividad de transporte desde el SC hasta el SP y el área de acopio temporal Los Maitenes.</p> <p><i>Sector Planta (SP):</i> Incluye las obras asociadas al procesamiento de yeso para la fabricación de paneles.</p>
Cierre de pozo de extracción de áridos Sociedad Minera Rosario Limitada Puente Alto	22-feb-2024 No calificado 12-feb-2024 Desistido	Minería 0,35	Integración y ejecución de un conjunto de medidas y acciones destinadas a mitigar los efectos derivados del proceso ya terminado de extracción de material, de forma de asegurar la estabilidad física del pozo, en conformidad a la normativa ambiental aplicable para resguardar la vida, salud, seguridad de las personas y medio ambiente. Asimismo, se busca restaurar la geomorfología y cubierta vegetal del área y la instalación de un cierre perimetral definitivo.	<p>El Proyecto consiste en el cierre de una faena extractiva de áridos del tipo pozo seco, paralizada por decisión del Titular en 2021.</p>
Ampliación Producción Planta Maipú Cristalerías Toro SpA Maipú	25-ene-2024 En Calificación	Otros 100,0	Aumentar la producción total de envases de vidrio de la planta Maipú de CRISTORO, bajo un sistema de tecnología eficiente y sustentable.	<p>El proyecto consiste en el aumento de la producción de envases de vidrio de la planta Maipú de CRISTORO, a partir de la incorporación de un segundo horno híbrido de fusión de vidrio (a gas natural licuado y electricidad). Con la incorporación de este nuevo horno y sus instalaciones, la producción total de la planta Maipú de CRISTORO aumenta de 300 a 700 ton/día de vidrio fundido.</p> <p>El proyecto contempla un horno con tecnología eficiente desde el punto de vista energético, que minimiza las emisiones atmosféricas y se desarrollará en la Planta Maipú de CRISTORO (existente), dentro del mismo predio del proyecto "Horno Híbrido Toro - Maipú", sin añadir superficie adicional. El proyecto</p>

Proyecto – Titular - Comuna	Fecha presentación - Estado	Sector productivo Inversión (MMU\$)	Objetivo del proyecto	Descripción
				<p>"Horno Híbrido Toro - Maipú" cuenta entre sus principales instalaciones con: galpón de materias primas, casa de mezclas, máquinas de formación de envases, sistema de tratamiento térmico de envases, sistemas de inspección, máquinas de embalaje, además del horno de vidrio y una planta de reciclaje de vidrio. De la misma manera el proyecto "Ampliación Producción Planta Maipú" contempla una nueva nave de producción, que replicará el proceso del horno 1.</p> <p>El Proyecto contempla el almacenamiento de Petróleo Diesel y GLP para su uso como combustible en maquinaria, vehículos y de respaldo para los Hornos y Archas.</p>
Proyecto Modificación instalaciones de Los Bronces: Remoción Tranque Pérez Caldera y adaptación del Recurso Hídrico Anglo American Sur S.A. Colina-Lo Barnechea	18-ene-2024 En Calificación	Minería 1104,0	<p>Los objetivos del proyecto son:</p> <ul style="list-style-type: none"> Optimizar el proceso de remoción de relaves del Tranque Pérez Caldera. Adaptar el abastecimiento de recursos hídricos para Los Bronces a la condición de escasez hídrica, habilitando el suministro de 500 l/s de aguas obtenidas de fuentes alternativas (agua de mar desalinizada), a fin de asegurar el suministro para la operación Los Bronces, incluyendo la demanda de agua asociada al proceso optimizado de repuldeo del Tranque Pérez Caldera. El repotenciamiento del Sistema de Agua Recuperada. 	<p>Considera los siguientes partes que modifican la operación Los Bronces aprobada ambientalmente a la fecha:</p> <ul style="list-style-type: none"> Optimización del proceso de repuldeo del tranque de relaves Pérez Caldera Adaptación del abastecimiento de recursos hídricos para Los Bronces a la condición de escasez hídrica, habilitando el suministro de 500 l/s de aguas obtenidas de fuentes alternativas (agua de mar desalinizada) Repotenciamiento del Sistema de Agua Recuperada, aumentando su capacidad de impulsión de 1.000 l/s a 1.200 l/s
Molino Peñaflor CMSC	30-oct-2023 Aprobado	Agropecuario 50,0	Construir y operar un Molino, en un área agroindustrial de la comuna de Peñaflor, para la elaboración de harina de trigo,	Construir y operar una nueva planta. Las operaciones del Proyecto incluirán desde la recepción del trigo de agricultores nacionales e importado hasta su despacho como harina

Proyecto - Titular - Comuna	Fecha presentación - Estado	Sector productivo Inversión (MMU\$)	Objetivo del proyecto	Descripción
Compañía Molinera San Cristóbal S.A. Peñaflor			cuya capacidad total será 1.100 toneladas/día de molienda de trigo.	panadera. La primera etapa constructiva se desarrollará el año 1 y 2, luego el año 3 comienza la operación de dicha etapa, para posteriormente el año 6 y 7 construir la segunda etapa, y así el año 8 comenzará la operación total del Proyecto. El Proyecto cuando esté en su totalidad finalizado y en plena operación podría eventualmente reemplazar una o dos de las actuales plantas de molienda de Compañía Molinera San Cristóbal S.A., localizadas en la Región Metropolitana. El Proyecto tiene una vida útil indefinida.
Extracción mecanizada en ribera sur río Maipo km 3.750 al km 4500 y km 5500 al km 6500 aguas abajo puente Maipo, comuna de Buin Compañía Minera Santa Laura Limitada Buin	23-agosto-2023 En Calificación	Minería 0,5	Desarrollar la actividad de extracción mecanizada de áridos en el lecho del río Maipo, el volumen promedio a remover es del orden de 10.000 m ³ /mes, la vida útil del proyecto es de 56 meses (fase operación 50 meses).	El proyecto plantea la factibilidad de desarrollar en el cauce del río Maipo una faena extractiva correspondiente a un tramo de 750 m y 1.000 m, entre los km 3.750 y 4.500, con un volumen de 187.543 m ³ y del km 5.500 al km 6.500, con un volumen de 310.468 m ³ , teniendo un volumen total de 498.011 m ³ , solicitando la extracción para 50 meses corridos (fase operación), con una tasa mensual de 10.000 m ³ . El material extraído será comercializado mediante venta in-situ. Es importante señalar que no se contempla el procesamiento de áridos ni acopio de materiales dentro del área del proyecto en evaluación. La vida útil total del proyecto es de 56 meses, considerando 50 meses de operación, 2 meses de construcción y 4 meses de fase de cierre.
Extracción Mecanizada de Áridos en Río Maipo Km 1+000 a Km 2+000	24-julio-2023 Desistido	Minería 0,3	Desarrollar la actividad de extracción mecanizada de áridos en el lecho del río Maipo, a una tasa mensual de 10.000 m ³ durante 41 meses, duración de la Fase de Operación del Proyecto, totalizando	El proyecto ubicado en las comunas de Puente Alto y Pirque, busca desarrollar en el cauce del río Maipo una faena extractiva, aguas abajo del puente San Ramón, en este caso se requiere extraer 408.173 m ³ durante 41 meses (fase de

Proyecto – Titular - Comuna	Fecha presentación - Estado	Sector productivo Inversión (MMU\$)	Objetivo del proyecto	Descripción
Aguas Abajo del Puente San Ramón Hormigones Transex Limitada Puente Alto-Pirque			408.173 m ³ extraídos al término del Proyecto. El material árido será vendido de manera in-situ sin ser procesado.	operación del proyecto), con una tasa mensual promedio de extracción de 10.000 m ³ . El material extraído será comercializado in situ, contemplando una instalación de faena básica donde se llevarán a cabo tareas administrativas relacionadas con la venta in situ. No se contempla el procesamiento de áridos ni acopio de materiales en ninguna fase del proyecto que se presenta a evaluación. La vida útil total del proyecto es de 44 meses (3 años y 8 meses).
Regularización de Actividades Banco Arenero Preexistente Soc. Catalán Herrera Hermanos y Cía. Ltda. San José de Maipo	4-jul-2023 No calificado	Minería 0,03	Busca autorizar la operación de un banco de extracción de áridos de rodados existente en la zona de hace más de 50 años, el cual es frecuentemente requerido para el abastecimiento de material de ejecución de diferentes obras de infraestructura pública y necesidades de la comunidad en general.	Contempla la regularización de un banco de arena que comienza su extracción hace más de 50 años. En 1992 se aprueba el estudio hidráulico y en 2002 la Dirección de Obras Hidráulicas revalida el estudio. La superficie total que posee el propietario corresponde a 15,8 ha, de las cuales se utilizan en las actividades de extracción 5,3 ha aprox. El volumen de material en los últimos años ha sido estable en torno al rango de 30.000 a 40.000 m ³ por temporada, logrando un máximo potencial de 50.000 m ³ de arena tipo correctora. De acuerdo a ello el proyecto se presenta para 50.000 m ³ /año
Extensión vida útil Papeles Cordillera - Máquina MP20 Envases Impresos Cordillera SpA	4-jul-2023 Aprobado	Instalaciones fabriles varias 1,5	Prolongar la vida útil de la máquina papelera MP-20, cuya operación y capacidad se encuentra autorizada en el marco del Proyecto "Ampliación de la capacidad de producción de la máquina papelera MP-20", por un periodo de 40 años más, de modo de otorgar	El Proyecto que se somete a evaluación mediante la presente DIA, se denomina "Extensión vida útil Papeles Cordillera-Máquina MP20", cuyas partes, obras y acciones se localizan en las actuales instalaciones de la fábrica de Papeles Cordillera.

Proyecto – Titular - Comuna	Fecha presentación - Estado	Sector productivo Inversión (MMU\$)	Objetivo del proyecto	Descripción
Puente Alto			<p>continuidad operacional a las actuales operaciones de la Fábrica de Papeles Cordillera.</p> <p>Para ello se considera continuar con la operación de todas aquellas obras anexas y complementarias al funcionamiento de la máquina MP-20, sin sufrir modificaciones respecto a la capacidad y tasa de producción actual.</p>	<p>El Proyecto consiste en modificar el proyecto "Ampliación de la capacidad de producción de la máquina papelera MP-20", calificado ambientalmente mediante la RCA N°025/2005, a partir de la extensión de su vida útil por un periodo de 40 años más.</p>
Continuidad Operacional Extracción de Áridos Km 6,5 a Km 8 Ribera Norte Río Maipo Ecological Systems S.A. San Bernardo	27-ene-2023 En Calificación	Minería 0,2	<p>Proseguir con la actividad de extracción de áridos en el tramo 6,5 al 8,0 km en el Río Maipo, totalizando un volumen de extracción de 1.934.431 m³ en 96 meses de vida útil del Proyecto.</p>	<p>Aumento de vida útil de la fase de operación del Proyecto "Modificación Proyecto Km 7 Extracción y procesamiento de áridos para la industria del Hormigón premezclado" aprobado por RCA N°500/2014, en un plazo de 8 años, para extraer material árido integral desde el cauce del Río Maipo, aguas abajo del Puente Maipo Ruta 5, mejorando las condiciones de cierre del proyecto al final de su vida útil.</p> <p>La extracción total de áridos se estima en un volumen igual a 1.934.431 m³ in situ, en 8 años de vida útil. Para la extracción del volumen propuesto, se excavarán zanjas de sección trapezoidal 3:2 con una longitud total de 1500 m y un ancho basal de 200 m. La pendiente media del área del proyecto mantiene la pendiente del cauce en 0,85% en promedio. La pendiente media del canalón de extracción es de 0,817% y su pendiente compuesta es de 0,800% y 0,850%. La profundidad media de las excavaciones es de 3,60 m aproximadamente.</p> <p>El Proyecto solo considera la extracción del material integral y la venta in situ del 100% de este.</p>

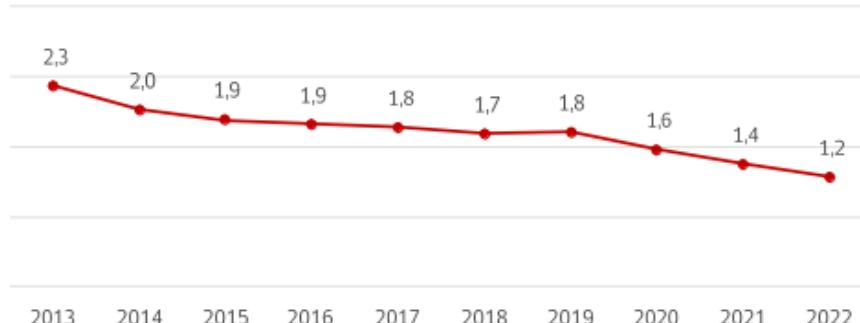
Fuente: Servicio de Evaluación Ambiental, Chile

4.1. METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN

Para la proyección se considera establecer como evolucionarían las emisiones sin mediar algún tipo de intervención regulatoria o de mercado, estableciendo un caso base (*business as usual*), que luego, en un próximo informe, será contrastado con distintos escenarios regulatorios, con el fin de revisar el impacto de estos es la evolución de las emisiones en la RMS.

Para la realización de la proyección se considera que la evolución de las emisiones en el sector industrial está relacionada con la evolución de la economía. En Chile, se han tomado medidas para desacoplar la generación de ingresos (PIB) del consumo energético, la intensidad energética¹³, lo que ha significado una moderada baja en este indicador, como se muestra en la figura siguiente:

Figura 18. Evolución de la intensidad energética (Tcal/miles de millones de clp)



Fuente: (Comisión Nacional de Energía, 2023)

Si bien no se encuentran proyecciones de demanda de energía o de crecimiento del PIB específicas para la RMS, sí se pueden encontrar a nivel nacional. En particular, en (Coordinador Eléctrico Nacional, 2024) considera, en su proyección de demanda eléctrica en el sistema, las proyecciones siguientes de crecimiento del PIB:

Tabla 22. Proyección del PIB (%) utilizada en la proyección de demanda eléctrica

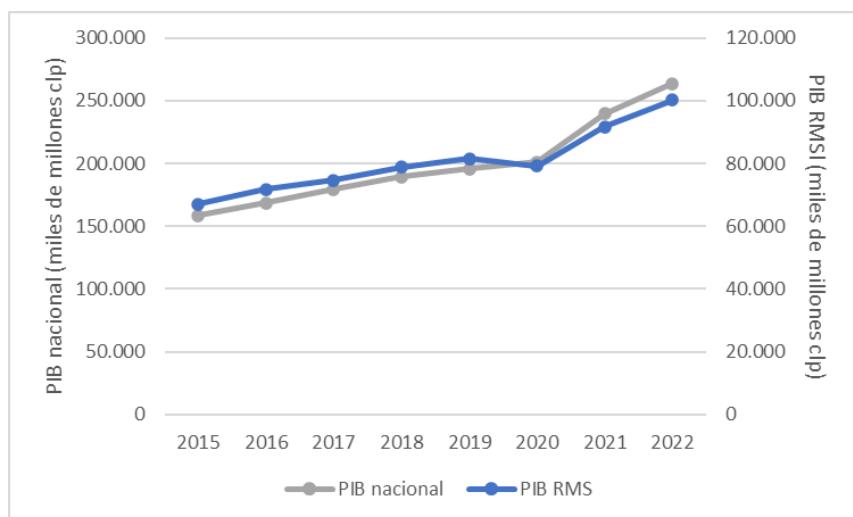
	Escenario medio	Escenario alto
2023	-0,2	0,0
2024	1,9	2,6
2025	2,0	2,6
2026	2,4	2,4
2027	2,3	2,3
2028	2,2	2,2
2029	2,1	2,1
...
2043	2,1	2,1

Fuente: (Coordinador Eléctrico Nacional, 2024)

¹³ Según (Comisión Nacional de Energía, 2023) “La Intensidad Energética refleja la energía efectivamente requerida en Chile para la obtención de una unidad del producto interno”.

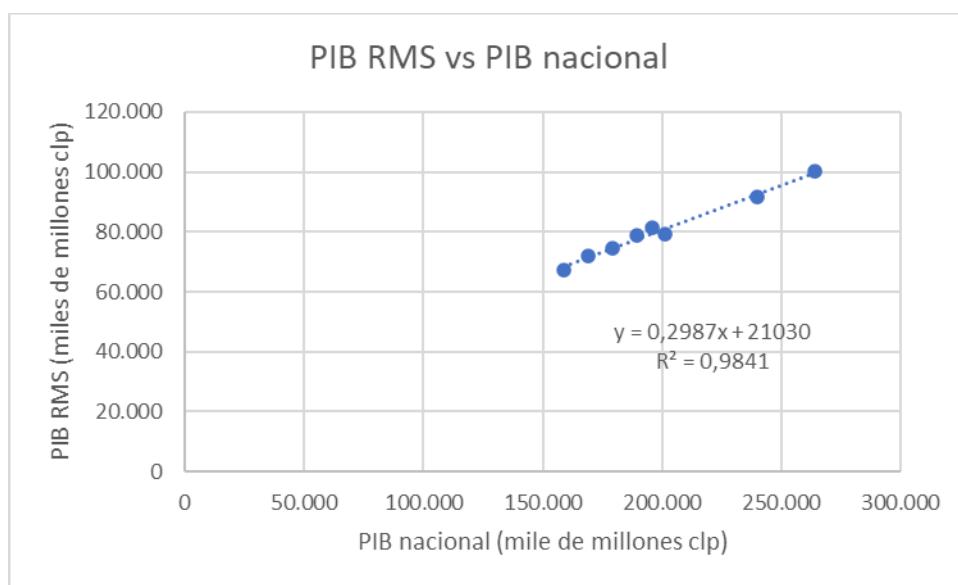
Estas proyecciones son a nivel nacional, por lo que es necesario revisar la relación entre el PIB de la RMS y el nacional, lo que se revisa en las figuras siguientes:

Figura 19. PIB nacional y de la RMS, 2015 a 2022



Fuente: Elaboración propia en base a Cuentas Nacionales del Banco Central de Chile

Figura 20. Correlación entre PIB nacional y de la RMS, 2015 a 2022

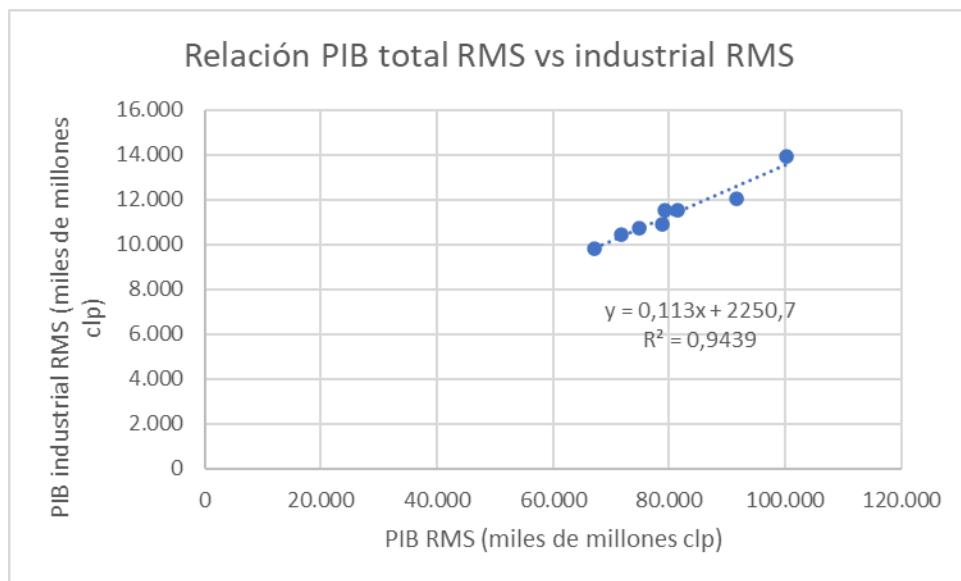


Fuente: Elaboración propia en base a Cuentas Nacionales del Banco Central de Chile

Como se puede apreciar de la observación de la Figura 19, si bien tienen órdenes de magnitud distintos, el PIB nacional presenta un comportamiento similar al de la Región Metropolitana. Esto se ve reforzado al observar la correlación entre ambas variables (Figura 20).

Con esto, es posible afirmar que la tasa de crecimiento del PIB nacional puede ser aplicada a la RMS. Luego, resulta necesario revisar la relación entre el PIB de la RMS con el PIB industrial de la misma región, con el fin de concluir respecto de la representatividad de la proyección regional al sector industrial. La correlación entre ambas variables se muestra en la figura siguiente:

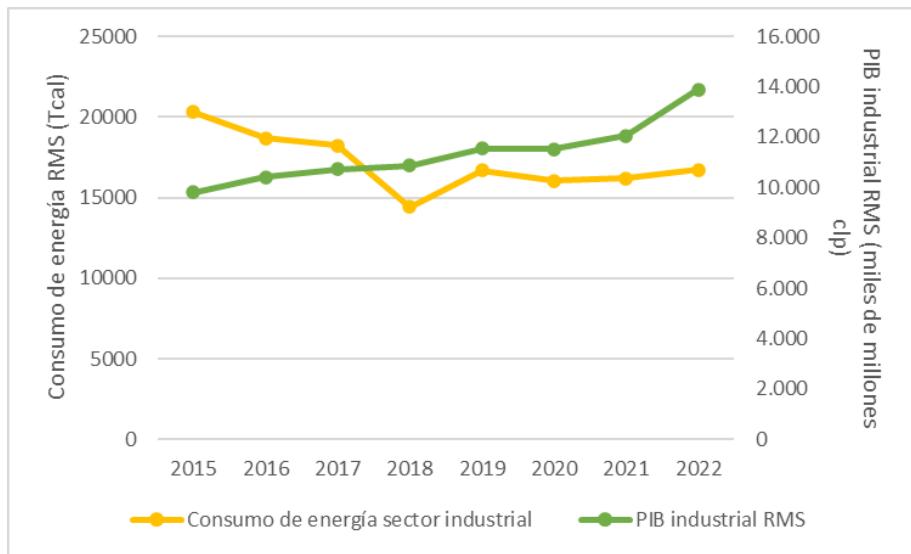
Figura 21. Correlación entre el PIB total de la RMS vs el PIB industrial de la misma región, 2015 a 2022



Fuente: Elaboración propia en base a Cuentas Nacionales del Banco Central de Chile

Visto que la relación entre el PIB nacional, regional y regional industrial presentan una alta correlación lineal, se procede a revisar la relación entre el PIB y el consumo de energía. A continuación, se muestra

Figura 22. Consumo de energía y PIB de la RMS



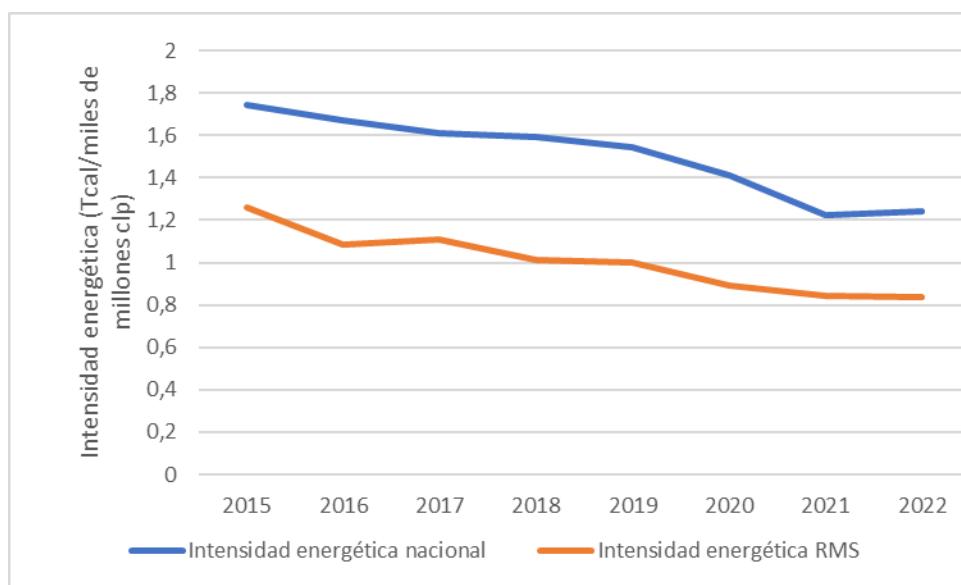
Fuente: Elaboración propia en base a Banco Central y Anuarios Energéticos de la CNE¹⁴

¹⁴ (Comisión Nacional de Energía, 2016), (Comisión Nacional de Energía, 2017), (Comisión Nacional de Energía, 2018), (Comisión Nacional de Energía, 2019), (Comisión Nacional de Energía, 2020), (Comisión Nacional de Energía, 2021), (Comisión Nacional de Energía, 2022), (Comisión Nacional de Energía, 2023).

Al observar la Figura 22 se puede apreciar que el comportamiento entre ambas variables no sigue la misma tendencia, mostrando el PIB una tendencia más estable que el consumo energético.

Luego, para la RMS no se cuenta con información del consumo energético primario, por lo que no resulta posible considerar la intensidad energética obtenida desde el consumo primario para poder proyectar su evolución. Es por esto que se estiman las intensidades energéticas relativas al consumo final a nivel nacional y regional, como se muestra en la figura siguiente:

Figura 23. Intensidad energética relativa al consumo final nacional y de la RMS



Fuente: Elaboración propia en base a Banco Central y Anuarios Energéticos de la CNE

Luego, una vez que haya sido proyectado el PIB de la RMS, se utilizará la intensidad energética relativa al consumo final para proyectar esta última variable.

Por su parte, la evolución de las emisiones de contaminantes locales en el sector industrial está directamente relacionada a la evolución de la actividad económica y el consumo energético, por lo tanto, como caso base, es posible establecer que las emisiones pueden proyectarse en función de las expectativas de crecimiento económico.

4.2. PROYECCIÓN DEL INVENTARIO

De la metodología previamente descrita, se obtiene una tasa de crecimiento en la demanda de energía. Para efectos de la proyección, se asume que sin tomar medidas que apunten a reducir las emisiones, ya sea en procesos con o sin combustión, el aumento en el consumo de energéticos es proporcional a la evolución de las emisiones.

La tasa de crecimiento anual es determinada por los escenarios de proyección de crecimiento del PIB (medio y alto en la Tabla 22) y por la intensidad energética (IE) relativa al consumo final considerada. En este caso se contemplan 2 casos de IE:

- **Promedio de la IE entre 2015 y 2022:** se opta por un promedio de los últimos 8 años, con el fin de poder reducir los efectos de shock puntuales (como por ejemplo, la pandemia o el estallido social) que impactaron sobre la producción de PIB y/o del consumo de combustibles.

- **IE de 2022:** dado que la IE muestra una tendencia a la baja, impulsada por diversas medidas en pro de la eficiencia energética y disminución de los contaminantes, se considera el último valor obtenido del parámetro, que es el más bajo de la serie.

Con lo anterior, se cuenta con 4 escenarios de crecimiento que entregan un rango entre el cual podrían evolucionar las emisiones de contaminantes locales en el escenario base. Los valores de crecimiento de la demanda de energía en estos 4 escenarios se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 23. Proyección del crecimiento de las emisiones en las RMS

	Escenario medio		Escenario alto	
	IE promedio	IE 2022	IE promedio	IE 2023
2024	1,499%	1,499%	2,052%	2,052%
2025	1,584%	1,584%	2,063%	2,063%
2026	1,909%	1,909%	1,915%	1,915%
2027	1,838%	1,838%	1,844%	1,844%
2028	1,766%	1,766%	1,771%	1,771%
2029	1,693%	1,693%	1,698%	1,698%
2030	1,700%	1,700%	1,705%	1,705%
2031	1,707%	1,707%	1,711%	1,711%
2032	1,713%	1,713%	1,718%	1,718%
2033	1,720%	1,720%	1,724%	1,724%
2034	1,726%	1,726%	1,731%	1,731%
2035	1,733%	1,733%	1,737%	1,737%
2036	1,739%	1,739%	1,743%	1,743%
2037	1,745%	1,745%	1,749%	1,749%
2038	1,751%	1,751%	1,755%	1,755%
2039	1,757%	1,757%	1,761%	1,761%
2040	1,763%	1,763%	1,767%	1,767%
2041	1,769%	1,769%	1,773%	1,773%
2042	1,775%	1,775%	1,779%	1,779%
2043	1,780%	1,780%	1,784%	1,784%

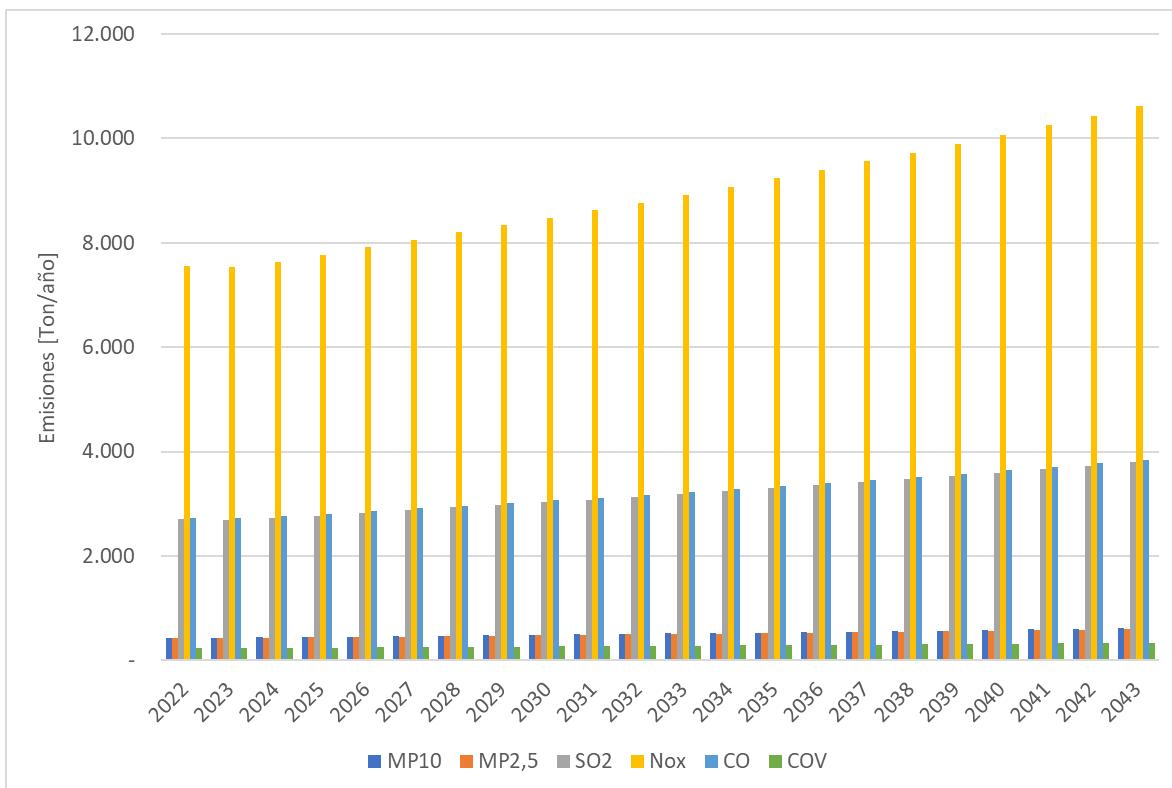
Fuente: Elaboración propia en base a datos CNE y del Banco Central

De la tabla anterior se puede apreciar que, como se obtienen tasas de cambio entre un año y el anterior, por ejemplo, la proyección de crecimiento para el año 2024 es calculada respecto a 2023¹⁵. Así los valores son independientes de la intensidad energética considerada, obteniéndose, entonces, proyecciones que son influidas solo por el escenario de crecimiento económico.

Los resultados obtenidos de la proyección del inventario se muestran a continuación:

¹⁵ Es decir, las emisiones en 2024 se obtienen de la multiplicación de las emisiones de 2023 aumentado según la tasa de crecimiento para el año 2024.

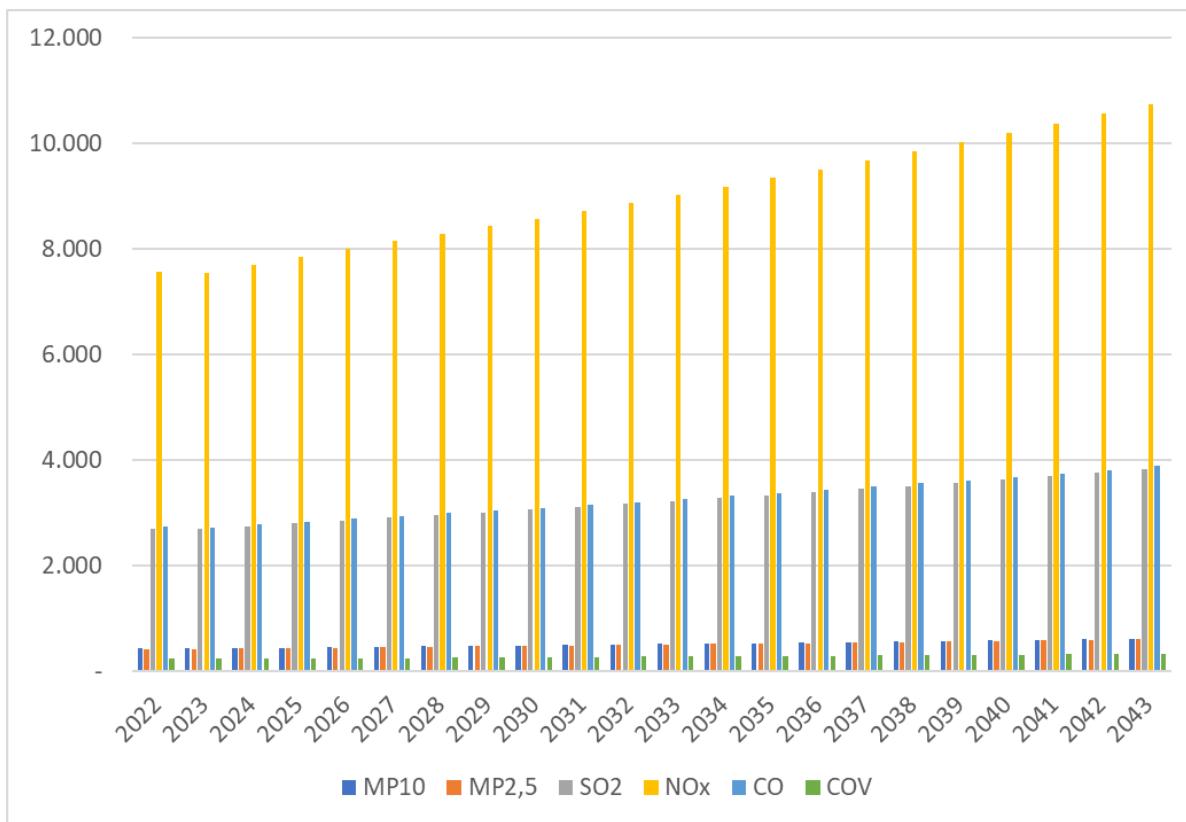
Figura 24. Proyección del inventario 2022, escenario de crecimiento económico medio, 2022 a 2043



Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones de crecimiento del Banco Central

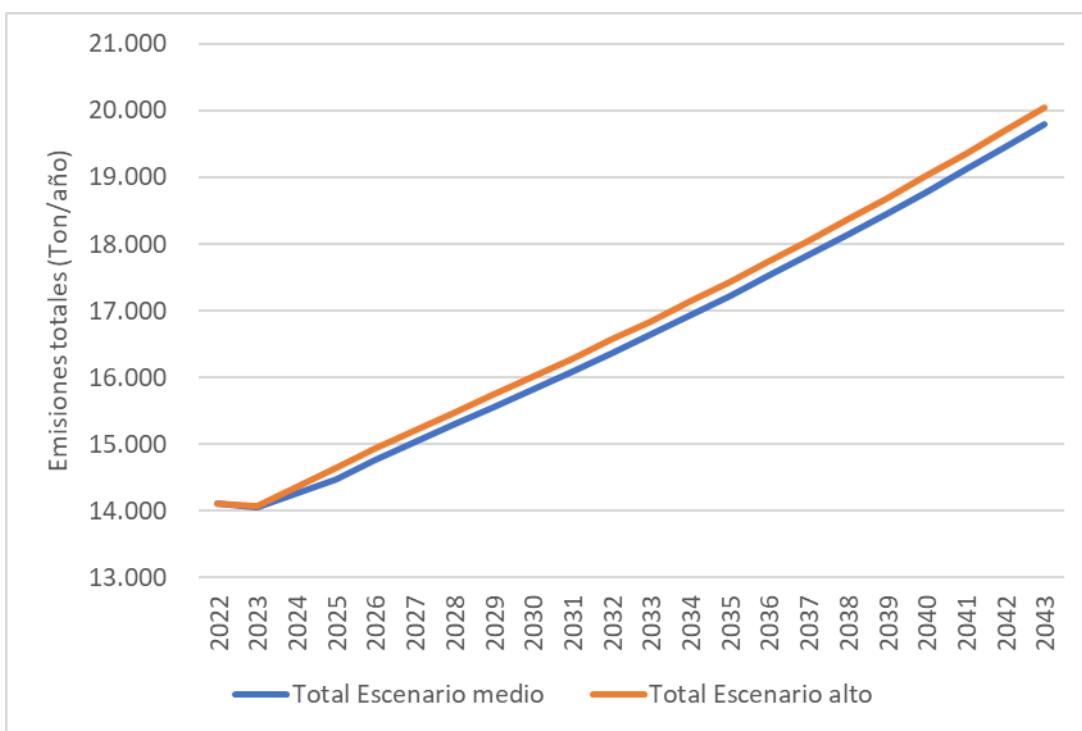
Considerando el escenario de crecimiento económico alto, se tienen los resultados siguientes:

Figura 25. Proyección del inventario 2022, escenario de crecimiento económico alto, 2022 a 2043



Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones de crecimiento del Banco Central

Figura 26. Comparación entre escenarios de crecimiento de emisiones



Fuente: Elaboración propia en base a proyecciones de crecimiento del Banco Central

4.3. COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

Para la proyección del inventario se consideró el nivel de crecimiento de la economía utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional para la estimación del crecimiento de la demanda eléctrica nacional. Luego, se revisó la relación entre el PIB nacional y el de la RMS (total e industrial) para concluir que la correlación entre la evolución del PIB nacional y regional es cercana a 1, por lo que es posible asumir que las proyecciones de crecimiento a nivel nacional pueden aplicarse al ámbito regional.

Como se aprecia de la revisión de la Tabla 21, es posible apreciar que no se observa la instalación/apertura de una cantidad relevante de faenas industriales que pudiese significar un crecimiento desalineado con las tendencias nacionales.

5. ANÁLISIS DE MEDIDAS Y NORMATIVA

A continuación, se procede a realizar una revisión de normativa nacional e internacional que puedan afectar o afecten la evolución de las emisiones de fuentes fijas industriales en la RMS, para luego proceder a la revisión de medidas específicas que ya son, o pueden ser consideradas en el PPDA RMS.

5.1. REVISIÓN NORMATIVA

A continuación se procede a la revisión de normativa nacional, que aun cuando no sea su objetivo principal, afecta sobre las emisiones de contaminantes locales. Posteriormente, se revisa normativa internacional, con el fin de conocer el estado del arte de la regulación a nivel de Estados Unidos y Europa, que son referentes normativos para Chile y el mundo.

5.1.1. *Normativa nacional*

A continuación, se describe la normativa nacional que afecta o puede afectar las emisiones de contaminantes locales.

Normativa de calidad del aire

El Ministerio del Medio Ambiente¹⁶ ha emitido una serie de normativa relativa a la calidad del aire que debe ser observada en el desarrollo del PPDA RMS, estableciendo concentraciones aceptables de contaminantes en determinados lapsos de tiempo. Estas normas se enuncian a continuación:

- **Decreto 12 ESTABLECE NORMA PRIMARIA DE CALIDAD AMBIENTAL PARA MATERIAL PARTICULADO RESPIRABLE MP10, Ministerio del Medio Ambiente, 18 de marzo de 2021.** Establece, entre otros, que la norma primaria de calidad ambiental para material particulado respirable MP10 es cincuenta microgramos por metro cúbico normal ($50 \mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$), como concentración anual¹⁷, y ciento treinta microgramos por metro cúbico normal ($130 \mu\text{g}/\text{m}^3\text{N}$), como concentración de 24 horas¹⁸. Entrega, además, los niveles que originan situaciones de emergencia ambiental por MP.
- **Decreto 115 ESTABLECE NORMA PRIMARIA DE CALIDAD DE AIRE PARA MONOXIDO DE CARBONO (CO), Ministerio Secretaría General de la Presidencia, 6 de agosto de**

¹⁶ O el Ministerio Secretaría General de la Presidencia, cuando el MMA no existía.

¹⁷ Concentración anual: Promedio aritmético de los valores de las concentraciones mensuales de material particulado respirable MP10 correspondientes a un año calendario.

Concentración mensual: Promedio aritmético de los valores de concentración de 24 horas de material particulado respirable MP10 correspondientes a un mes calendario. Sólo se considerará como valor de concentración mensual válido, aquel que resulte de al menos el 75% de las mediciones programadas para el mes, de acuerdo con la periodicidad de monitoreo previamente definida.

¹⁸ Concentración de 24 horas: Promedio aritmético de los valores de las concentraciones de material particulado respirable MP10, medidos en un bloque de 24 horas contadas desde las cero horas de cada día. En caso de pérdida parcial de información horaria, el cálculo de concentración de 24 horas deberá calcularse con al menos 18 valores, es decir, con 18 valores horarios o 18 horas de medición, sean o no consecutivas correspondiente al mismo día de medición.

2002.¹⁹ Establece, entre otros, La norma primaria de calidad de aire para monóxido de carbono como concentración de 8 horas será de 9 ppmv (10mg/m³N), mientras que para 1 hora será de 26 ppmv (30 mg/m³N). Además, especifica los niveles que originan situaciones de emergencia ambiental para monóxido de carbono.

- **Decreto 114 ESTABLECE NORMA PRIMARIA DE CALIDAD DE AIRE PARA DIOXIDO DE NITROGENO (NO₂), Ministerio Secretaría General de la Presidencia, 6 de agosto de 2002.**¹⁹ Establece, entre otros La norma primaria de calidad de aire para dióxido de nitrógeno como concentración anual será de 53 ppbv²⁰ (100 µg/m³N), mientras que la concentración en 1 hora establecida será de 213 ppbv (400 µg/m³N). Además, especifica los niveles que originan situaciones de emergencia ambiental para NO₂.
- **Decreto 112 ESTABLECE NORMA PRIMARIA DE CALIDAD DE AIRE PARA OZONO (O₃), Ministerio Secretaría General de la Presidencia, 6 de agosto de 2002.**¹⁹ Establece, entre otros, que la norma primaria de calidad de aire para ozono como concentración de 8 horas será de 61 ppbv (120 µg/m³N). Además, establece los niveles de concentración en una hora que originarán situaciones de emergencia ambiental para ozono.
- **Decreto 104 ESTABLECE NORMA PRIMARIA DE CALIDAD DE AIRE PARA DIÓXIDO DE AZUFRE (SO₂), Ministerio del Medio Ambiente, 27 de diciembre de 2018.** Establece, entre otros que, la norma primaria de calidad de aire para dióxido de azufre como concentración anual será de 60 µg/m³N, equivalente a 23 ppbv, mientras que como concentración de 24 horas será de 150 µg/m³N, equivalente a 57 ppbv, y para 1 hora será de 350 µg/m³N, equivalente a 134 ppbv. Además, establece los niveles de concentración en una hora que originarán situaciones de emergencia ambiental para dióxido de azufre.
- **Decreto 136 ESTABLECE NORMA DE CALIDAD PRIMARIA PARA PLOMO EN EL AIRE, Ministerio Secretaría General de la Presidencia, 7 de agosto de 2000.** Establece, entre otros, que la norma primaria de calidad de aire para el contaminante plomo será de 0,5 microgramos por metro cúbico normal (µg/m³N) como concentración anual.
- **Decreto 28 ESTABLECE NORMA DE EMISIÓN PARA FUNDICIONES DE COBRE Y FUENTES EMISORAS DE ARSÉNICO, Ministerio del Medio Ambiente, 30 de julio de 2013.** Establece, entre otros, los límites máximos de emisión de SO₂, considerando 7 fuentes, ninguna de ellas en la RMS. Además, establece límites de emisión para fuentes existentes, luego de modificaciones de fuentes existentes y para fuentes nuevas.
- **Decreto 12 ESTABLECE NORMA PRIMARIA DE CALIDAD AMBIENTAL PARA MATERIAL PARTICULADO FINO RESPIRABLE MP 2,5, Ministerio del Medio Ambiente, 18 de enero de 2011.**²¹ La norma primaria de calidad del aire para material particulado fino es 20 µg/m³, como concentración anual, y 50 µg/m³, como concentración de 24

¹⁹ Modificada por Resolución 1307 EXENTA PONE TÉRMINO AL PROCESO QUE SE INDICA Y DA NUEVO INICIO AL PROCESO DE REVISIÓN DEL DECRETO SUPREMO N°114, DE 2002, DEL MINISTERIO SECRETARÍA GENERAL DE LA PRESIDENCIA, QUE ESTABLECE NORMA PRIMARIA DE CALIDAD DE AIRE PARA DIOXIDO DE NITROGENO (NO₂), Ministerio del Medio Ambiente, 23 de octubre de 2019.

²⁰ Partes por billón en volumen.

²¹ El 12 d abril de 2024 se publicó el ANTEPROYECTO DE LA NORMA PRIMARIA DE CALIDAD DEL AIRE PARA MATERIAL PARTICULADO FINO MP2,5, ELABORADO A PARTIR DE LA REVISIÓN DEL DECRETO SUPREMO N°12, DE 2011, DEL MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, Y LO SOMETE A CONSULTA PÚBLICA. A la fecha no se encuentra la versión definitiva aprobada.

horas. Además, establece los niveles de concentración en 24 horas que originarán situaciones de emergencia ambiental para MP2,5.

- **Decreto 22 ESTABLECE NORMA DE CALIDAD SECUNDARIA DE AIRE PARA ANHÍDRIDO SULFUROSO (SO₂), Ministerio Secretaría General de la Presidencia, 3 de marzo de 2009.** Establece, entre otros, que la norma secundaria de calidad de aire para dióxido de azufre como concentración anual en la zona norte del país (a la cual pertenece la RMS) será de 31 ppbv (80 µg/m³N), mientras que como concentración de 24 horas en la zona norte del país será de 140 ppbv (365 µg/m³N), y como concentración de 1 hora en la zona norte del país será de 382 ppbv (1.000 µg/m³N).

Es importante mencionar que por medio de la Resolución Exenta 1.307 de 2019 del Ministerio del Medio Ambiente²² establece lo siguiente para la actualización de las normas primarias para los siguientes contaminantes:

- CO: la norma primaria de calidad del aire es más estricta que las vigentes en México, Estados Unidos y Canadá. Por otra parte, es la misma norma que establece la Unión Europea y, por último, corresponde a la misma norma que recomienda la Organización Mundial de la Salud (OMS). Por lo anterior, su actualización no es requerida.
- O₃: la norma es más estricta que la establecida por México, Estados Unidos, Unión Europea y Canadá. Sin embargo, no se alinea con lo que recomienda la OMS (100 µg/m³ vs los 160 µg/m³ establecidos en la norma nacional), por lo que una actualización podría consistir en aproximarse al objetivo final de la OMS, aun cuando los países antes referidos no establecen lo recomendado por la OMS. Dado que el ozono corresponde a un contaminante secundario, se considera necesario priorizar la revisión y disminución de los valores normativos de dióxido de nitrógeno, principal precursor en la formación de ozono.
- NO₂: se hace necesario continuar con su actualización, debido a la importancia de los efectos de este contaminante en la salud de la población y como precursor de ozono. Por lo anterior, se da cuenta de la necesidad de iniciar un nuevo proceso de revisión.

Decreto 10 APRUEBA REGLAMENTO DE CALDERAS, AUTOCLAVES Y EQUIPOS QUE UTILIZAN VAPOR DE AGUA, MINISTERIO DE SALUD; SUBSECRETARÍA DE SALUD PÚBLICA

Entre otros, en el decreto se establece la obligatoriedad de toda caldera y autoclave, de estar incorporado a un registro que lleva la Secretaría Regional Ministerial de Salud correspondiente, previo al inicio de su operación y funcionamiento. Para la solicitud de incorporación al registro, el propietario deberá entregar la información siguiente:

- Nombre del propietario, Rut, dirección.
- Nombre del representante legal, Rut, dirección, en su caso.
- Dirección de la instalación del equipo.
- Nombre del fabricante.
- Número de fabricación y año.
- Superficie de calefacción.
- Presión máxima de trabajo en kg/cm².
- Producción de vapor en kg/h.

²² Resolución 1307 EXENTA PONE TÉRMINO AL PROCESO QUE SE INDICA Y DA NUEVO INICIO AL PROCESO DE REVISIÓN DEL DECRETO SUPREMO Nº114, DE 2002, DEL MINISTERIO SECRETARÍA GENERAL DE LA PRESIDENCIA, QUE ESTABLECE NORMA PRIMARIA DE CALIDAD DE AIRE PARA DIÓXIDO DE NITRÓGENO (NO₂), Ministerio del Medio Ambiente, 30 de octubre de 2019.

- Tipo(s) de combustible(s) empleado(s) y consumo por kg/h.
- Tipo de aislación térmica del equipo y red de distribución de vapor y agua caliente.
- Volumen en litros o metros cúbicos.
- Informe técnico emitido por un profesional facultado, que dé cuenta del cumplimiento por una caldera o autoclave de las exigencias de este reglamento.
- Identificación del profesional facultado que efectúa el informe técnico.
- Certificado de prueba hidráulica al término de la fabricación, respecto de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, nuevos y sin uso.
- Copia del manual de operación del equipo en español.
- Sistema de tratamiento de agua de alimentación.
- Catálogo de la caldera o autoclave.
- Plano general de planta a escala, de la instalación y de la sala de caldera. En ambos casos se deberá indicar la ubicación y dirección de la red de fluido, puntos de consumo identificando el tipo de equipo, depósito de combustible, estanque de alimentación de agua, purgas y accesorios.
- Inscripción de la declaración en la SEC, de la instalación eléctrica y suministro de combustibles líquidos y gaseosos.
- Resolución de Calificación Ambiental, cuando corresponda.
- Indicar norma de diseño y normas técnicas de construcción de la caldera y autoclave.
- Libro de vida de la caldera y autoclave, foliado, tamaño oficio.
- Copia de documento que acredita el registro del equipo, cuando se trate de aquellos que han sido trasladados o transferidos.

Respecto de los registros obligatorios durante la vida útil de la caldera, se establece éstas deberán contar con un libro foliado de operación diaria en el cual el operador registrará en cada turno, su nombre, análisis de agua, limpieza del estanque de retención o de purgas, purgas manuales realizadas, accionamiento de válvulas, verificación de alarma acústica y visual, inspección de accesorios de observación, seguridad y situaciones anómalas cuando corresponda.

Además de diversas disposiciones relativas al diseño de los sistemas que incluyen calderas, es obligatorio disponer de:

- Accesorios de observación: Dos indicadores de nivel de agua independientes entre sí, uno o más manómetros y un medidor de temperatura de salida de gases.
- Accesorios de seguridad: Válvula de seguridad, sistema de alarma audible y visible, sellos o compuertas para alivio de sobrepresión en el hogar y tapón fusible. En caso de utilizar otro dispositivo de seguridad alternativo, éste deberá tener una justificación técnica.
- Accesorios de control automático: Uno o más controladores de nivel de agua, uno o más detectores de llama, uno o más presostatos con diferencial ajustable o digital.
- Accesorios de purga de descarga rápida para equipos que utilizan vapor de agua.

En lo que se refiere a la revisión de pruebas de seguridad, las pruebas a realizar son:

- A. Revisión interna y externa.
- B. Prueba hidrostática.
- C. Prueba de la válvula de seguridad.
- D. Prueba de acumulación de vapor.
- E. Revisión de la red de distribución de vapor, componentes y accesorios.
- F. Pruebas especiales.

Las condiciones de aplicación de las pruebas son:

- Las indicadas en las letras A) y B) del artículo precedente, al término de la fabricación, antes de la entrega al usuario, las que deberán ser certificadas por el fabricante.
- Las indicadas en las letras A), B), C), D) y E) del artículo precedente:
 - Al término de la instalación y antes de ponerlas en servicio.
 - Al término de cualquier reparación, reforzamiento o transformación y antes de ponerlas en servicio
 - A las que estén en funcionamiento, cada tres años.
- La indicada en la letra F), cuando la autoridad sanitaria o el profesional facultado, lo estimen necesario.
- La indicada en la letra E), cuando la instalación presente daños evidentes como consecuencia inmediata de un terremoto u otros esfuerzos mecánicos imprevistos.

Al establecer las obligaciones antes mencionadas y otras, la norma fija un procedimiento para evaluar la existencia de pérdidas en los circuitos de vapor, que podrían significar un sobreconsumo de combustibles, y por lo tanto, una mayor cantidad de emisiones al ambiente.

Es importante señalar que el decreto se encuentra en etapa de actualización, siendo las principales diferencias con la versión actualmente vigente:

- Incorporación de nuevas definiciones, como potencia nominal, libro de operación diaria, entre otros.
- Incorpora requisitos adicionales en el registro de la caldera, como la inscripción de las instalaciones internas de electricidad y de gas ante la SEC. También impone la obligatoriedad de entregar información específica en caso de modificación.
- Incorpora obligación de informar determinados parámetros de los equipos que consumen vapor.
- Impone nuevas exigencias sobre mecanismos de registro y control y la realización de pruebas de funcionamiento de éstos.
- Establece los requisitos para obtener la calificación de operador(a) de toda autoclave, caldera de calefacción, caldera de fluido térmico y caldera de vapor

Decreto 38 - ESTABLECE NORMA DE EMISIÓN PARA GRUPOS ELECTRÓGENOS, MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE

Promulgada en 2020, tiene por objetivo controlar las emisiones provenientes de los grupos electrógenos (GE), a fin de prevenir y proteger la salud de las personas y el medio ambiente. Aplica sobre "grupos electrógenos nuevos que son accionados con motores de combustión interna con encendido por compresión, de potencia máxima del motor mayor o igual a 19 kW" exceptuando aquellos que operan en zonas sin acceso al Sistema Interconectado Central, cuyo uso principal sea el abastecimiento de clientes residenciales.

En la norma se establecen límites de emisión que se enuncian a continuación:

Tabla 24. Límites máximos de emisión provenientes del sistema de escape para motores cuya potencia se encuentre entre 19 y 560 kW

Potencia máxima (P) [kW]	CO [g/kWh]	HCMN+NOx [g/kWh]	MP [g/kWh]
19 ≤ P < 37	5,5	7,5	0,6
37 ≤ P < 75	5	4,7	0,4
75 ≤ P < 130	5	4	0,3
130 ≤ P < 560	3,5	4	0,2

Fuente: Decreto 38 de 2021, Ministerio del Medio Ambiente

Tabla 25. Límites máximos de emisión provenientes del sistema de escape e, para desplazamiento volumétrico de cilindro del motor mayor o igual a 30 litros

Desplazamiento volumétrico por cilindro del motor (d) [l]	Potencia máxima (P) [kW]	CO [g/kWh]	HCMN+NOx [g/kWh]	MP [g/kWh]
d < 10	P ≥ 560	3,5	6,4	0,2
10 ≤ d < 15	P ≥ 560	5	7,8	0,27
15 ≤ d < 20	560 ≤ P < 3.300	5	8,7	0,5
	P > 3.300	5	9,8	0,5
20 ≤ d < 25	P ≥ 560	5	9,8	0,5
25 ≤ d < 30	P ≥ 560	5	11	0,5

Fuente: Decreto 38 de 2021, Ministerio del Medio Ambiente

Tabla 26. Límites máximos de emisión provenientes del sistema de escape para desplazamiento volumétrico por cilindro del motor mayor o igual a 30 litros

Desplazamiento volumétrico por cilindro del motor (d) [l]	Potencia máxima (P) [kW]	Velocidad máxima del motor (n)	NOx [g/kWh]	MP [g/kWh]
d ≥ 30	P ≥ 560	n < 130	3,4	0,15 (**)
		130 ≤ n < 2.000	9,0×n ^{-0,20} (*)	
		n ≥ 2.000	2,0	

(*) Redondear límite máximo de emisión a un decimal

(**) O hasta un máximo de 0,4 [g/kWh], cuando esté justificado por las consideraciones específicas del proyecto (por ejemplo, viabilidad económica del empleo de combustibles con bajo contenido de azufre, o adición de tratamientos secundarios para cumplir con el límite de 0,15 [g/kWh]).

Fuente: Decreto 38 de 2021, Ministerio del Medio Ambiente

Si la importación de los grupos electrógenos se realiza a contar de 48 meses desde la entrada en vigencia del decreto, los límites que deben cumplir los GE son los mostrados en la Tabla 27 y la Tabla 28, mientras que para un desplazamiento volumétrico mayor o igual a 30 litros, los límites a observar son los mostrados en la Tabla 26:

Tabla 27. Límites máximos de emisión provenientes del sistema de escape de grupos electrógenos

Potencia máxima (P) [kW]	CO [g/kWh]	HCMN [g/kWh]	HCMN+NOx [g/kWh]	NOx [g/kWh]	MP [g/kWh]
130 ≤ P < 560	3,5	0,19	No aplica	0,4	0,02

Fuente: Decreto 38 de 2021, Ministerio del Medio Ambiente

Tabla 28. Límites máximos de emisión provenientes del sistema de escape de GE, para desplazamiento volumétrico de cilindro del motor mayor o igual a 30 litros

Desplazamiento volumétrico por cilindro del motor (d) [l]	Potencia máxima (P) [kW]	CO [g/kWh]	HCMN [g/kWh]	HCMN+NOx [g/kWh]	NOx [g/kWh]	MP [g/kWh]
d < 10	P ≥ 560	3,5	0,19	No aplica	0,67	0,03
10 ≤ d < 30	560 ≤ P < 3.700	5	No aplica	1,8	No aplica	0,04
	P > 3.700	5	No aplica	1,8	No aplica	0,06

Fuente: Decreto 38 de 2021, Ministerio del Medio Ambiente

Otras disposiciones del decreto que son relevantes para este estudio son:

- Los grupos electrógenos nuevos deberán incorporar un horómetro digital sellado e inviolable, sin vuelta a cero.
- **Obligación de reportar:** se obliga a quien se indica a reportar lo siguiente:
 - en abril de cada año, los propietarios de grupos electrógenos nuevos y existentes, con potencia máxima del motor mayor o igual a 19 kW, deberán reportar a través del Sistema de Ventanilla Única del RETC, al menos la siguiente información: nombre del propietario del equipo, marca, modelo, potencia máxima (en kW), año de fabricación, número de motor del grupo electrógeno, horas de funcionamiento y consumo de combustible del año calendario anterior (en litros).
 - Distribuidores o importadores, deberán informar a la Superintendencia del Medio Ambiente, durante enero y julio de cada año, al menos la siguiente información: cantidad de grupos electrógenos vendidos en el año calendario anterior, marca, modelo, potencia máxima (en kW), año de fabricación y número de motor del grupo electrógeno.
 - El Servicio Nacional de Aduanas deberá informar mensualmente a la Superintendencia del Medio Ambiente acerca de la importación de grupos electrógenos que se hubiere efectuado en el mes inmediatamente anterior a aquel que se informa.

Ley 21.305 SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Esta ley abarca no solo el sector productivo, sino que el conjunto de los sectores de consumo, apuntando a “elaborar el Primer Plan Nacional de Eficiencia Energética, el que se irá renovando cada cinco años”.

En particular, para el sector industrial, la ley establece lo siguiente:

- Cuatrienalmente se establecerán los criterios para determinar las empresas que deberán reportar anualmente sus consumos por uso de energía y su intensidad energética²³ del año calendario anterior. Sin perjuicio de lo anterior, todas aquellas empresas que hayan tenido durante el año calendario anterior un consumo energético total para uso final igual o superior a 50 tera-calorías deberán reportar anualmente al Ministerio de Energía sus consumos por uso de energía y su intensidad energética del año calendario anterior. En base a esta información el Ministerio de Energía establecerá anualmente las empresas que serán catalogadas como “Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía” (CCGE).
- Los CCGE deberán, en un plazo de un año, implementar uno a más “Sistemas de Gestión de Energía” (SGE). Éstos deberán contar “, a lo menos, con: una política energética interna, objetivos, metas, planes de acción, e indicadores de desempeño energético; un gestor energético no necesariamente exclusivo, control operacional, medición y verificación”. Luego de implementado el/los SGE, anualmente se deberá informar a la Ministerio de Energía a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, junto con la información de sus consumo e intensidad energética, “información sobre las oportunidades detectadas y acciones de eficiencia energética realizadas y proyectadas, señalando”.

²³ Entendida como, se establece en la ley: “los consumos de energía sobre sus ventas”. Esto quiere decir que la intensidad energética corresponde a la cantidad de energía necesaria para producir una determinada suma económica, por ejemplo, USD/MWh.

- Cada tres años, los CCGE efectuarán auditorías para comprobar el correcto funcionamiento y mantenimiento del SGE.
- Anualmente, el Ministerio de Energía deberá, con los informes que envíen los CCGE, preparar un reporte público en que se dé cuenta, en forma general y por sector productivo, de los avances y proyecciones de consumo y eficiencia energética, buenas prácticas y casos de éxito, así como la clasificación de las empresas.

De lo anterior es posible concluir que la ley apunta a la implementación de sistemas de gestión energética en el sector industrial, lo que permite realizar un seguimiento de los consumos, comparar con la situación de otros consumidores del mismo rubro industrial e identificar oportunidades en los procesos productivos para reducir los consumos de energía por medio de acciones de aumento de la eficiencia. Estas reducciones de consumo tienen aparejada la consecuente reducción de emisiones locales cuando las reducciones correspondan al consumo de combustibles.

Decreto 29 ESTABLECE NORMA DE EMISIÓN PARA INCINERACIÓN, COINCINERACIÓN Y COPROCESAMIENTO Y DEROGA DECRETO N°45, DE 2007, DEL MINISTERIO SECRETARÍA GENERAL DE LA PRESIDENCIA, MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE

En 2013 se estableció el decreto que tiene dentro de su alcance "las instalaciones de coincineración que correspondan a 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." Se excluyen del alcance en el ámbito industrial "La incineración de gases TRS (del inglés Total Reduced Sulphur), asociados a la fabricación de pulpa sulfatada, contaminantes regulados por el DS N°37, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, el uso como combustible del licor negro y sus derivados y de los lodos generados en el tratamiento primario y/o secundario de efluentes, en instalaciones forestales".

Se establecen los siguientes combustibles como tradicionales, los definidos en las normas siguientes:

- NCh 2286 Of 1997 - Productos de petróleo -Combustible- Especificaciones de combustibles para uso marino.
- NCh 61 Of 1999 - Petróleo combustible (fuel oil) - Requisitos.
- NCh 62 Of 2000 - Petróleo Diésel - Requisitos.
- NCh 72 Of 1999 - Gases licuados de petróleo - Especificaciones.
- NCh 821 Of 1971 - Productos de petróleo Nafta solvente Especificaciones y Ensayo.
- NCh 2264 Of 1999 - Gas natural - Especificaciones.
- NCh. 1937 Of 2000 - Kerosene de aviación - Requisitos.
- NCh 63 Of 2000 - Kerosene - Requisitos.
- NCh 64 Of 1995 - Gasolina para motores de ignición por chispa - Requisitos.
- DS N°456/97 de Economía. "Requisitos para el Combustible"
- DS N°66/2009, de MINSEGPRES, "Revisa, Reformula y Actualiza Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para la Región Metropolitana (PPDA).".
- R.E. N°657/86 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Fija requisitos físicos del gas de ciudad suministrado a los usuarios con consumo doméstico.
- DS N°11/2008, de Economía, "Aprueba definiciones y especificaciones de calidad para producción, importación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de bioetanol y biodiésel.".
- NCh 3213 Of 2010 Biometano - Especificaciones.
- También se entenderá por combustibles tradicionales a los siguientes combustibles sólidos de uso común: Antracita, carbón bituminoso (hulla), carbón sub-bituminoso (lignitos negros), lignitos, turba, carbón coke, carbón vegetal y biomasa no tratada, hidrógeno, biogás y otros combustibles definidos por el Ministerio de Energía.

Los límites de emisión establecidos en la norma, son los mostrados en la tabla siguiente:

Tabla 29. Límites de emisión en mg/Nm³ para incineración, coincineración y coprocesamiento

Contaminante	Incineración	hornos de cemento y los hornos rotatorios ²⁴	Instalaciones forestales que coincineren biomasa forestal
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)	20		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 y sus compuestos, indicado como metal (Pb)	-	1	1
Plomo (Pb) + Zinc (Zn) y sus compuestos, indicado como metal, suma total.	1	-	-
Arsénico (As) + Cobalto (Co)+ Níquel (Ni) +Selenio (Se) +Telurio (Te) y sus compuestos, indicado como elemento, suma total	1	1	1
Antimonio (Sb)+ Cromo (Cr)+ Manganese (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 ₆ H 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 Salud de 1998.

Fuente: Decreto 29 de 2013, Ministerio del Medio Ambiente

Los valores de la Tabla 29 están referidos a un contenido de oxígeno en los gases, según lo señalado en la tabla siguiente, estableciéndose una fórmula para la corrección si el contenido de oxígeno medido es distinto a lo estipulado en la tabla siguiente:

²⁴ Que utilicen combustibles distintos a los tradicionales.

Tabla 30. Contenidos de oxígeno de referencia en los gases de emisión para incineración, coincineración y coprocesamiento

Tipo de sustancia o material a incinerar, coprocesar o coincinerar	% de oxígeno	
	Incineración	Coprocesamiento y coincineración
Sustancias líquidas	3%	10%
Sustancias gaseosas solas o combinadas con sustancias líquidas	3%	10%
Materiales sólidos solos o combinados con sustancias líquidas o gaseosas	11%	10%

Fuente: Decreto 29 de 2013, Ministerio del Medio Ambiente

Se establecen, además, las obligaciones siguientes:

- La frecuencia de las mediciones es anual.
- Se deberá contar con un sistema de medición de tipo continuo en la chimenea de evacuación de gases de combustión:
 - instalaciones de incineración: MP, CO, SO₂, NOx.
 - hornos de cemento y los hornos rotatorios de cal que utilicen combustibles distintos a combustibles tradicionales: MP.
 - instalaciones forestales que coincineren biomasa forestal tratada²⁵: MP, CO.
 - todas las instalaciones: temperatura y oxígeno.
- Métodos de medición por contaminante.
- Presentación por única vez del plan de monitoreo a realizar.
- Entrega de información a la SMA, a través de un informe técnico, en el mes de enero de cada año.

Es importante destacar que en la RMS los valores de emisiones que deben observarse son los correspondientes al PPDA, independiente de la existencia de esta norma.

Decreto 13 ESTABLECE NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS, MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE

Actualizada en 2015 por medio de la Circular 1/2015, Medio Ambiente, publicada el 25.02.2015, la norma tiene el objetivo de controlar las emisiones de termoeléctricas al aire de MP, NOx, SO₂ y Mercurio. Se aplica sobre unidades de generación eléctrica, conformadas por calderas o turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt, exceptuando aquellas calderas y turbinas que formen parte de procesos de cogeneración.

Los límites de emisión, distinguiendo entre fuentes nuevas y existentes²⁶ se muestran en la tabla siguiente, entregándose en la norma, además, las correcciones por oxígeno en base seca:

²⁵ Biomasa tratada: Aquella conformada por sustancias o materiales que han sido sometidas a tratamiento con productos químicos que contengan o puedan generar al menos uno de los elementos o compuestos químicos regulados por este decreto, con excepción del Material Particulado (MP) y del Monóxido de Carbono (CO).

²⁶ Se define como: "Unidad de generación eléctrica que se encuentra operando o declarada en construcción, de conformidad a lo dispuesto por el artículo 272, del Reglamento de la Ley Eléctrica, DS N°327, de 1997, del Ministerio de Minería, con anterioridad al 30 de noviembre de 2010, inclusive, siempre y cuando sea puesta en servicio a más tardar un año después de la fecha establecida en el Cuadro N°4 "Programa de obras del SIC (Construcción)", respecto de las obras de generación en construcción, y Cuadro N°2 "Proyectos de Generación en Construcción y Recomendados", respecto de los proyectos en construcción, contenidos en los Informes

Tabla 31. Límites de emisión en mg/Nm³ para termoeléctricas

Tipo	Combustible	MP	SO ₂	NOx
Existentes	Sólido	50	400	500
	Líquido	30	30	200
	Gas	No aplica	No aplica	50
Nuevas	Sólido	30	200	200
	Líquido	30	10	120
	Gas	No aplica	No aplica	50

Fuente: Decreto 13 de 2011, Ministerio del Medio Ambiente

En el caso de fuentes nuevas o existentes que combustionen carbón y/o petcoke, se establece un límite para la emisión de mercurio de 0,1 mg/Nm³.

Entre las disposiciones de la norma se destaca que:

- Las fuentes emisoras existentes que reduzcan emisiones para cumplir con los límites establecidos en la presente norma, sólo podrán compensar o ceder emisiones si acreditan reducciones adicionales a lo requerido producto del cumplimiento de la norma.
- Las fuentes emisoras existentes y nuevas deberán instalar y certificar un sistema de monitoreo continuo de emisiones para MP, SO₂, NOx, entre otros.
- Las fuentes emisoras existentes y nuevas que utilicen como combustible sólido únicamente biomasa, se eximen de medir en forma continua dióxido de azufre.
- Las fuentes emisoras existentes y nuevas que usen carbón y/o petcoke, deberán implementar un monitoreo discreto de acuerdo al método CH-29, denominado: "Determinación de emisión de metales desde fuentes fijas", con el fin de dar cumplimiento al límite de emisión de mercurio.
- Trimestralmente, los titulares de las fuentes emisoras deben presentar a la SMA un reporte del monitoreo continuo de emisiones, que contenga información del monitoreo de gases y partículas, parámetros de funcionamiento, combustibles utilizados por cada unidad, listado de chimeneas, y en caso de utilizar carbón y/o petcoke su composición química en cuanto a: contenido de azufre, cenizas, mercurio, vanadio, níquel, poder calorífico y densidad del combustible.
- Las fuentes emisoras que operen menos del 10% del tiempo (876 h) se eximen de dar cumplimiento al valor límite de emisión de óxidos de nitrógeno.

Es importante destacar que esta norma se encuentra en revisión. El proyecto definitivo, presentado al Comité Operativo Ampliado en la sesión N°7/2024 del viernes 19 de julio de 2024, tiene las siguientes diferencias con respecto a la norma actualmente vigente:

- **Objetivo:** incluye al níquel y al vanadio dentro de las emisiones a controlar.
- **Ámbito de aplicación:** Se elimina la excepción para calderas y turbinas que forman parte de procesos de cogeneración, de cumplir con la regulación.
- **Definiciones:** se precisan algunas e incorporan otras. Las nuevas definiciones son:
 - Biomasa: Materia orgánica sólida, biodegradable, de origen vegetal o animal, que puede ser usada como materia prima para la elaboración de biocombustibles sólidos.
 - CEMS: Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (Continuous Emissions Monitoring System).

Técnicos Definitivos de la Fijación de Precios de Nudo del mes de octubre de 2010, del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande, respectivamente.”

- Combustibles de bajas emisiones: Conjunto de combustibles que comprende al gas natural, al gas natural sintético que cumpla con las especificaciones necesarias para ser transportado en tubería, al propano, y al gas de síntesis que ha sido procesado a través de un tren de limpieza de gas, de forma tal que podría usarse en la turbina de combustión de un sistema. Asimismo, serán considerados como combustibles de bajas emisiones aquellos cuyas emisiones sean menores o iguales a los combustibles mencionados en el párrafo anterior, siempre y cuando se demuestre con antecedentes técnicos y mediciones dicha circunstancia.
- Entidad Técnica de Fiscalización Ambiental (ETFA): Persona jurídica autorizada para realizar actividades de fiscalización ambiental, según el alcance de la autorización que le ha otorgado la Superintendencia.
- Estado apagado (EA): Estado de una unidad de generación eléctrica, en la cual se encuentra sin ningún proceso de combustión térmico, es decir, no existe quema de combustible.
- Horas de detención programada (DP): Estado de operación de una fuente emisora, correspondiente al período de tiempo en que la unidad de generación eléctrica se encuentra detenida con el fin de implementar mantenciones de tipo preventivo y correctivo. No serán consideradas como tales aquellas en que se realicen pruebas operacionales producto de una de detención programada, en cuyo caso deberán ser informadas y consideradas como "Horas de pruebas operacionales".
- Horas de detención no programada (DNP): Estado de operación de una fuente emisora, correspondiente a aquel período de tiempo en que una unidad de generación eléctrica se encuentra detenida producto de una falla u otra situación ajena a la operación normal. Durante este período se realiza una mantención obligada de la unidad. No serán consideradas como tales aquellas horas en que se realicen pruebas operacionales producto de una de detención no programada, en cuyo caso deberán ser informadas y consideradas como "Horas de pruebas operacionales".
- Horas de encendido (HE): Estado de operación de una fuente emisora, que corresponde a aquel período de tiempo que permite llevar a la unidad de generación eléctrica desde el estado apagado, el cual se inicia con el primer consumo de combustible; hasta el momento en que la fuente alcanza condiciones técnicas de operación, que le permiten operar en régimen, en el cual la fuente alcanza el mínimo técnico. Al término de este proceso, la unidad generadora eléctrica se considerará en estado de régimen. Las horas de encendido varían entre las fuentes, dependiendo de la tecnología y del combustible que se utilice.
- Horas de Fallas (FA): Estado de operación de una fuente emisora, correspondiente a aquel período de tiempo en que, producto de un desperfecto intempestivo se produce un aumento de las emisiones. Los desperfectos intempestivos señalados comprenden a aquellos que pueden ocurrir en un equipo de control de emisiones, o por fallas externas que provoquen alteraciones de la unidad de generación eléctrica (UGE) por operación de protecciones de sobre o baja frecuencia o por la acción de un plan de defensa, o en algún componente de la unidad de generación eléctrica, ya sea de los equipos principales (generador de vapor o caldera, turbina, condensador, generador eléctrico, etc.) o de los equipos auxiliares (bombas, ventiladores, extractores, calentadores, enfriadores, compresores, eyectores, desaireador, tanques, etc.). No serán consideradas como horas de fallas aquellas horas en que se realicen detenciones producto de una

falla, en cuyo caso deberán ser informadas y consideradas como “Horas de detención no programadas”.

- Horas de funcionamiento: Estado de operación de una fuente emisora, que corresponde a aquel período de tiempo en el cual la unidad de generación eléctrica quema combustible e incluye las “horas de encendido”, “horas de operación en régimen”, “horas de apagado”, “horas de falla” y “horas de pruebas operacionales”.
- Horas de operación en régimen (RE): Estado de operación de una fuente emisora, que corresponde a aquel período de tiempo en que la unidad de generación eléctrica se encuentra en servicio, es decir, cuando la fuente alcanza o supera el mínimo técnico para generación permanente, segura y estable, y a su vez, se encuentra en las condiciones técnicas declaradas por el titular, de conformidad a las definiciones establecidas por la Comisión Nacional de Energía o el Coordinador Eléctrico Nacional, según corresponda. Dicho periodo no comprende las horas de encendido, horas de apagado, horas de fallas, horas de detención programada, horas de detención no programada y horas de pruebas operacionales.
- Horas de apagado (HA): Estado de operación de una fuente emisora, que corresponde a aquel período de tiempo desde que finaliza el estado de operación en régimen, partiendo del punto de operación, pasando por el mínimo técnico y finalizando el consumo de combustible, hasta quedar en estado apagado. Durante este período la unidad de generación eléctrica deja de operar en régimen, logrando condiciones técnicas que permiten su detención.
- Horas de pruebas operacionales (HPO): Estado de operación de una fuente emisora, que corresponde al período de tiempo durante el cual se hacen pruebas operacionales a las unidades de generación eléctrica ya sea para la determinación de mínimos técnicos, pruebas de potencia máxima, de consumo específico, pruebas de servicios complementarios, pruebas de transferencia de combustible o aquellas indicadas en las definiciones de horas de detención programada y horas de detención no programada. Para ser consideradas como tales, dichas pruebas deben ser autorizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. Es de responsabilidad del titular informar a la Superintendencia del Medio Ambiente el inicio y término de las horas de pruebas operacionales, de acuerdo con lo señalado en el artículo 18.
- Instalación de Cogeneración: Instalación de generación simultánea de energía eléctrica y térmica (calor útil), a partir de unidad/es o equipo/s, y que utiliza un proceso de consumo energético primario.
- Mínimo técnico: Potencia activa bruta mínima con la cual una unidad de generación eléctrica puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al Sistema Interconectado en forma continua.
- Monitoreo alternativo: Metodología para la estimación de emisiones alternativa al CEMS y que permite cuantificar las emisiones de la UGE. Se considerará como protocolo para la aplicación de monitoreo de emisiones con métodos alternativos en unidades generadoras afectas a la presente norma de emisión, al definido en la Resolución Exenta N°1.909, de 2019, de la Superintendencia Medio Ambiente, o aquella que la reemplace.
- Reconversión de unidad de generación eléctrica o Reconversión: Transformación tecnológica y/o de combustible de una unidad de generación eléctrica existente, con la finalidad de generar una disminución progresiva de contaminantes locales y de gases de efecto invernadero de la central, en línea con los objetivos de descarbonización. Para efectos de lo dispuesto en el presente decreto, solo se considerarán como procesos de

reconversión aquellos que contemplen el uso exclusivo de combustibles de bajas emisiones en las horas de operación en régimen, cuyo plazo de implementación no exceda al año 2040.

- **Límites de emisiones:** Se modifican los límites de emisiones permitidos para fuentes existentes y nuevas, para el caso de combustibles líquidos y sólidos, manteniéndolos para el caso de combustibles gaseosos. Los nuevos límites se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 32. Límite de emisiones para fuentes existentes y nuevas, en mg/Nm³, actualización de norma

Tipo de fuente	Combustible	Material particulado	Dióxido de azufre	Óxidos de nitrógeno
Existente	Sólido	20	200	200 (*)
	Líquido	20	10	120 (**)
Nueva	Sólido	5	120	100
	Líquido	5	10	75

(*) Las fuentes emisoras que utilicen biomasa como combustible, 50 tendrán un límite de emisión de NOX de 350 mg/Nm³.

(**) Las fuentes emisoras que sean consideradas como existentes en los términos del Decreto Supremo N°13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente; y que utilicen combustible líquido, tendrán un límite de emisión de NOx de 175 mg/Nm³.²⁷

Fuente: (División de Calidad del Aire - Ministerio del Medio Ambiente, 2024)

Junto con lo anterior, modifica los límites de emisión de mercurio en 20 veces, e incorpora límites para el níquel y el vanadio, aplicando para fuentes nuevas y existentes que queman carbón o petcoke para funcionar como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 33. Límites de emisión para mercurio, níquel y vanadio, para fuentes nuevas o existentes que usen carbón y/o petcoke, actualización de norma

Contaminante	Límite de concentración [mg/Nm ³]
Mercurio	0,005
Níquel	1,0
Vanadio	5,0

Fuente: (División de Calidad del Aire - Ministerio del Medio Ambiente, 2024)

- **Relación entre la norma y PPDA y otras medidas:** en caso que los PPDA tengan límites distintos a los exigidos en la norma, se aplicarán los más exigentes.

²⁷ El referido decreto define a las fuentes existentes como: "Fuente emisora existente: Unidad de generación eléctrica que se encuentra operando o declarada en construcción, de conformidad a lo dispuesto por el artículo 272, del Reglamento de la Ley Eléctrica, DS N°327, de 1997, del Ministerio de Minería, con anterioridad al 30 de noviembre de 2010, inclusive, siempre y cuando sea puesta en servicio a más tardar un año después de la fecha establecida en el Cuadro N°4 "Programa de obras del SIC (Construcción)", respecto de las obras de generación en construcción, y Cuadro N°2 "Proyectos de Generación en Construcción y Recomendados", respecto de los proyectos en construcción, contenidos en los Informes Técnicos Definitivos de la Fijación de Precios de Nudo del mes de octubre de 2010, del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande, respectivamente. Este plazo podrá ampliarse por una sola vez para cada fuente y por el plazo máximo de un año, previo informe fundado del Ministerio de Energía, mediante decreto dictado por orden del Presidente de la República y expedido por el Ministerio del Medio Ambiente."

- **Plazos para exigibilidad de nuevos límites:** se establecen según si la fuente emisora es nueva o existente
 - **Fuentes emisoras existentes que operan con combustibles sólidos** deberán dar cumplimiento a los límites de emisión señalados en la Tabla 32 a partir de 5 años contados desde el 1º de enero siguiente a la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.
 - **Fuentes emisoras existentes que operan con combustibles gaseosos** deberán dar cumplimiento a los límites de emisión para NOx señalados en la Tabla 32 a partir del 1º de enero siguiente a la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto.
 - **Fuentes emisoras existentes que operan con combustibles líquidos** deberán dar cumplimiento al límite de emisión para MP señalados en la Tabla 32 en un plazo de 2 años contados desde el 1º de enero siguiente a la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.
 - **Fuentes emisoras existentes que operan con combustibles líquidos** deberán dar cumplimiento al límite de emisión para SO2 señalado en la Tabla 32 a partir del 1º de enero siguiente a la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.
 - **Fuentes emisoras existentes que operan con combustibles líquidos** deberán dar cumplimiento al límite de emisión para NOx señalado en la Tabla 32 en un plazo de 5 años contados desde el 1º de enero siguiente a la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.
 - **Las calderas y turbinas que formen parte de procesos de cogeneración** deberán dar cumplimiento a los límites de emisión contemplados en la Tabla N°1 a partir de 5 años contados desde el 1º de enero siguiente a la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto. No obstante, respecto del límite de emisión para MP contemplado en la Tabla 32, este deberá ser cumplido a partir de 2 años contados desde el 1º de enero siguiente a la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto.
 - Las fuentes emisoras existentes deberán dar cumplimiento a los límites de emisión contenidos en la Tabla 33 para Níquel y Vanadio a partir de 5 años contados desde 1º de enero siguiente a la publicación en el Diario Oficial del presente decreto.
 - **Fuentes emisoras existentes** deberán dar cumplimiento al límite de emisión contenido en la Tabla 33 para Mercurio a partir de 1 año contado desde 1º de enero siguiente a la publicación en el Diario Oficial del presente decreto.
 - **Las fuentes emisoras nuevas** deberán dar cumplimiento a los límites de emisión contenidos en las Tabla 32 y Tabla 33 a partir de la entrada en vigencia de la presente norma.
- **Criterios para evaluación de cumplimiento:** se establecen plazos para el cumplimiento, y la manera de contabilizar las emisiones de unidades que comparten la misma chimenea y puedan encontrarse en distintos estados operativos, o puedan utilizar más de un combustible en una hora de operación.
- **Criterios para unidades que se reconviertan:** mantienen su condición de fuentes existentes y se aplicarán los límites mostrados en la Tabla 32. En el periodo de reconversión, deberán cumplir con los límites establecidos para el combustible original.
- **Reducción de emisiones en horas de encendido y apagado:** deberán implementar el uso de combustibles de bajas emisiones, siendo esto exigible desde la entrada en vigencia del presente decreto para fuentes nuevas, y a partir de 5 años contados desde el 1º de enero siguiente a la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente decreto, para fuentes existentes. En el caso que, por las características técnicas de la fuente emisora, no sea posible implementar combustibles de bajas

emisiones, se permitirá el uso de diésel con máximo 15 ppm de azufre. En ambos casos, deberán utilizar quemadores de baja emisión con la mejor tecnología disponible en el mercado. Además, debe garantizarse que las horas de encendido y apagado sean lo más breve posibles. Con la finalidad de acreditar el cumplimiento de la obligación antes mencionada, los titulares de las fuentes emisoras deberán presentar ante el Ministerio de Energía, en un plazo no superior a 12 meses contados desde la entrada en vigencia del presente decreto; un cronograma para la implementación del uso de quemadores y combustible de bajas emisiones. Se establecen condiciones para la implementación de esta obligación.

- **Sistema de monitoreo continuo:** se exige que se registren los siguientes parámetros: material particulado (MP), dióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NOx) y oxígeno (O_2), dióxido de carbono (CO_2), flujo de gases de salida, temperatura de combustión mínima y máxima, potencia térmica y eléctrica de generación.
- **Reporte del monitoreo continuo:** se agrega lo siguiente:
 - **Parámetros:** Potencia térmica y eléctrica de generación de cada unidad de generación eléctrica.
 - **Funcionamiento sistemas de abatimiento de las emisiones:** Informar sobre acciones de monitoreo en forma continua del funcionamiento de los equipos de control de emisiones, midiendo un parámetro de operación de acuerdo a las características propias de cada unidad generadora, con el objetivo de verificar el buen funcionamiento y mantenimiento de los sistemas de abatimiento.
 - **Indicación de las horas de encendido, de apagado, en régimen, falla** (identificando el tipo de falla), pruebas operacionales, detenciones programadas y no programadas.
 - **Informe del laboratorio (ETFA)** con el muestreo, análisis y sus resultados, en mg/m³N, para Mercurio, Vanadio y Níquel.
- **Horas de operación en los distintos estados:** el titular tiene la obligación de informar a la Superintendencia del Medio Ambiente, el inicio y término de horas de detención programada, no programada, de falla, junto con las condiciones técnicas de operación.
- **Exenciones:** Las fuentes emisoras existentes correspondientes a turbinas con una potencia máxima de 150 MWt, que utilicen combustible en estado gaseoso o líquido de máximo 15 ppm de azufre, y operen menos de 438 horas en un año calendario; estarán exentas de cumplir con los límites de emisión. Si se encuentra vigente un decreto de racionamiento eléctrico, estas unidades no pueden emitir más de 200 mg/Nm³ de NOx. La misma exención aplica a centrales con potencia mayor a 150 MWt y menor o igual a 650 MWt, que utilicen combustible en estado gaseoso o líquido de máximo 15 ppm de azufre, y operen menos de 438 horas en un año calendario, sin embargo, el límite de 200 mg/Nm³ de NOx si sobrepasan las 438 horas de operación no aplica a ellas.

Ley 20.780 REFORMA TRIBUTARIA QUE MODIFICA EL SISTEMA DE TRIBUTACIÓN DE LA RENTA E INTRODUCE DIVERSOS AJUSTES EN EL SISTEMA TRIBUTARIO

El artículo 8 de la ley 20.780, establece un impuesto anual a beneficio fiscal que grava las emisiones 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 material particulado (MP), o 25.000 o más toneladas anuales de dióxido de carbono (CO_2)". "se excluyen de la aplicación del impuesto las emisiones asociadas a calderas de agua caliente utilizadas en servicios vinculados exclusivamente al personal y de grupos electrógenos de potencia menor a 500 kWt."

Para emisiones de MP, NOx y SO₂, el impuesto equivale a 0,1 por tonelada emitida o proporción de las mismas, multiplicado por la cantidad que resulte de la fórmula siguiente:

$$T_{ij} = CSC_{pci} \cdot P_{obj}$$

Donde:

- T_{ij} : Tasa del impuesto por tonelada del contaminante "i" emitido en la comuna "j" medido en US\$/Ton.
- CSC_{pci} : Costo social de contaminación per cápita del contaminante "i"
- P_{obj} : Población de la comuna "j".

si el establecimiento se encuentra dentro de una comuna que a su vez forme parte de una zona declarada como zona saturada o como zona latente por concentración de MP, NOx o SO₂ se aplicará a la tasa de impuesto por tonelada de contaminante un factor adicional consistente en el coeficiente de calidad del aire, resultando en la siguiente fórmula para su cálculo:

$$T_{ij} = CCA_{ji} \cdot CSC_{pci} \cdot P_{obj}$$

Donde CCA_{ji} corresponde al coeficiente de calidad del aire en la comuna "j" para el contaminante "i". Este coeficiente asciende a ,12 para zonas saturadas y 1,1 para zonas latentes.

Los valores del CSC_{pc} se actualizan cada 10 años, y los vigentes actualmente son:

- USD\$0,9 para material particulado
- USD\$0,01 para SO₂
- USD\$0,025 para NOx.

En el caso de las emisiones de CO₂, el impuesto será equivalente a 5 dólares de Estados Unidos de América por cada tonelada emitida.

Según da cuenta la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), el nuevo impuesto aumentó de forma significativa el número de fuentes emisoras con la obligación de reportar los parámetros necesarios para la cuantificación de las emisiones y así determinar, por parte de la SMA, si está afecto o no al gravamen. En este sentido se pasó de 87 establecimientos, equivalentes a 313 fuentes (calderas y turbinas) el 2022, a 129 establecimientos equivalentes a 1.121 fuentes (incluyendo procesos con combustión), durante el 2023.²⁸ Los establecimientos emplazados en la RMS que tienen obligación de reportar son:

- Cristalerías Chile S.A.
- Cía. Industrial El Volcán S.A. Planta Concha y Toro
- Tulsa S.A.
- Papeles Cordillera SpA.
- Energías Industriales S.A.
- Generadora Metropolitana Spa. Nueva Renca
- CMPC Tissue S.A. Planta Tissue Talagante
- Cemento Polpaico S.A. Planta Cerro Blanco - Til Til

²⁸ Revisado online el 9 de agosto de 2024, en <https://portal.sma.gob.cl/index.php/impuesto-verde-sma-publica-listado-de-establecimientos-que-superaron-limite-anual-de-material-particulado-y-co2/#:~:text=Esta%20jornada%2C%20la%20Superintendencia%20del,de%20emisiones%20del%20a%C3%B3n%20de%202023.>

- Soprole S.A.

Complementario a la ley, la Resolución Exenta 585/2023 de la SMA establece las directrices técnicas para el monitoreo, reporte y verificación de los parámetros necesarios para la cuantificación de emisiones.

Esta ley, en su artículo 8, establece que “Los contribuyentes afectos al impuesto establecido en este artículo, 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.”

A este respecto, la SEREMI del Medio Ambiente de la Región Metropolitana cuenta con una página web referida a los Programas de Compensación de Emisiones (PCE), donde se define un PCE como “un Programa de Compensación de Emisiones (PCE), mediante el cual se reducen o ceden emisiones atmosféricas entre diversos tipos de fuentes, actividades y/o sectores económicos, siempre y cuando cumplan las consideraciones establecidas en el artículo 63 del D.S. N°31/2016 del Ministerio del Medio Ambiente (MMA), que establece el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para la Región Metropolitana de Santiago (PPDA).”²⁹

La cantidad a compensar corresponde a “las emisiones totales anuales aumentadas en un 120% de el o los contaminantes que sobrepasan los valores establecidos en el artículo 64 del PPDA. Cabe destacar que las emisiones provenientes de fuentes de resuspensión puede ser compensadas tanto por mecanismos de compensación de emisiones de resuspensión como de combustión. Sin embargo, las emisiones provenientes de fuentes de combustión sólo pueden ser compensadas a través de mecanismos de compensación de emisiones de combustión.”²⁹

Respecto de los mecanismos de compensación de emisiones más utilizados, se destacan los siguientes:²⁹

- **Resuspensión (Polvo en Resuspensión, Material Particulado Respirable Grueso MPA10):** El mecanismo más utilizado por resuspensión en el último tiempo es la Mantención y/o Generación de Áreas Verdes y/o Masas de Vegetación. Este mecanismo de compensación de emisiones surge a raíz del artículo 100 del PPDA, el cual establece que La SEREMI del Medio Ambiente RMS apoyará el aumento de las áreas verdes y masa de vegetación mediante la exigencia de compensación de emisión de material particulado, según lo estipulado en el artículo 63 del PPDA, a través de la mantención y/o generación de áreas verdes y/o masas de vegetación.
- **Combustión:** Existen dos mecanismos por Combustión: el Recambio de Calefactores y la Chatarrización. Estos mecanismos de compensación de emisiones surgen del artículo 82 del PPDA, que establece que La SEREMI del Medio Ambiente RM fomentará el retiro, recambio y chatarrización de calefactores y cocinas que utilicen o puedan utilizar leña, carbón vegetal y otros derivados de la madera por

²⁹ Revisado online el 23 de agosto de 2024, en <https://airerm.mma.gob.cl/programas-de-compensacion-de-emisiones-pce/>

calefactores modernos que generen menos emisiones de contaminantes atmosféricos o que no las generen."

Decreto 62 APRUEBA REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ESTABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción

En su versión original, el DS 62 de 2006 no entregaba una definición respecto del horario de presencia en punta en los sistemas interconectados (central y del norte grande) que a la fecha conformaban el sistema eléctrico nacional. La determinación de los periodos en los cuales se observaban las máximas demandas para efectos del cobro por potencia a los consumidores, se realizaba a través de los decretos de precio de nudo, de publicación semestral. Así, por ejemplo, el Decreto 147 FIJA PRECIOS DE NUDO PARA SUMINISTROS DE ELECTRICIDAD, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción de abril de 2007 establecía "se entenderá por horas de punta el período del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas durante los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre, exceptuándose los domingo, festivos y sábado inmediatamente siguientes o anteriores a un día laboral festivo de dichos meses." Así, siguiendo las reglas, se tiene que en 2007 hubo un total de 580 horas en las que se registraron las demandas máximas, y por lo tanto, empresas con un consumo eléctrico relevante³⁰ podrían ver reducidos sus costos en energía a través de la utilización de grupos electrógenos.

Sin embargo, la señal económica significaba un incentivo a encender los grupos electrógenos en los períodos en que se apreciaba la peor calidad del aire en la RMS.

Luego, el Decreto 42 MODIFICA DECRETO SUPREMO N°62, DE 2006, DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN, QUE APRUEBA REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE EMPRESAS GENERADORAS ESTABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, E INTRODUCE MODIFICACIONES AL DECRETO QUE INDICA, Ministerio de Energía, del 4 de junio de 2020, modificó esta situación, introduciendo al DS 62 la definición siguiente: "Demanda de Punta: Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema." De esto se puede apreciar que la determinación de las demandas de punta ya no se circunscribe a un determinado número de meses o a un rango horario en particular, por lo que las empresas ya no tienen el incentivo de "recortar punta" en un horario y periodo de tiempo determinado.

Así, si las empresas quieren reducir este cobro tienen que realizar una gestión continua en el tiempo de sus demandas máximas, haciendo que no resulte rentable la utilización extendida de grupos electrógenos, como se demostró en (Narvik, 2018), donde se revisaron los costos totales de la operación de un grupo electrógeno de 1 MW, versus el beneficio económico de la utilización de éstos para la generación de energía eléctrica, según la cantidad de horas que estos operan:

Tabla 34. Análisis costo-beneficio de recorte de punta con grupos electrógenos diésel

	Horas de operación						
	315	420	525	630	735	840	945
Costos operación e inversión (US\$/año)							
Combustible	56.700	75.600	94.500	113.400	132.300	151.200	170.100

³⁰ Los consumidores que podían ver un beneficio económico del recorte de punta a través del uso de grupos electrógenos, eran aquellos cuyas opciones tarifarias comprendían el registro de potencia, o bien los clientes libres (con una demanda de potencia superior a 2 MW).

	Horas de operación						
	315	420	525	630	735	840	945
O&M	2.205	2.940	3.675	4.410	5.145	5.880	6.615
Anualidad inversión	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000	50.000
Subtotal	108.905	128.540	148.175	167.810	187.445	207.080	226.715
	Beneficio (US\$/año)						
Energía	41.549	55.398	69.248	83.097	96.047	110.796	124.646
Potencia	99.960	99.960	99.960	99.960	99.960	99.960	99.960
Subtotal	141.509	155.358	169.208	183.057	196.907	210.756	224.606
Efecto neto (US\$/Año)	32.604	26.818	21.033	15.247	9.462	3.676	-2.110

Fuente: (Narvik, 2018)

En las conclusiones de (Narvik, 2018) se menciona la estrategia de control de punta a través de GE “podría implicar una mayor emisión de material particulado (MP) y óxidos de azufre (SOx)”, por lo que sugiere la toma de acciones normativas para el control de emisiones.

De lo anterior es posible concluir que desde la modificación al DS 62 introducida el 2020, a través del DS 42, se eliminó el incentivo económico para que los grandes consumidores utilizaran grupos electrógenos para el recorte de potencia presente en punta, lo que tiene como beneficio asociado, la disminución de las emisiones asociadas al uso de esta tecnología.

5.1.2. Normativa internacional

Para la realización de la revisión de la regulación internacional se buscó revisar economías que fueran un referente normativo para el mundo, como lo son estados Unidos y la Comunidad Europea. Adicionalmente se investigó la normativa australiana, dado que en términos de mercado eléctrico presenta similares desafíos a los de Chile, y la normativa del país hace referencia a la regulación de EE.UU., por lo que se descartó incluirlos en esta revisión de experiencias.

Se buscó complementar el análisis con experiencias más cercanas a la realidad de nuestro país, tanto territorialmente (por lo que se revisa la situación de Perú y Ecuador) como económicamente.

En este último aspecto se revisó la situación de México, identificando que la regulación data, en algunos casos, de 1993, por lo que se juzgó no aporta valor al análisis. Del mismo modo, la regulación de Argentina data de 2001 actualizada en 2008 debido a limitaciones de índole técnica para poder cumplir los límites máximos especificados en la normativa, por lo que se descarta el análisis de esta experiencia. Por otro lado, Panamá cuenta con un PIB per cápita similar al de Chile³¹

5.1.2.1. Estados Unidos

La regulación de Estados Unidos en materia energética y ambiental es observada a nivel mundial como un referente en lo que a desarrollo sostenible se refiere. Es por esto que se revisa el estado del arte en la regulación, en lo que se refiere a exigencias de emisiones al aire de equipos y procesos industriales.

³¹ Según el Banco Mundial, el PIB per cápita en US\$ a precios actuales de Chile es 17.093,2, mientras que el de Panamá asciende a 18.661,8. Revisado online el 2 de octubre de 2024 en <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PCAP.CD?locations=PA-CL>

Estándares Nacionales de Calidad del Aire

Las Normas Nacionales de Calidad del Aire (NAAQS por las siglas en inglés de National Ambient Air Quality Standards) son fijadas por la EPA, según se establece en la regulación estadounidense (40 CFR parte 50³²), distinguiendo 2 tipos de regulación:

- **Estándares primarios:** proporcionan protección de la salud pública, incluida la protección de la salud de poblaciones “sensibles” como los asmáticos, los niños y los ancianos.
- **Estándares secundarios:** proporcionan protección del bienestar público, incluida la protección contra la disminución de la visibilidad y los daños a los animales, los cultivos, la vegetación y los edificios.

Estos estándares son revisados periódicamente, pudiendo ser actualizados, o bien, en algunas zonas de los EE.UU., también pueden subsistir ciertos requisitos reglamentarios para la aplicación de normas previamente establecidas.

Los NAAQS vigentes a la fecha son los mostrados en la tabla siguiente:

Tabla 35. Normas de calidad del aire en EE.UU.

Contaminante	Tipo de norma	Tiempo promedio	Nivel	Forma
Monóxido de carbono (CO)	Primaria	8 horas	9 ppm	No debe ser excedido más de una vez al año
		1 hora	35 ppm	
Plomo (Pb)	Primaria y secundaria	Promedio trimestre móvil	0,15 µg/m ³	No debe ser excedido
Dióxido de nitrógeno (NO ₂)	Primaria	1 hora	100 ppb	Percentil 98 de las concentraciones máximas diarias en una hora, media de 3 años
		Primaria y secundaria	1 año	
Ozono (O ₃)	Primaria y secundaria	8 horas	0,070 ppm	Cuarta concentración máxima diaria anual en 8 horas, media de 3 años
Material particulado	MP2,5	Primaria	1 año	9,0 µg/m ³
		Secundaria	1 año	15,0 µg/m ³
		Primaria y secundaria	24 horas	35 µg/m ³
MP10	Primaria y secundaria	24 horas	150 µg/m ³	No se superará más de una vez al año de media en 3 años
Dióxido de azufre (SO ₂)	Primaria	1 hora	75 ppb	Percentil 99 de las concentraciones máximas diarias en una hora, media de 3 años

³² Establece que la EPA debe fijar NAAQS para 6 contaminantes principales, que pueden ser peligrosos para las personas y el medio ambiente.

Contaminante	Tipo de norma	Tiempo promedio	Nivel	Forma
	Secundaria	3 horas	0,5 ppm	No debe superarse más de una vez al año

Nota: ppm: partes por millón

ppb: partes por mil millones

Fuente: EPA³³

Calderas, generadores de vapor, procesos térmicos

La regla 74.15³⁴ del Condado de Ventura, revisada en 2020, da cuenta de una regulación local y establece exigencias para calderas estacionarias, generadores de vapor y procesos térmicos de combustión de combustibles líquidos o gaseosos, con una capacidad nominal de entrada igual o superior a 5 millones BTU por hora, usadas en aplicaciones industriales, institucionales y comerciales, a excepción de aquellas utilizadas para generación de electricidad o calentamiento de agua. Los requerimientos de emisiones son los siguientes:

- Hasta el 1 de enero de 2027, ninguna persona tiene permitido descargar a la atmósfera, desde una caldera, generador de calor o calentador de proceso de capacidad nominal igual o superior a 5 millones BTU/h, y con una tasa anual de entrada de calor igual o superior a nueve 9 mil millones de BTU por año calendario:
 - NOx: emisiones por sobre 40 ppmv (partes por millón en volumen)
 - CO: emisiones por sobre 400 ppmv.

El cumplimiento debe ser testeado no menos que una vez cada 24 meses.

Las unidades antes mencionadas, luego de cualquier modificación, incorporación de una caldera, generador de vapor o calentador de proceso nuevo o el reemplazo de uno existente, los titulares tienen un plazo de 6 meses para dar cumplimiento a los límites que se establecen en la Tabla 36. En caso de no realizar modificaciones a los sistemas/equipos, los límites a observar luego del 1 de enero de 2027 son los mismo de la Tabla 36.

Tabla 36. Límites de emisión de NOx y CO para calderas, generadores de vapor o calentadores de proceso desde el 1/01/2027, o 6 meses después de alguna modificación, reemplazo o incorporación de equipos en Estados Unidos

Unidad y tipo de combustible	Límite NOx (ppmv)	Límite de CO (ppmv)
Calderas y generadores de vapor operando con combustible gaseoso a excepción de gas de vertedero o de biodigestor	9	400
Calentadores de proceso operando con combustible gaseoso a excepción de gas de vertedero o de biodigestor	12	400
Gas de vertedero	25	400
Gas de digestor	15	400
Combustible líquido	40	400

Fuente: Regla 74.15 – EPA

³³ Revisado online el 25 de septiembre de 2024, en <https://www.epa.gov/criteria-air-pollutants/naaqs-table>

³⁴ Revisado online el 16 de agosto de 2024, en <https://ww2.arb.ca.gov/sites/default/files/classic/technology-clearinghouse/rules/RuleID4694.pdf>

Para el caso de calderas, generadores de vapor o calentadores de proceso instalados antes del 1 de enero de 2021 con la capacidad igual o superior a 5 MBTU/h y teniendo una entrada de calor menor a 9 mil millones de BTU por año calendario, deben cumplir con lo siguiente:

- Mantener la concentración de oxígeno en la chimenea menor o igual 3% en base seca por cualquier lapso de 15 minutos consecutivos, debiendo testear cada 6 meses.
- La unidad funcionará con un sistema de ajuste de oxígeno del gas de chimenea ajustado al 3% de oxígeno. La tolerancia del ajuste será de $\pm 5\%$. Las unidades sujetas a esta disposición deberán someterse a una prueba de conformidad cada doce (12) meses;
- La unidad deberá ser ajustada 2 veces por año calendario, a intervalos de 4 a 8 meses, y si opera menos de 6 meses continuos por año calendario, el ajuste será una vez por año calendario. Si opera menos de 10 días por año calendario, lo se requiere el ajuste.
- En lugar de cumplir los requisitos de la Tabla 36 y posteriores, a partir del 1 de enero de 2027, cualquier unidad que dirija los gases de escape a un invernadero como medio de suplementar dióxido de carbono (CO_2) a un cultivo deberá funcionar de conformidad con los siguientes límites de emisión:
 - NOx: 30 ppmv al 3% de oxígeno
 - CO: 10 ppmv al 3% de oxígeno.

Respecto a los métodos de testeo, se exigen, para NOx, CO y oxígeno en los gases de escape, ARB Method 100.

40 CFR Parte 63 – Estándar nacional de emisiones para contaminantes peligrosos del aire para fuentes mayores: calderas y calentadores de proceso de uso industrial, comercial e institucional

Publicado el 6 de octubre de 2022, introduce amendas al estándar nacional para emisiones de contaminantes peligrosos del aire (NESHAP por las siglas en inglés de National Emission Standards For Hazardous Air Pollutants) que aplican a calderas y calentadores de proceso de uso industrial, comercial e institucional nuevas o existentes. Se busca la utilización de estándares basados en tecnología (denominados MACT, Maximum Achievable Control Technology).

El resumen de la actualización de los límites de emisión se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 37. Resumen de los cambios a los límites de emisión introducidos a 40 CFR Parte 63

Subcategoría	Contaminante	Límite de emisiones de la norma final de 2013 (lb/MMBtu de aporte térmico o MP al 3 por ciento de oxígeno para el CO)	Límite de emisión revisado (lb/MMBtu de aporte térmico o MP al 3% de oxígeno para el CO)
Nuevo – Sólido	Cloruro de Hidrógeno Gaseoso	$2,2 \times 10^{-2}$	$2,1 \times 10^{-4}$
Nuevo - Estufa de biomasa seca	Material Total Suspendido	$4,0 \times 10^{-3}$	$5,0 \times 10^{-3}$
Nuevo – Lecho fluidizado con biomasa	CO	230	130
	MP (Material Total Suspendido)	$9,8 \times 10^{-3}$ $(8,3 \times 10^{-5})$	$4,1 \times 10^{-3}$ $(8,4 \times 10^{-6})$
	CO	2.400	220

Subcategoría	Contaminante	Límite de emisiones de la norma final de 2013 (lb/MMBtu de aporte térmico o MP al 3 por ciento de oxígeno para el CO)	Límite de emisión revisado (lb/MMBtu de aporte térmico o MP al 3% de oxígeno para el CO)
Nuevo – Quemador de biomasa de suspensión	Material Total Suspendido	$6,5 \times 10^{-3}$	$8,0 \times 10^{-3}$
Nuevo - Rejilla de suspensión híbrida de biomasa	CO	1,100	180
Nuevo - Horno de biomasa/quemador de pila	MP	$3,2 \times 10^{-3}$	$2,5 \times 10^{-3}$
Nuevo – Celda de combustible con biomasa	MP	$2,0 \times 10^{-2}$	$1,1 \times 10^{-2}$
Nuevo – Estufa de biomasa húmeda	CO	620	590
	MP	0,03	0,013
Nuevo – Líquido	Cloruro de Hidrógeno Gaseoso	$4,4 \times 10^{-4}$	$1,5 \times 10^{-4}$
Nuevo – Líquido pesado	MP (Material Total Suspendido)	$1,3 \times 10^{-2}$ ($7,5 \times 10^{-5}$)	$1,9 \times 10^{-3}$ ($6,4 \times 10^{-6}$)
Nuevo – Proceso a gas	MP	$6,7 \times 10^{-3}$	$7,3 \times 10^{-3}$
Existente - Sólido	Cloruro de Hidrógeno Gaseoso	$2,2 \times 10^{-2}$	$2,0 \times 10^{-2}$
	Hg	$5,7 \times 10^{-6}$	$5,4 \times 10^{-6}$
Existente - Carbón	MP	$4,0 \times 10^{-2}$	$3,9 \times 10^{-2}$
Existente – Estufa a carbón	CO	160	150
Existente - Estufa de biomasa seca	Material Total Suspendido	$4,0 \times 10^{-3}$	$5,0 \times 10^{-3}$
Existente - Estufa de biomasa húmeda	CO	1.500	1.100
	MP (Material Total Suspendido)	$3,7 \times 10^{-2}$ ($2,4 \times 10^{-4}$)	$3,4 \times 10^{-2}$ ($2,0 \times 10^{-4}$)
Existente - Lecho fluidizado de biomasa	CO	470	210
	MP (Material Total Suspendido)	$1,1 \times 10^{-1}$ ($1,2 \times 10^{-3}$)	$7,4 \times 10^{-3}$ ($6,4 \times 10^{-5}$)
Existente - Quemadores de suspensión de biomasa	MP (Material Total Suspendido)	$5,1 \times 10^{-2}$ ($6,5 \times 10^{-3}$)	$4,1 \times 10^{-2}$ ($8,0 \times 10^{-3}$)
Existente - Horno holandés/quemador de pila de biomasa	MP	$2,8 \times 10^{-1}$	$1,8 \times 10^{-1}$
Existente - Líquido	Hg	$2,0 \times 10^{-6}$	$7,3 \times 10^{-7}$
Existente - Líquido pesado	MP	$6,2 \times 10^{-2}$	$5,9 \times 10^{-2}$
Existente - Líquido no continental	MP	$2,7 \times 10^{-1}$	$2,2 \times 10^{-1}$
Existente - Gas de proceso	MP	$6,7 \times 10^{-3}$	$7,3 \times 10^{-3}$

Fuente: (EPA, 2022)

Se cuenta con 3 años para la adecuación a los nuevos límites, desde la publicación de la norma. Además, se entrega un análisis de impacto en emisiones y económico de los nuevos límites, lo que se presenta en las tablas siguientes

Tabla 38. Resumen de las emisiones totales evitadas en toneladas por año, por la modificación de la regla

Fuente	Subcategoría	Cloruro de Hidrógeno Gaseoso	MP	No – Hg Metales	Hg
Unidades que salen	Carbón	44,1	54,4	0,12	$2,12 \times 10^{-3}$
	Biomasa	13,6	521	3,8	$1,65 \times 10^{-3}$
Unidades nuevas	Biomasa	52,3	9,9	0,14	0

Fuente: (EPA, 2022)

Tabla 39. Resumen de del capital y costos anuales por la modificación de la regla

Fuente	Subcategoría	Estimación Número de unidades afectadas que incurren en un costo	Costos de capital (millones USD\$ 2016)	Costos anualizados de pruebas y seguimiento (millones USD\$ 2016/año)	Costo anualizado (millones USD\$ 2016/año)
Unidades existentes	Carbón	5	8,0	0,057	2,1
	Biomasa	33	149,5	0,511	35,1
Unidades nuevas	Biomasa	11	43,3	0,043	12,3

Fuente: (EPA, 2022)

5.1.2.2. Comunidad Europea

A continuación, se revisan normas relevantes de la Comunidad Europea, que impactan en las emisiones del sector industrial en dicho territorio. Como en el caso de Estados Unidos, la regulación europea es un referente para Chile y el mundo en materias de seguridad, eficiencia y sustentabilidad.

DIRECTIVA 2010/75/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) (versión refundida)

La Directiva 2010/75 UE fue modificada en julio de 2024, a través de la DIRECTIVA (UE) 2024/1785 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 24 de abril de 2024 por la que se modifican la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) y la Directiva 1999/31/CE del Consejo relativa al vertido de residuos. Entre las modificaciones se destaca la precisión de algunas definiciones, la incorporación de otras nuevas, medidas para la entrega de información ante eventos que afecten a la salud humana o al medio ambiente, acciones ante incumplimientos, entre otros.

El objetivo de la norma es establecer “normas sobre la prevención y el control integrados de la contaminación procedente de las actividades industriales”. A continuación se detallan los elementos más relevantes del cuerpo normativo:

- Definición de “Técnicas disponibles como “las técnicas desarrolladas a una escala que permita su aplicación en el contexto del sector industrial correspondiente, en condiciones económica y técnicamente viables, tomando en consideración los costes y los beneficios, independientemente de si las técnicas se utilizan o producen en la Unión, siempre que el titular pueda tener acceso a ellas en condiciones razonables”, y “mejores” como “las técnicas más eficaces para alcanzar un elevado

nivel general de protección del medio ambiente en su conjunto, incluidas la salud humana y la protección del clima". Luego, las mejores técnicas disponibles se denominan MTD.

- Se definen las "conclusiones sobre las MTD" como "un documento que contiene las partes de un documento de referencia MTD donde se establecen las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles y las técnicas emergentes, su descripción, la información para evaluar su aplicabilidad, los niveles de emisión asociados a dichas técnicas, los niveles de desempeño medioambiental asociados a dichas técnicas, el contenido de un sistema de gestión ambiental, incluidos los rangos de referencia indicativos, los controles asociados, los niveles de consumo asociados y, si procede, las medidas de rehabilitación del emplazamiento de que se trate"; asociado a esto, se definen los "niveles de desempeño medioambiental asociados a las mejores técnicas disponibles" como "el intervalo de niveles de desempeño medioambiental, obtenido en condiciones normales de funcionamiento utilizando una de las MTD o una combinación de MTD, tal y como se describen en las conclusiones sobre las MTD".
- Establece la obligatoriedad de solicitar permisos para el funcionamiento de instalaciones industriales. Los estados miembros pueden incorporar obligaciones específicas dependiendo del tipo de proceso industrial. Los permisos establecerán valores límites de emisión para sustancias contaminantes. Además, el solicitante debe informar la metodología de medición, su frecuencia y el procedimiento de evaluación.
- No se establecerán límites a las emisiones de gases de efecto invernadero en los permisos, a menos que sea necesario para garantizar que no se provoque ninguna contaminación local significativa.
- Para la actualización de los documentos de referencia MTD, "la Comisión organizará un intercambio de información entre los Estados miembros, las industrias afectadas, las organizaciones no gubernamentales promotoras de la protección del medio ambiente y la Comisión." El intercambio de información se refiere a:
 - el funcionamiento de las instalaciones y técnicas en lo que se refiere a emisiones expresadas como medias a corto y largo plazo, según proceda, y las condiciones de referencia asociadas, consumo y tipo de materias primas, consumo de agua, uso de energía y generación de residuos;
 - las técnicas usadas, controles asociados, efectos entre distintos medios, viabilidad técnica y económica y evolución registrada;
 - mejores técnicas disponibles y técnicas emergentes definidas tras considerar los temas mencionados en los 2 puntos anteriores.
- Respecto de los valores límite de emisión se establece:
 - Los valores límite de emisión de las sustancias contaminantes se aplicarán en el punto en que las emisiones salgan de la instalación, y cualquier dilución antes de ese punto no se tendrá en cuenta al determinar esos valores.
 - los valores límite de emisión, los parámetros y las medidas técnicas equivalentes se basarán en las mejores técnicas disponibles, sin prescribir la utilización de una técnica o tecnología específica.
 - La autoridad competente fijará valores límite de emisión que garanticen que, en condiciones de funcionamiento normal, las emisiones no superen los niveles de emisión asociados a las mejores técnicas disponibles que se establecen en las decisiones sobre las conclusiones relativas a las MTD.
 - La autoridad competente podrá fijar, en determinados casos, valores límite de emisión menos estrictos. Esta excepción podrá invocarse solamente si se pone de manifiesto mediante una evaluación que la consecución de los niveles de emisión asociados con las mejores técnicas disponibles tal y como se describen en las conclusiones sobre las MTD daría lugar a unos costes

- desproporcionadamente más elevados en comparación con el beneficio ambiental
- Respecto de los sistemas de gestión ambiental (SGA), serán exigibles y aplicados en cada instalación. Contendrán lo siguiente:
 - Objetivos de política medioambiental para la mejora continua del desempeño medioambiental y la seguridad de la instalación, que incluirán medidas para:
 - prevenir la generación de residuos,
 - optimizar el uso de los recursos y la energía y la reutilización del agua,
 - prevenir o reducir el uso o las emisiones de sustancias peligrosas;
 - Objetivos e indicadores de rendimiento en relación con aspectos medioambientales importantes, que tendrán en cuenta los rangos de referencia indicativos establecidos en las conclusiones sobre las MTD pertinentes;
 - En el caso de instalaciones sujetas a la obligación de realizar una auditoría energética o aplicar un sistema de gestión de la energía, la inclusión de los resultados de dicha auditoría o de la aplicación del sistema de gestión de la energía;
 - Inventario químico de las sustancias peligrosas presentes en la instalación o emitidas por ella, tales como componentes de otras sustancias o como parte de mezclas y una evaluación de riesgo de los efectos de dichas sustancias en la salud humana y el medio ambiente, así como un análisis de las posibilidades de sustituirlas por alternativas más seguras o de reducir su uso o emisiones;
 - Medidas adoptadas para alcanzar los objetivos medioambientales y evitar riesgos para la salud humana o el medio ambiente, incluidas medidas correctoras y preventivas cuando sea necesario;
 - Plan de transformación, que contendrá información sobre cómo el titular va a transformar la instalación durante el período 2030-2050 a fin de contribuir al surgimiento de una economía sostenible, limpia, circular, eficiente en el uso de los recursos y climáticamente neutra de aquí a 2050.
 - Respecto de los límites de emisión, se establecen:

Tabla 40. Valores límite de emisión (mg/Nm³) de SO₂ para instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos con excepción de turbinas y motores de gas

Potencia térmica nominal total (MW)	Hulla y lignito y demás combustibles sólidos	Biomasa	Turba	Combustibles líquidos
50 – 100	400	200	300	350
100 – 300	200	200	300 250 en caso de combustión en lecho fluido	200
>300	150 200 en caso de combustión en lecho fluido circulante o a presión	150	150 200 en caso de combustión en lecho fluido	150

Fuente: DIRECTIVA 2010/75/UE

Tabla 41. Valores límite de emisión (mg/Nm³) de SO₂ para instalaciones de combustión que usan combustibles gaseosos, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas

		Límites de emisión
En general		35
Gas licuado		5
Gases de bajo poder calorífico procedentes de hornos de coque		400
Gases de bajo poder calorífico procedentes de altos hornos		200

Fuente: DIRECTIVA 2010/75/UE

Tabla 42. Valores límite de emisión (mg/Nm³) de NOx para instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos con excepción de turbinas y motores de gas

Potencia térmica nominal total (MW)	Hulla y lignito y demás combustibles sólidos	Biomasa y turba	Combustibles líquidos
50 – 100	300 400 en caso de combustión de lignito pulverizado	250	300
100 – 300	200	200	150
>300	150 200 en caso de combustión de lignito pulverizado	150	100

Fuente: DIRECTIVA 2010/75/UE

Tabla 43. Valores límite de emisión (mg/Nm³) de NOx y CO para instalaciones de combustión a gas

	NOx	CO
Instalaciones de combustión distintas de las turbinas de gas y motores de gas	100	100
Turbinas de gas (incluidas las de ciclo cerrado) con carga sobre 70%	50	100
Motores a gas	75	100

Fuente: DIRECTIVA 2010/75/UE

Tabla 44. Valores límite de emisión (mg/Nm³) de partículas para instalaciones de combustión que utilicen combustibles sólidos o líquidos con excepción de turbinas y motores de gas

Potencia térmica nominal total (MW)	Todos
50 – 300	20
>300	10 20 en el caso de la biomasa y la turba

Fuente: DIRECTIVA 2010/75/UE

Tabla 45. Valores límite de emisión (mg/Nm³) de partículas para instalaciones de combustión que usan combustibles gaseosos, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas

		Límites de emisión
En general		5
Gas de altos hornos		10
Gases producidos por la industria del acero que pueden tener otros usos		30

Fuente: DIRECTIVA 2010/75/UE

Tabla 46. Índice mínimo de desulfurización para instalaciones de combustión

Potencia térmica nominal total (MW)	Índice mínimo de desulfurización
50 – 100	93%
100 – 300	93%
>300	97%

Fuente: DIRECTIVA 2010/75/UE

Respecto de la monitorización de emisiones establece:

- Se medirán en continuo las concentraciones de SO₂, NOx y partículas en los gases residuales procedentes de cada instalación de combustión con una potencia térmica nominal total igual o superior a 100 MW.
- Se medirá asimismo en continuo la concentración de CO en los gases residuales de las instalaciones de combustión alimentadas por combustibles gaseosos con una potencia térmica nominal total igual o superior a 100 MW
- Como alternativa a las mediciones de SO₂ y NOx a que se refieren los puntos anteriores, podrán utilizarse otros procedimientos verificados y aprobados por la autoridad competente para determinar las emisiones de SO₂ y NOx. Dichos procedimientos utilizarán las normas CEN pertinentes o, en caso de no disponerse de normas CEN, las normas ISO u otras normas nacionales o internacionales que garanticen la obtención de datos de calidad científica equivalente.
- Existe obligación de informar el cambio de combustible.

Para instalaciones de incineración de residuos, los límites de emisión de contaminantes son los siguientes:

Tabla 47. Valores límite de emisión medios diarios para las siguientes sustancias contaminantes (mg/Nm³)

Contaminante	Emisión límite diaria (mg/Nm ³)
Partículas totales	10
Sustancias orgánicas en estado gaseoso y de vapor expresadas en carbono orgánico total (COT)	10
Cloruro de hidrógeno (HCl)	10
Fluoruro de hidrógeno (HF)	1
Dióxido de azufre (SO ₂)	50
Monóxido de nitrógeno (NO) y dióxido de nitrógeno (NO ₂), expresado como NO ₂ , para instalaciones de incineración de residuos existentes con capacidad nominal superior a 6 toneladas por hora o para instalaciones de incineración de residuos nuevas	200
Monóxido de nitrógeno (NO) y dióxido de nitrógeno (NO ₂), expresado como NO ₂ , para instalaciones de incineración de residuos existentes con capacidad nominal no superior a 6 toneladas por hora	400

Fuente: DIRECTIVA 2010/75/UE

Tabla 48. Valores límite de emisión medios diarios para las siguientes sustancias contaminantes (mg/Nm³)

Contaminante	100%	97%
Partículas totales	30	10
Sustancias orgánicas en estado gaseoso y de vapor expresadas en carbono orgánico total (COT)	20	10
Cloruro de hidrógeno (HCl)	60	10

Contaminante	100%	97%
Fluoruro de hidrógeno (HF)	4	2
Dióxido de azufre (SO ₂)	200	50
Monóxido de nitrógeno (NO) y dióxido de nitrógeno (NO ₂), expresado como NO ₂ , para instalaciones de incineración de residuos existentes con capacidad nominal superior a 6 toneladas por hora o para instalaciones de incineración de residuos nuevas	400	200

Fuente: DIRECTIVA 2010/75/UE

Tabla 49. Valores límite de emisión medios (mg/Nm³) para los siguientes metales pesados a lo largo de un período de muestreo de un mínimo de 30 minutos y un máximo de 8 horas

Contaminante	Emisión límite diaria (mg/Nm ³)
Cadmio y sus compuestos, expresados en cadmio (Cd)	Total 0,05
Talio y sus compuestos, expresados en talio (Tl)	
Mercurio y sus compuestos, expresados en mercurio (Hg)	0,05
Antimonio y sus compuestos, expresados como antimonio (Sb)	Total 0,5
Arsénico y sus compuestos, expresados en arsénico (As)	
Plomo y sus compuestos, expresados en plomo (Pb)	
Cromo y sus compuestos, expresados en cromo (Cr)	
Cobalto y sus compuestos, expresados como cobalto (Co)	
Cobre y sus compuestos, expresados en cobre (Cu)	
Manganoso y sus compuestos, expresados como manganoso (Mn)	
Níquel y sus compuestos, expresados en níquel (Ni)	
Vanadio y sus compuestos, expresados como vanadio (V)	

Fuente: DIRECTIVA 2010/75/UE

Reglamento (UE) 2024/1244 del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de abril de 2024 sobre la notificación de datos medioambientales procedentes de instalaciones industriales, por el que se crea un Portal de Emisiones Industriales y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.o 166/2006

Su objetivo es establecer normas sobre la recopilación y notificación de datos medioambientales relativos a las instalaciones industriales y crea un Portal de Emisiones Industriales a escala de la Unión con forma de base de datos en línea que da acceso público a dichos datos.

El diseño del portal donde se reporta la información permite que se puedan realizar búsquedas, extraer datos y descargar conjuntos de datos basados en:

- a. complejos, incluida, en su caso, la empresa matriz del complejo, y su ubicación geográfica, incluida la cuenca hidrográfica;
- b. instalaciones;
- c. actividades;
- d. hechos ocurridos en el Estado miembro o en la Unión;
- e. contaminantes, residuos o recursos, según sea el caso;
- f. el comportamiento ambiental en el que se emite el contaminante, a saber, la atmósfera, el agua o el suelo;
- g. transferencias de residuos fuera del emplazamiento y destino de los mismos, si procede;
- h. transferencias de contaminantes en aguas residuales fuera del emplazamiento;
- i. fuentes difusas, y
- j. propietario o titular de la instalación.

Los contaminantes que deben ser reportados se encuentran en el Anexo II del cuerpo normativo, y son:

Tabla 50. Contaminantes con obligatoriedad de informar por parte de recintos industriales para difusión al público

Nº	Número CaS	Contaminante (1)	Umbral de emisiones		
			a la atmósfera kg/año	al agua kg/año	al suelo kg/año
1	74-82-8	Metano (CH ₄)	100.000	— (2)	—
2	630-08-0	Monóxido de carbono (CO)	500.000	—	—
3	124-38-9	Dióxido de carbono (CO ₂)	100 millones	—	—
4		Hidrofluorocarburos (HFCs) (3)	100	—	—
5	10024-97-2	Óxido nitroso (N ₂ O)	10.000	—	—
6	7664-41-7	amoniaco (NH ₃)	10.000	—	—
7		Compuestos orgánicos volátiles distintos del metano (COVDM)	100.000	—	—
8		Óxidos de nitrógeno (NO _x /NO ₂)	100.000	—	—
9		Perfluorocarburos (PFCs) (4)	100	—	—
10	2551-62-4	Hexafluoruro de azufre (SF ₆)	50	—	—
11		Óxidos de azufre (SO _x /SO ₂)	150.000	—	—
12		Nitrógeno total	—	50.000	50.000
13		Fósforo total	—	5.000	5.000
14		Hidroclorofluorocarburos (HCFCs) (5)	1	—	—
15		Clorofluorocarburos (CFCs) (6)	1	—	—
16		Halones (7)	1	—	—
17		arsénico y compuestos (como As) (8)	20	5	5
18		Cadmio y compuestos (como Cd) (8)	10	5	5
19		Cromo y compuestos (como Cr) (8)	100	50	50
20		Cobre y compuestos (como Cu) (8)	100	50	50
21		Mercurio y compuestos (como Hg) (8)	10	1	1
22		Níquel y compuestos (como Ni) (8)	50	20	20
23		Plomo y compuestos (como Pb) (8)	200	20	20
24		Zinc y compuestos (como Zn) (8)	200	100	100
25	15972-60-8	Alaclor	—	1	1
26	309-00-2	Aldrina	1	1	1
27	1912-24-9	Atrazina	—	1	1
28	57-74-9	Clordano	1	1	1
29	143-50-0	Clorodecona	1	1	1
30	470-90-6	Clorfenvinfós	—	1	1
31	85535-84-8	Cloroalcanos, C ₁₀ -C ₁₃	—	1	1
32	2921-88-2	Clorpirimifós	—	1	1
33	50-29-3	DDT	1	1	1
34	115-32-2	Dicofol	1	1	1
35	107-06-2	1, 2-dicloroetano (DCE)	1.000	10	10
36	75-09-2	Diclorometano (DCM)	1.000	10	10
37	60-57-1	Dieldrina	1	1	1
38	330-54-1	Diurón	—	1	1
39	115-29-7	Endosulfán	—	1	1
40	72-20-8	Endrina	1	1	1
41		Compuestos orgánicos halogenados (como aOX) (9)	—	1.000	1.000
42	76-44-8	Heptacloro	1	1	1
43	118-74-1	Hexaclorobenceno (HCB)	10	1	1
44	87-68-3	Hexaclorobutadieno (HCBD)	—	1	1

Nº	Número CaS	Contaminante (1)	Umbral de emisiones		
			a la atmósfera kg/año	al agua kg/año	al suelo kg/año
45	608-73-1	1, 2,3, 4,5, 6-hexaclorociclohexano (HCH)	10	1	1
46	58-89-9	Lindano	1	1	1
47	2385-85-5	Mirex	1	1	1
48		PCDD + PCDF (dioxinas + furanos) (como Teq) (10)	0,0001	0,0001	0,0001
49	608-93-5	Pentaclorobenceno	1	1	1
50	87-86-5	Pentaclorofenol (PCP)	10	1	1
51	335-67-1	Ácido perfluorooctanoico (PFOa) y sus sales	1	1	1
52	355-46-4	Ácido perfluorohexano-1-(PFHxS) sulfónico y sus sales	1	1	1
53	1336-36-3	Policlorobifenilos (PCB)	0,1	0,1	0,1
54	122-34-9	Simazina	—	1	1
55	127-18-4	Tetracloroetileno (PER)	2.000	10	—
56	56-23-5	Tetraclorometano (TCM)	100	1	—
57	12002-48-1	Triclorobencenos (TCB) (todos los isómeros)	10	1	—
58	71-55-6	(1, 1,1-tricloroetano)	100	—	—
59	79-34-5	1, 1,2, 2-tetracloroetano	50	—	—
60	79-01-6	Tricloroetileno	2.000	10	—
61	67-66-3	Triclorometano	500	10	—
62	8001-35-2	Toxafeno	1	1	1
63	75-01-4	Cloruro de vinilo	1.000	10	10
64	120-12-7	antraceno	50	1	1
65	71-43-2	Benceno	1.000	200 (como BTEX) (11)	200 (como BTEX) (11)
66		Bromodifeniléteres (PBDE) (12)	—	1	1
67		Nonilfenol y etoxilatos de Nonilfenol (NP/NPE)	—	1	1
68	100-41-4	Etilbenceno	—	200 (como BTEX) (11)	200 (como BTEX) (11)
69	75-21-8	Óxido de etileno	1.000	10	10
70	34123-59-6	Isoproturón	—	1	1
71	91-20-3	Naftaleno	100	10	10
72		Compuestos organoestánnicos (como Sn total)	—	50	50
73	117-81-7	Ftalato de bis (2-etilhexilo) (DEHP)	10	1	1
74	108-95-2	Fenoles (como C total) (13)	—	20	20
75		Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HaP) (14)	50	5	5
76	108-88-3	Tolueno	—	200 (como BTEX) (11)	200 (como BTEX) (11)
77		Tributilestaño y compuestos (15)	—	1	1
78		Trifenilestaño y compuestos (16)	—	1	1
79		Carbono orgánico total (COT) (como C total o DQO/3)	—	50.000	—
80	1582-09-8	Trifluralina	—	1	1

Nº	Número CaS	Contaminante (¹)	Umbral de emisiones		
			a la atmósfera kg/año	al agua kg/año	al suelo kg/año
81	1330-20-7	Xilenos (¹⁷)	—	200 (como BTEX) (¹¹)	200 (como BTEX) (¹¹)
82		Cloruros (como Cl total)	—	2 millones	2 millones
83		Cloro y compuestos inorgánicos (como HCl)	10.000	—	—
84	1332-21-4	amianto	1	1	1
85		Cianuros (como CN total)	—	50	50
86		Fluoruros (como F total)	—	2.000	2.000
87		Flúor y compuestos inorgánicos (como HF)	5.000	—	—
88	74-90-8	Cianuro de hidrógeno (HCN)	200	—	—
89		Partículas (MP ₁₀)	50.000	—	—
90	1806-26-4	Octilfenoles y etoxilatos de octilfenol	—	1	—
91	206-44-0	Fluoranteno	—	1	—
92	465-73-6	Isodrina	—	1	—
93	36355-1-8	Hexabromodifenilo	0,1	0,1	0,1
94	191-24-2	Benzo(g,h,i)perílido		1	

Fuente: Reglamento (UE) 2024/1244 del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de abril de 2024

Notas:

(¹) Salvo cuando se indique lo contrario, los contaminantes contemplados en el presente anexo se notificarán como la masa total del contaminante o, cuando el contaminante esté constituido por un grupo de sustancias, como la masa total del grupo.

(²) Una raya (—) indica que el parámetro y medio en cuestión no entraña la obligación de notificar la información.

(³) Masa total de hidrofluorocarburos: la suma de HFC23, HFC32, HFC41, HFC4310mee, HFC125, HFC134, HFC134a, HFC152a, HFC143, HFC143a, HFC227ea, HFC236fa, HFC245ca, HFC365mfc.

(⁴) Masa total de perfluorocarburos: la suma de CF₄, C₂F₆, C₃F₈, C₄F₁₀, C-C₄F₈, C₅F₁₂, C₆F₁₄.

(⁵) Masa total de las sustancias, incluidos sus isómeros, enumeradas en el grupo VIII del anexo I del Reglamento (CE) n.º 1005/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de septiembre de 2009, sobre las sustancias que agotan la capa de ozono (DO L 286 de 31.10.2009, p. 1).

(⁶) Masa total de las sustancias, incluidos sus isómeros, enumeradas en los grupos I y II del anexo I del Reglamento (CE) n.º 1005/2009.

(⁷) Masa total de las sustancias, incluidos sus isómeros, enumeradas en los grupos III y VI del anexo I del Reglamento (CE) n.º 1005/2009.

(⁸) Todos los metales se notificarán como la masa total del elemento en todas las formas químicas presentes en la emisión.

(⁹) Los compuestos orgánicos halogenados que pueden ser adsorbidos en carbono activado, expresados como cloruro.

(¹⁰) Expresado como I-TEQ.

(¹¹) En caso de que se supere el umbral de BTEX (suma de benceno, tolueno, etilbenceno y xileno) deberá notificarse cada uno de los contaminantes.

(¹²) Masa total de los bromodifeniléteres siguientes: penta-BDE, octa-BDE y deca-BDE.

(¹³) Masa total de fenol y fenoles simples sustituidos expresada como carbono total.

(¹⁴) Para la notificación sobre emisiones a la atmósfera, los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HaP) incluyen el benzo(a)pireno (50-32-8), el benzo(b)fluoranteno (205-99-2), el benzo(k)fluoranteno (207-08-9) y el indeno(1,2,3-cd) pireno (193-39-5) tal como se especifica en el Reglamento (UE) 2019/1021 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de junio de 2019, sobre contaminantes orgánicos persistentes (DO L 169 de 25.6.2019, p. 45).

(¹⁵) Masa total de tributilestaño y compuestos, expresada como masa de tributilestaño.

(¹⁶) Masa total de trifenilestaño y compuestos, expresada como masa de trifenilestaño.

(¹⁷) Masa total de xilenos (ortho-xileno, meta-xileno, para-xileno).

5.1.3. Perú

Con el fin de poder comparar la realidad nacional con países cercanos territorialmente, y que regulatoriamente tienen niveles de desarrollo similares, se revisan las exigencias realizadas en Perú para las emisiones. Es importante menciona que las regulaciones son diferenciadas, a nivel nacional, por el tipo de industria.

Decreto Supremo N°003-2017-MINAM

Mediante el Decreto Supremo N°003-2017-MINAM, se “Aprueban Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Aire y establecen Disposiciones Complementarias” se derogaron los siguientes decretos:

- Decreto Supremo N°074-2001-PCM – Reglamento de estándares nacionales de calidad ambiental del aire
- Decreto Supremo N°069-2003-PCM - Establecen valor anual de concentración de plomo
- Decreto Supremo N°003-2008-MINAM – Aprueban estándares de calidad ambiental para aire
- Decreto Supremo N°006-2013-MINAM - Aprueban Disposiciones Complementarias para la aplicación de Estándar de Calidad Ambiental (ECA) de Aire.

En este decreto se establece:

- Mediante decreto debe aprobarse el Protocolo Nacional de Monitoreo de la Calidad Ambiental del Aire. Esto se realizó con el Decreto Supremo 010-2019-MINAM³⁵
- Incorporación de los Grupos de Estudio Técnico Ambiental de la Calidad del Aire en las Comisiones Ambientales Municipales (CAM) Provinciales, en el marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental.
- Determinación de zonas de atención prioritarias, entendidas éstas como “aquellos centros poblados que cuenten con actividades económicas que planteen real o potencial afectación en la calidad del aire, que posean actividad vehicular ambientalmente relevante, o que cuenten con una dinámica urbana que implique un potencial incremento de emisiones atmosféricas”.
- Se establece quienes aprueban los distintos planes para el mejoramiento de la calidad del aire.
- Establecimiento de estados de alerta nacionales para contaminantes del aire
- Se incorpora el mercurio gaseoso total en los estándares

Además de lo anterior, se establecen los estándares para calidad del aire siguientes:

³⁵ Decreto Supremo que aprueba el Protocolo Nacional de Monitoreo de la Calidad Ambiental del Aire

Tabla 51. Estándares de calidad ambiental para aire, Perú

Parámetros	Período	Valor [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Criterios de evaluación	Método de análisis (*)
Benceno (C_6H_6)	Anual	2	Media aritmética anual	Cromatografía de gases
Dióxido de Azufre (SO_2)	24 horas	250	NE más de 7 veces al año	Fluorescencia ultravioleta (Método automático)
Dióxido de Nitrógeno (NO_2)	1 hora	200	NE más de 24 veces al año	Quimioluminiscencia (Método automático)
	Anual	100	Media aritmética anual	
Material Particulado con diámetro menor a 2,5 micras ($\text{MP}_{2,5}$)	24 horas	50	NE más de 7 veces al año	Separación inercial/filtración (Gravimetría)
	Anual	25	Media aritmética anual	
Material Particulado con diámetro menor a 10 micras (MP_{10})	24 horas	100	NE más de 7 veces al año	Separación inercial/filtración (Gravimetría)
	Anual	50	Media aritmética anual	
Mercurio Gaseoso Total (Hg)	24 horas	2	No excede	Espectrometría de absorción atómica de vapor frío (CVAAS) o Espectrometría de fluorescencia atómica de vapor frío (CVAFS) o Espectrometría de absorción atómica Zeeman. (Métodos automáticos)
Monóxido de Carbono (CO)	1 hora	30000	NE más de 1 vez al año	Infrarrojo no dispersivo (NDIR) (Método automático)
	8 horas	10000	Media aritmética móvil	
Ozono (O_3)	8 horas	100	Máxima media diaria NE más de 24 veces al año	Fotometría de absorción ultravioleta (Método automático)
Plomo (Pb) en MP10	Mensual	1,5	NE más de 4 veces al año	Método para MP10 (Espectrofotometría de absorción atómica)
	Anual	0,5	Media aritmética de los valores mensuales	
Sulfuro de Hidrógeno (H_2S)	24 horas	150	Media aritmética	Fluorescencia ultravioleta (Método automático)

NE: no exceder

(*) o método equivalente aprobado

Fuente: Decreto Supremo N°003-2017-MINAM

Decreto Supremo N°001-2020-MINAM

El Decreto Supremo N°001-2020-MINAM - Límites Máximos Permisibles para emisiones atmosféricas de plantas industriales de fabricación de cemento y/o cal, establece límites para emisiones atmosféricas “*a los titulares de las plantas industriales de fabricación de cemento y/o cal, así como los titulares que realicen el coprocesamiento de residuos en la fabricación de cemento y/o cal, con excepción de aquellos que empleen hornos artesanales en la fabricación de cal.*”

En él se establecen ciertas definiciones, lineamientos relativos a la fiscalización, los métodos de ensayo aprobados, obligatoriedad de mantener reportes con la composición química de las materias primas y/o harina cruda de alimentación del horno, a efectos de la aplicación de los límites máximos permisibles (LMP) para dióxido de azufre, obligatoriedad de presentar la modificación del instrumento de gestión ambiental (IGA) en caso que se requiera ajustas las medidas de manejo ambiental para el cumplimiento de los LMP.

Complementariamente, se establece que los titulares que no realicen coprocesamiento en la fabricación de cemento y/o cal deben realizar monitoreos trimestrales de los parámetros NOx y Hg, por 1 y 2 años respectivamente, permitiendo, con esta información, que el titular sepa si debe adecuar o no su actividad para dar cumplimiento a los LMP.

Respecto de los plazos para el cumplimiento, se tiene:

- Plazo máximo de 3 años, contados desde la entrada en vigencia de la norma, para culminar la implementación de sus medidas de manejo ambiental para adecuar su actividad al cumplimiento del LMP del MP;
- Plazo máximo de 5 años, contados desde la entrada en vigencia de la norma, para culminar la implementación de sus medidas de manejo ambiental para adecuar su actividad al cumplimiento del LMP del parámetro dióxido de azufre
- Plazo máximo de seis 6 años, contados desde la entrada en vigencia de la norma, para culminar la implementación de sus medidas de manejo ambiental para adecuar su actividad al cumplimiento del LMP de los parámetros óxidos de nitrógeno y mercurio.

Luego, los LMP establecidos para plantas industriales de fabricación de cemento y/o cal y para cuando se realice el coprocesamiento de residuos en la fabricación de cemento y/o cal, se muestran en las tablas siguientes:

Tabla 52. LMP para emisiones atmosféricas de plantas industriales de fabricación de cemento y/o cal, Perú

Parámetro	Tipo de fuente fija	Límite Máximo Permisible (mg/m ³)	Método de ensayo normalizado
Material Particulado (MP) [1]	Nueva	80	NTP 900.005. Gestión Ambiental. Emisiones atmosféricas. Determinación de emisiones de materia particulada de fuentes estacionarias.
	Existente	120	
Dióxido de Azufre (SO ₂) [2]	Nueva y Existente	500 [3],[5]	NTP 900.006. Gestión Ambiental. Emisiones atmosféricas. Determinación de emisiones de dióxido de azufre en fuentes estacionarias.
		1.800 [4],[6]	
Óxidos de Nitrógeno (NOx) [2]	Nueva y Existente	1.400	NTP 900.007. Gestión Ambiental. Emisiones atmosféricas. Determinación de emisiones de óxido de nitrógeno en fuentes estacionarias.
Mercurio (Hg) [2]	Nueva y Existente	0,1	EPA CFR Título 40, Capítulo I, Subcapítulo C, Parte 60. Método 29 del apéndice A-

Parámetro	Tipo de fuente fija	Límite Máximo Permisible (mg/m ³)	Método de ensayo normalizado
			8: Determinación de metales en emisiones desde fuentes estacionarias.

Fuente: Decreto Supremo N°001-2020-MINAM

Notas:

[1] Emisiones de material particulado provenientes de cada fuente fija tales como: chimeneas de hornos, bypass para control de álcalis o cloro, enfriadores, sistemas de molienda (de carbón, crudo, cemento y/o cal), según corresponda.

[2] Emisiones gaseosas provenientes de la chimenea del horno y bypass para control de álcalis o cloro.

[3] % de azufre pirítico < 0,4 en la harina cruda de alimentación del horno para la fabricación de cemento.

[4] % de azufre pirítico ≥ 0,4 en la harina cruda de alimentación del horno para la fabricación de cemento.

[5] % de azufre pirítico < 0,8 en la materia prima para la fabricación de cal.

[6] % de azufre pirítico ≥ 0,8 en la materia prima para la fabricación de cal.

Tabla 53. LMP para emisiones atmosféricas cuando se realice el coprocesamiento de residuos en la fabricación de cemento y/o cal, Perú

Parámetro	Tipo de fuente fija	Límite Máximo Permisible (mg/m ³)	Método de ensayo normalizado
Material Particulado (MP) [1]	Nueva	80	NTP 900.005. Gestión Ambiental. Emisiones atmosféricas. Determinación de emisiones de materia particulada de fuentes estacionarias.
	Existente	120	
Dióxido de Azufre (SO ₂) [2]	Nueva y Existente	500 [3],[5]	NTP 900.006. Gestión Ambiental. Emisiones atmosféricas. Determinación de emisiones de dióxido de azufre en fuentes estacionarias.
		1.800 [4],[6]	
Óxidos de Nitrógeno (NO _x) [2]	Nueva y Existente	1.400	NTP 900.007. Gestión Ambiental. Emisiones atmosféricas. Determinación de emisiones de óxido de nitrógeno en fuentes estacionarias.
Mercurio (Hg) [2]	Nueva y Existente	0,1	EPA CFR Título 40, Capítulo I, Subcapítulo C, Parte 60. Método 29 del apéndice A-8: Determinación de metales en emisiones desde fuentes estacionarias.
Cloruro de Hidrógeno (HCl) [2]	Nueva y Existente	20	EPA CFR Título 40, Capítulo I, Subcapítulo C, Parte 60. Método 26A del apéndice A-8: Determinación de Haluros de Hidrógeno y Halógenos en emisiones desde fuentes estacionarias – Método isocinético.
Fluoruro de Hidrógeno (HF) [2]	Nueva y Existente	2	EPA CFR Título 40, Capítulo I, Subcapítulo C, Parte 60. Método 26A del apéndice A-8: Determinación de Haluros de Hidrógeno y Halógenos en emisiones desde fuentes estacionarias – Método isocinético.
Cadmio + Talio (Cd +Tl) [2],[7]	Nueva y Existente	0,08	EPA CFR Título 40, Capítulo I, Subcapítulo C, Parte 60. Método 29 del apéndice A-8: Determinación

Parámetro	Tipo de fuente fija	Límite Máximo Permisible (mg/m ³)	Método de ensayo normalizado
			de metales en emisiones desde fuentes estacionarias.
Sb+As+Pb +Cr+Co+ Cu+Mn+N i+V [2],[8]	Nueva y Existente	0,8	EPA CFR Título 40, Capítulo I, Subcapítulo C, Parte 60. Método 29 del apéndice A-8: Determinación de metales en emisiones desde fuentes estacionarias.
Carbono Orgánico Total (COT) [2]	Nueva y Existente	40	EPA CFR Título 40, Capítulo I, Subcapítulo C, Parte 60. Método 25A del apéndice A-7: Determinación de la concentración orgánica gaseosa total utilizando un analizador de ionización de llama.
Dioxinas y Furanos [2]	Nueva y Existente	0,2[9]	EPA CFR Título 40, Capítulo I, Subcapítulo C, Parte 60. Método 23 del apéndice A-7: Determinación de Dibenzop-Dioxinas Policloradas y Dibenzofuranos Policlorados desde fuentes estacionarias.

Fuente: Decreto Supremo N°001-2020-MINAM

Notas:

[1] Emisiones de material particulado provenientes de cada fuente fija tales como: chimeneas de hornos, bypass para control de álcalis o cloro, enfriadores, sistemas de molienda (de carbón, crudo, cemento y/o cal), según corresponda.

[2] Emisiones gaseosas provenientes de la chimenea del horno y bypass para control de álcalis o cloro.

[3] % de azufre pirítico < 0,4 en la harina cruda de alimentación del horno para la fabricación de cemento.

[4] % de azufre pirítico ≥ 0,4 en la harina cruda de alimentación del horno para la fabricación de cemento.

[5] % de azufre pirítico < 0,8 en la materia prima para la fabricación de cal.

[6] % de azufre pirítico ≥ 0,8 en la materia prima para la fabricación de cal. El % de azufre pirítico (expresado como SO₃) se obtendrá de la diferencia entre el % de azufre total (expresado como SO₃) y del % de azufre soluble (expresado como SO₃), siendo estos dos últimos determinados bajo la NTP 334.131 o la ASTM C25.

[7] Corresponde a la suma de las concentraciones de los elementos químicos Cadmio (Cd) + Talio (Tl), los cuales son determinados individualmente mediante el método de ensayo indicado en esta tabla.

[8] Corresponde a la sumatoria de las concentraciones de los elementos químicos Antimonio (Sb) + Arsénico (As) + Plomo (Pb) + Cromo (Cr) + Cobalto (Co) + Cobre (Cu) + Manganeso (Mn) + Níquel (Ni) + Vanadio (V); los cuales son determinados individualmente mediante el método de ensayo indicado en la Tabla 2. Para el caso del Vanadio se aceptará el método de ensayo validado de la EPA CFR Título 40, Capítulo I, Subcapítulo C, Parte 60. Método 29 del apéndice A-8.

[9] La dioxinas y furanos se expresan en la siguiente unidad ng-EQT/m³. EQT: Concentración de equivalencia tóxica.

Las concentraciones de los parámetros, las cuales son determinadas bajo la aplicación de los métodos de ensayo señalados en esta tabla, serán corregidas al 11 % de oxígeno (O₂), cabe señalar que dicha corrección solo es aplicable a las fuentes fijas relacionadas con la combustión en el horno.

Para la aplicación de los métodos de ensayo contemplados en el Anexo I del presente Decreto Supremo, se deben cumplir adicionalmente las normas técnicas asociadas o de prerrequisito. Para el caso de los métodos de ensayo que no son Normas Técnicas Peruanas (NTP), estos permanecerán como método referente hasta que se cuente con una NTP que los reemplace en su totalidad. Se deben emplear las NTP y/o normas de referencia en su versión actualizada.

Cálculo del promedio ponderado de la concentración de los parámetros, en diseños de horno con más de una chimenea operativa, aplicable a fuentes fijas existentes: A efectos de realizar el cálculo del promedio ponderado de la concentración del parámetro a determinar, se debe aplicar de la siguiente ecuación:

$$C_{pond} = \frac{\sum(Q_i \cdot C_i)}{\sum Q_i}$$

Donde:

C_{pond} : Concentración promedio-ponderado del parámetro a determinar; en mg/ m³.

Q_i : Tasa de flujo volumétrico de la chimenea i; en m³ /s.

C_i : Concentración puntual del parámetro a determinar de la chimenea i; en mg/m³.

Decreto Supremo N°014-2010-MINAM

El Decreto Supremo N°014-2010-MINAM - Aprueban los Límites Máximos Permisibles para las Emisiones Gaseosas y de Partículas de las Actividades del Sub Sector Hidrocarburos, establece el ámbito de aplicación, entrega definiciones, obligatoriedad de llevar un registro de monitoreo, entre otros.

Los límites establecidos para el sub sector hidrocarburos son:

Tabla 54. LMP para emisiones gaseosas y de partículas para actividades de hidrocarburos, Perú

Concentración en cualquier momento		
Parámetro regulado	Explotación en tierra (mg/Nm ³) ³⁶	Actividades de procesamiento y refinación de petróleo (mg/Nm ³)
Material Particulado (MP)	50	50
Compuestos Orgánicos Volátiles, incluyendo benceno (COV)	20	20
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	30	10
Óxidos de azufre (para producción de petróleo) (SO _x)	1 000	---
Unidades de recuperación de azufre	---	150
Otras unidades	---	500
Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	---	450
Usando gas como combustible	320 (o 86 ng/J)	
Usando petróleo como combustible	460 (o 130 ng/J)	
Níquel (Ni)		1
Vanadio (v)		5
Olor	No molesto en el punto receptor	

Fuente: Decreto Supremo N°014-2010-MINAM

Cabe destacar que las faenas en operación al momento de la dictación del Decreto, contaron con un plazo de 5 años para adecuarse a la norma.

Decreto Supremo N°011-2009-MINAM

El Decreto Supremo N°011-2009-MINAM - Aprueba límites máximos permisibles para las emisiones de la industria de harina y aceite de pescado y harina de residuos hidrobiológicos, establece alcance, definiciones, obligación de monitorear emisiones, entre otras.

³⁶ 0°C y 1 atmósfera y base seca y 3% de exceso de oxígeno.

Los límites establecidos son:

- Sulfuro de hidrógeno, sulfuros: 5 mg/m³
- Material particulado: 150 mg/m³

En la regulación se establece que calderas y motores son reguladas por sus propias normas.

Decreto Supremo N°003-2002-PRODUCE

Decreto Supremo N°003-2002-PRODUCE – Aprueban Límites Máximos permisibles y valores referenciales para las actividades industriales de cemento, cerveza, curtiembre y papel, establece definiciones, alcance, obligatoriedad de registro, lineamientos para la fiscalización, entre otros.

El Decreto establece requerimientos para los efluentes líquidos, mientras que impone un límite para las emisiones de material particulado de los hornos, de 150 mg/m³

Resolución Ministerial N°206-2022-MINAM

La Resolución Ministerial N°206-2022-MINAM se pone a disposición del público el proyecto de Decreto Supremo N° -2022-MINAM. El ámbito de aplicación de la propuesta de decreto es calderas utilizadas en diversas aplicaciones³⁷, y establece obligatoriedad de reportar, métodos para la determinación de emisiones atmosféricas en fuentes fijas y su acreditación. Respecto del monitoreo se establece:

- Los titulares que operen calderas mayores a 200 BHP³⁸, que utilicen como combustible petróleo residual, carbón y/o petcoke, deben realizar el monitoreo de los parámetros vanadio y níquel, según la frecuencia previamente establecida en el IGA correspondiente, a fin de contar con la línea base que permita establecer el LMP para estos parámetros.
- Aquellos titulares que utilicen gas natural en calderas para diversas aplicaciones, en todos los rangos de potencia, y que demuestren al ente fiscalizador utilizar gas natural en una proporción mayor o igual al 90%, documentado mediante las facturas de suministro de dicho combustible, se exceptúan del monitoreo y del cumplimiento de los LMP para material particulado (MP) y dióxido de azufre (SO₂).
- Aquellos titulares que utilicen combustible líquido con contenido de azufre menor a 50 ppm en todos los rangos de potencia, deberán cumplir con el valor del LMP para calderas menores o iguales a 200 BHP para MP y SO₂ de 75 y 1350 mg/Nm³ respectivamente y para calderas mayores a 200 BHP el LMP para MP y SO₂ será de 45 y 1275 mg/Nm³ respectivamente.

Los LMP son los mostrados en la tabla siguiente:

³⁷ Se define como “Dispositivo hermético dotado de una fuente de calor, diseñado para generar vapor a diferentes presiones en las actividades comercial, institucional desarrolladas en edificios para dichos fines, hoteles, restaurantes, hospitales, museos, oficinas, aeropuertos, escuelas e instalaciones gubernamentales, proporcionando principalmente vapor y agua caliente para la calefacción de espacios, así como los calderos utilizados en la industria, como son productos de papel, industrias química, alimentaria, pesca, etc.”

³⁸ Se define BHP (Boiler Horse Power) como la capacidad de una caldera para transmitir 8 345 Kcal en 1 hora a 15.69 kg de agua a 100°C y a presión de 1 atmósfera estándar. Esto equivale a 15.69 kg/h x 2.2lb/kg = 34.5 lb/h, es decir, un BHP produce 34.5 lb/h o 15.69 kg/h de vapor de agua. El BHP también es conocido como potencia de caldera.

Tabla 55. LMP para emisiones atmosféricas de calderas utilizadas en diversas aplicaciones, Perú

Parámetro	Combustible	Valores LMP (mg/Nm ³)	
		Rango de potencia de caldera	
		10 a ≤ 200 BHP	> 200 BHP
Material Particulado (MP)	Sólido	50	50
	Líquido [2]	50	30
	Gaseoso [1]	130	90
Dióxido de Azufre (SO ₂)	Sólido	500	400
	Líquido [2]	900	850
	Gaseoso [1]	400	200
Óxidos de Nitrógeno (NOx)	Sólido	500	300
	Líquido [2]	650	460
	Gaseoso [1]	250	200
Monóxido de carbono (CO)	Sólido	125	125
	Líquido [2]	200	200
	Gaseoso [1]	100	100
Mercurio (Hg)	Carbón y/o petcoke	0,1	0,06

Fuente: Decreto Supremo N° -2022-MINAM (proyecto)

Notas:

[1] Tales como: Tales como: gas natural (<90%), gas procedente de la gasificación del carbón, biogás, gas de bajo poder calorífico como los derivados de subproductos de refinería, siderúrgica, entre otros.

Las concentraciones de los parámetros señalados en la tabla precedente, deben ser reportados en las **condiciones de referencia** siguientes: temperatura y presión de 20°C y 760 mm Hg respectivamente, asimismo, estas deben ser convertidas en la concentración de emisión del contenido de oxígeno de referencia.

El monitoreo de emisiones atmosféricas debe ser representativo de la fuente de emisión excluyendo las operaciones de arranque y parada de la caldera.

[2] En el caso que una caldera utilizada en diversas aplicaciones utilice un combustible líquido con contenido de azufre menor o igual a 50 ppm, deberá cumplir con el valor del LMP para calderas menores o iguales a 200 BHP para MP y SO₂ de 75 y 1350 mg/Nm³ respectivamente y para calderas mayores a 200 BHP el LMP para MP y SO₂ será de 45 y 1275 mg/Nm³ respectivamente.

Decreto supremo N°030-2021-MINAM

El Decreto supremo N°030-2021-MINAM - Aprueban Límites Máximos Permisibles para emisiones atmosféricas de las actividades de generación termoeléctrica, estableciendo alcance, definiciones, métodos para la determinación de emisiones, monitoreo y su comunicación, entre otras. La norma entró en vigencia el 1 de abril de 2024 y obliga a los “titulares que adquieran motores de combustión interna estacionarios nuevos (de fábrica) destinados a la generación eléctrica deben contar con la certificación de emisiones otorgada por el fabricante, el cual debe cumplir los estándares de referencia internacional establecidos por la USEPA (Tier 4 o superior) y/o la Unión europea (Stage V o superior)”. Además, las unidades que utilizan petróleo residual y/o carbón, deben monitorear los parámetros vanadio y níquel.

La regulación otorga un plazo de 3 años para “contados a partir de la aprobación de la modificación o actualización del instrumento de gestión ambiental correspondiente, para culminar la implementación de sus medidas de manejo ambiental para adecuar su actividad al cumplimiento del LMP”.

Los LMP establecidos se muestran en las tablas siguientes:

Tabla 56. LMP para emisiones atmosféricas de turbinas de gas utilizadas para la generación eléctrica, Perú

Parámetro	Combustible	LMP (mg/Nm ³)	
		Rango de potencia	
		0,5 MW a ≤ 20 MW	> 20MW
Material Particulado (MP)	Líquido	10	30
	Gaseosos distintos al gas natural [1]	10	10
Dióxido de Azufre (SO ₂)	Líquido	120	100
	Gaseosos distintos al gas natural [1]	65	35
Óxidos de Nitrógeno (NOx)	Líquido	200	120
	Gaseoso	180[2][3]	180[2][3]

Fuente: Decreto supremo N°030-2021-MINAM

Notas:

[1] Tales como: gas procedente de la gasificación del carbón, biogás, gas de bajo poder calorífico como los derivados de subproductos de refinería, siderúrgica, entre otros, siempre que se encuentren destinados a la generación eléctrica.

[2] Valor de 270 mg/Nm³ en los siguientes casos, cuando el rendimiento de la turbina de gas se determine en condiciones ISO para carga base:

- i) turbinas de gas utilizadas en la cogeneración con un rendimiento global superior al 75%.
- ii) turbinas de gas utilizadas en instalaciones de ciclo combinado cuyo rendimiento es determinado mediante "EPEyR" y sea superior a 50%.

[3] Para las turbinas de gas de ciclo simple que no entran en ninguna de las categorías mencionadas en la nota [2] pero que tengan un rendimiento determinado mediante "EPEyR" superior al 30% dado en condiciones ISO para carga base, el LMP de NOx será calculado de la siguiente manera: 180 x η/30 siendo η el rendimiento de la turbina de gas dado en condiciones ISO para carga base expresado en porcentaje.

Las concentraciones de los parámetros señalados en la tabla precedente, deben ser reportados en las condiciones de referencia siguientes: temperatura y presión de 20°C y 760 mm Hg respectivamente, previa corrección del contenido del vapor de agua (base seca) y serán corregidas al 15% de oxígeno de referencia (O₂), ello incluye los casos de ciclo combinado.

El monitoreo de emisiones atmosféricas debe ser representativo de la fuente de emisión excluyendo las operaciones de arranque y parada de la UGT.

El cumplimiento de los LMP para MP, SO₂, NOx en CEMS, se evaluarán sobre la base de promedios horarios que se deberán cumplir el 95% de las horas de funcionamiento. El 5% de las horas restantes comprende horas de encendido, apagado o posibles fallas.

Tabla 57. LMP para emisiones atmosféricas de calderas utilizadas para la generación eléctrica, Perú

Parámetro	Combustible	LMP (mg/Nm ³)	
		Rango de potencia	
		0,5 MW a ≤ 20 MW	> 20 MW
Material Particulado (MP)	Sólido	50	30
	Líquido	30	30
	Gaseosos distintos al gas natural [1]	30	30
Dióxido de Azufre (SO ₂)	Sólido	400	200
	Líquido	900	900

Parámetro	Combustible	LMP (mg/Nm3)	
		Rango de potencia	
		0,5 MW a ≤ 20 MW	> 20 MW
Óxidos de Nitrógeno (NOx)	Gaseosos distintos al gas natural [1]	400	400
	Sólido	650	200
	Líquido	460	300
Mercurio (Hg)	Gaseoso [1]	400	400
	Carbón y/o petcoke	0,03	0,03

Fuente: Decreto supremo N°030-2021-MINAM

Notas:

[1] Tales como: gas procedente de la gasificación del carbón, biogás, gas de bajo poder calorífico como los derivados de subproductos de refinería, siderúrgica, entre otros, siempre que se encuentren destinados a la generación eléctrica.

Para las UGT que sean calificadas como cogeneradoras y que tengan un rendimiento global superior al 75%, el valor para aplicar el LMP de todos los parámetros de la tabla precedente, será calculado de la siguiente manera: Valor LMP x $\eta/75$, siendo η el rendimiento global superior al 75%.

Las concentraciones de los parámetros señalados en la Tabla 57, deben ser reportados en las condiciones de referencia siguientes: temperatura y presión de 20°C y 760 mm Hg respectivamente, previa corrección del contenido del vapor de agua (base seca) y serán corregidas al 3% de oxígeno de referencia (O_2) cuando se empleen combustibles líquidos y/o gaseosos, así como, al 6% de oxígeno de referencia (O_2) cuando se utilicen combustibles sólidos.

El monitoreo de emisiones atmosféricas debe ser representativo de la fuente de emisión excluyendo las operaciones de arranque y parada de la UGT.

El cumplimiento de los LMP para MP, SO₂, NOx en CEMS, se evaluará sobre la base de promedios horarios que se deberán cumplir el 95% de las horas de funcionamiento. El 5% de las horas restantes comprende horas de encendido, apagado o posibles fallas.

Tabla 58. LMP para emisiones atmosféricas de motores de combustión interna utilizados para la generación eléctrica, Perú

Parámetro	Combustible	LMP (mg/Nm3)	
		Rango de potencia	
		0,05 MW a ≤ 20 MW	> 20 MW
Material Particulado (MP)	Líquido	100	30
	Gaseosos distintos al gas natural [1]	30	30
Dióxido de Azufre (SO ₂)	Líquido	1.170	1.170
	Gaseosos distintos al gas natural [1]	130	40
Óxidos de Nitrógeno (NOx)	Líquido	2.000	2.000
	Gaseoso	1.600	1.600

Fuente: Decreto supremo N°030-2021-MINAM

Nota:

[1] Tales como: gas de carbón, biogás, gas de bajo por calorífico como los derivados de subproductos de refinería, siderúrgica, entre otros, siempre que se encuentren destinados a la generación eléctrica.

Las concentraciones de los parámetros señalados en la tabla precedente, deben ser reportados en las condiciones de referencia siguientes: temperatura y presión de 20°C y 760 mm Hg respectivamente, previa corrección del contenido del vapor de agua (base seca) y serán corregidas al 15% de oxígeno de referencia (O_2).

El monitoreo de emisiones atmosféricas debe ser representativo de la fuente de emisión excluyendo las operaciones de arranque y parada de la UGT.

5.1.4. Ecuador

En el Anexo 3 del Libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente Norma de Emisiones al Aire desde Fuentes Fijas, se establecen, entre otros, los límites de emisiones en condiciones normales³⁹. Los límites establecidos se muestran en las tablas siguientes:

Tabla 59. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para fuentes fijas de combustión de combustión abierta

Contaminante	Combustible	Fuente fija (mg/Nm ³) ⁴⁰
Material particulado	Sólido sin contenido de azufre [1]	100
	Fuel oil	100
	Diesel	80
Óxidos de nitrógeno	Sólido sin contenido de azufre [1]	650
	Fuel oil	600
	Diesel	450
	Gaseoso	180
Dióxido de azufre	Fuel oil	1650
	Diesel	700

Fuente: Anexo 3 del Libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente

Nota:

[1] Sólido sin contenido de azufre, incluye biomasa como la madera y bagazo.

Tabla 60. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para calderas

Contaminante	Combustible	Fuente fija (mg/Nm ³)
Material particulado	Sólido Fósil	142
	Fuel oil	
	Crudo petróleo	
	Diesel	
Óxidos de nitrógeno	Sólido Fósil	614
	Fuel oil	434
	Crudo petróleo	
	Diesel	
Dióxido de azufre	Gaseoso	302
	Sólido Fósil	600
	Fuel oil	600
	Crudo petróleo	
	Diesel	

Fuente: Anexo 3 del Libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente

³⁹ Esta condición se utiliza para reportar las concentraciones en base seca de emisión establecidos en la presente norma, a cero grados centígrados (0 °C) y setecientos sesenta milímetros de mercurio de presión (760 mm Hg).

⁴⁰ 760 mmHg. de presión y temperatura de cero grados centígrados (0°C), en base seca y corregidos al 18% de oxígeno (O₂).

Tabla 61. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para turbinas a gas

Contaminante	Combustible	Fuente fija (ng/Nm ³) ⁴¹
Material particulado	Líquido	50
Óxidos de nitrógeno	Líquido	165
	Gaseoso	125
Dióxido de azufre	Líquido	235

Fuente: Anexo 3 del Libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente

Tabla 62. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para motores de combustión interna (mg/Nm³)

Contaminante	Combustible	Fuente fija (mg/Nm ³)
Material particulado	Líquido	Fuel oil -crudo petróleo
		Diesel
Óxidos de nitrógeno	Líquido	Fuel oil
		Diesel
	Gaseoso	Gaseoso
Dióxido de azufre	Líquido	Fuel oil
		Crudo petróleo
		Diesel

Fuente: Anexo 3 del Libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente

Tabla 63. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para la producción de cemento

Contaminante	Fuente fija (mg/Nm ³) ⁴²	Observaciones
Partículas totales	50	Gases de combustión de horno rotatorio
Partículas totales	50	Enfriador de Clinker
Partículas totales	50	Molienda de Clinker
Óxidos de nitrógeno	1.100	Gases de combustión de horno rotatorio
Dióxido de azufre	470	Gases de combustión de horno rotatorio

Fuente: Anexo 3 del Libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente

⁴¹ 760 mmHg de presión y temperatura de cero grados centígrados (0°C), en base seca y corregidos al 15% de oxígeno (O₂).

⁴² 760 mmHg de presión y temperatura de cero grados centígrados (0°C), en base seca y corregidos al 10% de oxígeno (O₂).

Tabla 64. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para la producción de vidrio y fibra de vidrio

Contaminante	Fuente fija (mg/Nm ³) ⁴³
Partículas totales	160
Óxidos de nitrógeno	800
Dióxido de azufre	1200
HF	12
HCl	40
As + Co + Ni + Se + Cr (VI) + Pb + Cr (III) + Cu + Mn	5

Fuente: Anexo 3 del Libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente

Tabla 65. Límites máximos permisibles de concentración de emisión de contaminantes al aire para bagazo en equipos de combustión de instalaciones de elaboración de azúcar

Contaminante	Fuente fija (mg/Nm ³) ⁴⁴
Material Particulado	120
Óxidos de nitrógeno	700

Fuente: Anexo 3 del Libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente

Tabla 66. Límites máximos de concentración de emisión al aire para la fundición de metales (mg/Nm³)

Contaminante	Fuente fija (mg/Nm ³)	Observaciones
Partículas totales	50 30, si hay la presencia de metales pesados	Cubilotes y hornos de 1 a 5 t/h
Partículas totales	50 30, si hay la presencia de metales pesados	Cubilotes y hornos > 5 t/h
Partículas totales	50 30, si hay la presencia de metales pesados	Arco eléctrico < 5 t
Partículas totales	50 30, si hay la presencia de metales pesados	Arco eléctrico > 5 t

Fuente: Anexo 3 del Libro VI del Texto Unificado de Legislación Secundaria del Ministerio del Ambiente

5.1.5. Panamá

La regulación de emisiones para fuentes fijas en Panamá se establece en el Decreto Ejecutivo N°5 (de 4 de febrero de 2009) "Por el cual se dictan Normas Ambientales de Emisiones de Fuentes Fijas".

En ella se distinguen 2 categorías de fuentes:

⁴³ 760 mmHg de presión y temperatura de cero grados centígrados (0°C), en base seca y corregidos al 7% de oxígeno (O₂).

⁴⁴ 760 mmHg de presión y temperatura de cero grados centígrados (0°C), en base seca y corregidos al 12% de oxígeno (O₂).

- Fuentes no significativas: "Fuente fija de combustión cuyo poder calorífico sea menor a tres millones de vatios (3×10^6 W) o diez millones de unidades térmicas británicas por hora (10×10^6 BTU/h)."
- Fuentes significativas: Fuente fija de combustión cuya potencia calorífica sea igual o mayor a tres millones de vatios (3×10^6 W) o diez millones de unidades térmicas británicas por hora (10×10^6 BTU/h).

Además, define a las fuentes existentes como aquellas en operación, o que cuenta con su Estudio de Impacto Ambiental aprobado por la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM), antes de la publicación de esta presente normativa.

Para las fuentes existentes se establecieron los límites siguientes para emisiones, Tomando como referencia una Guía del Banco Mundial de 1998:

Tabla 67. Límites Máximos Permisibles de Emisiones al Aire para Fuentes Fijas, Panamá

Actividad (CIIU)	LMP (mg/Nm ³) a menos que se indique otra unidad [a]		
	Partículas totales	Óxidos de azufre	Óxidos de nitrógeno
Producción de Cemento (3692)	50	400	600
Fundiciones (3720)	20 [b]	-	-
Molinos de Papel [c] (3419)	100 [d]	-	2 kg/t de PS [e]
Ingenios Azucareros (3131)	100 [i]	2.000 [h]	Combustibles líquidos: 460 [f] Combustibles sólidos: 750 [g]
Generación Termoeléctrica (4101) [j]	50 [k][l]	0,2 tpd/MW (hasta 500 MW) 0,1 tpd/MW (incrementos arriba de 500 MW) No se puede exceder 2000 mg/Nm ³ ni 500 tpd	Carbón: 750 [m] Petróleo: 460 Gas: 320
Generación termoeléctrica con turbinas a gas (4101)			Gas: 125 Diesel N°2: 165 Bunker N°6 y otros: 300
Fabricación de productos petroquímicos	50	150 (unidades con recuperación de azufre) 500 (unidades de combustión)	460
Fabricación de Productos Farmacéuticos	20	-	-
Procesamiento de Aceite Vegetal	50	-	-
Otras Actividades	50 [n] 100 [o]	2000 [p]	Carbón: 750 Petróleo: 460 Gas: 320

Fuente: Decreto Ejecutivo N°5 (de 4 de febrero de 2009)

Notas:

[a] Se consideran condiciones normales 1.013 mbar o 101,3 kPa y temperatura de 0 °C o 273,15°K, en base seca y corregidos a 15% de oxígeno.

[b] Si no hay presencia de metales tóxicos, el límite de partículas es de 50.

[c] Capacidad de producción mayor o igual a 100 toneladas por día.

[d] En hornos de recuperación. Si no resulta costo efectivo llegar a este nivel, se acepta un máximo de 150.

- [e] PS: Pulpas secas, se define como 90% de fibra seca y 10% de agua.
- [f] Aplicable a hornos de cal.
- [g] Aplicable a molinos de sulfito.
- [h] Aplicable a molinos kraft y demás.
- [i] El límite aplicable a molinos pequeños, con menos de 8,7 MW de poder calorífico de entrada a las calderas, es de 150.
- [j] En el caso de plantas térmicas de generación eléctrica con motores de combustión interna se permitirá un máximo de NOx de 2000 mg/Nm³, para aquellas que se instalaron después del año 2000 y de 2.300 mg/Nm³ para aquellas que se instalaron antes de dicha fecha.
- [k] El límite aplicable a plantas con capacidad menor de 50 MW es de 100.
- [l] Para rehabilitación de plantas existentes el límite es 100.
- [m] Para carbón con menos de 10% de materia volátil, el límite aplicable es 1500.
- [n] Para instalaciones de capacidad igual o mayor de 50 MW.
- [o] Para instalaciones de capacidad menor de 50 MW.
- [p] Expresado como SO₂ q. Se refiere a actividades no incluidas en la tabla.

Para el caso de fuentes nuevas la exigencia es “hacer uso de la Mejor Tecnología de Control Disponible, la cual deberá ser autorizada por la ANAM a través de la Resolución Administrativa que aprueba el Estudio de Impacto Ambiental. De no requerir un Estudio de Impacto Ambiental, la empresa al momento de presentar la solicitud de Permiso Sanitario deberá presentar su programa de la Mejor Tecnología de Control Disponible⁴⁵ al MINSA, que emitirá concepto, y requerirá la evaluación y aprobación de dicho programa por parte de la ANAM, para la emisión del correspondiente Permiso Sanitario.” Se establece que las emisiones, en ningún caso, pueden ser superiores a las mostradas en la Tabla 67 precedente.

Se destaca que se realizó una búsqueda web en general y en el Ministerio del Ambiente en particular y no se encontró documento alguno que diera cuenta de las mejores tecnologías disponibles

5.2. REVISIÓN DE MEDIDAS

A continuación, se revisan otras medidas, que no corresponden a leyes, decretos, reglamentos u otros afines, que por sus características, pueden significar impactos en las emisiones de contaminantes locales.

5.2.1. Programa de compensación de emisiones

Un Programa de Compensación de emisiones (PCE) es el programa “mediante el cual se reducen o ceden emisiones atmosféricas entre diversos tipos de fuentes, actividades y/o sectores económicos, siempre y cuando cumplan las consideraciones establecidas en el artículo 63 del D.S. N°31/2016 del Ministerio del Medio Ambiente (MMA), que establece el

⁴⁵ Se define mejor tecnología disponible como: “Limitación de emisiones basada en el máximo grado de reducción alcanzable, considerando los impactos energéticos, ambientales y económicos, mediante la aplicación de los mejores procesos, métodos, sistemas y técnicas disponibles.”

Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para la Región Metropolitana de Santiago (PPDA)."

Como se detalla en el artículo 63 del DS 31/2016, los requisitos mínimos, en términos de contenido del PCE, son la inclusión de:

- Estimación anual de las emisiones del proyecto. En el caso de proyectos que ingresen al SEIA la estimación debe distinguirse para la fase de construcción, operación y cierre,
- Las medidas de compensación, que deberán cumplir los siguientes criterios:
 - Medibles, esto es, que permitan cuantificar la reducción de las emisiones que se produzca a consecuencia de ellas.
 - Verificables, esto es, que generen una reducción de emisiones que se pueda cuantificar con posterioridad de la implementación.
 - Adicionales, entendiendo por tal que las medidas propuestas no respondan a otras obligaciones a que esté sujeto el titular, o bien, que no correspondan a una acción que conocidamente será llevada a efecto por la autoridad pública o particulares.
 - Permanentes, entendiendo por tal que la rebaja permanezca por el período en que el proyecto está obligado a reducir emisiones.
- Forma, oportunidad y ubicación en coordenadas WGS84, de su implementación, con un indicador de cumplimiento del programa de compensación.
- Carta Gantt, que considere todas las etapas para la implementación de la compensación de emisiones y la periodicidad en que informará a la Superintendencia del Medio Ambiente sobre el estado de avance de las actividades comprometidas.

Los PCE aprobados entre 2019 y 2022 se muestran en la tabla siguiente, dando cuenta de las compensaciones realizadas y la forma en que se llevaron a cabo.

Tabla 68, Resumen de los PCE aprobados entre 2019 y 2022

Año	Nº Resolución Exenta SEREMI Salud Metropolitana	Titular /nombre del proyecto	Compromisos de compensación
2022	51	Sociedad Pétreos S.A. Extracción de Áridos Río Maipo	1,775 ton/año de MP ₁₀ a través del recambio de calefactores a leña por bombas de calor
2022	80	Enel Green Power Chile S.A. Optimización Parque Solar Samantha	15,68 ton/año de MP ₁₀ (13,47 ton/año corresponden a la fracción de MP ₁₀ por resuspensión y 2,21 por combustión) a través del recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter, y la plantación de especies arbóreas nativas.
2022	92	Portland S.A. Proyecto Planta de Almacenamiento de Productos Químicos-Portland Noviciado	51,82 ton/año de MP ₁₀ . 2,9 ton/año se compensarán por el recambio de calefactores a leña por estufas a pellets y 48,92 por resuspensión se compensan por la pavimentación de 268 en una calle en Paine.
2022	181	Chequén Solar SpA Parque fotovoltaico Chequén Solar	3,12 ton/año de MP ₁₀ (2,808 ton/año por resuspensión y 0,312 ton/año por combustión) a través de la pavimentación de 172 m de una calle en

Año	Nº Resolución Exenta SEREMI Salud Metropolitana	Titular /nombre del proyecto	Compromisos de compensación
			Lampa y el recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2022	195	Hipermercado Tottus S.A. Centro de producción de alimentos	4,846 ton/año de MP ₁₀ por combustión a través del recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2022	197	Viña Undurraga S.A. Viña Undurraga Talagante	4,76 ton/año del MP ₁₀ mediante el recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2022	236	Aguas Pacífico SpA Proyecto Acueducto San Isidro - Quilapilún	55,67 ton/año de MP ₁₀ equivalentes por combustión a través del recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2021	33	ISA INTERCHILE S.A.	11,71 ton/año de MP ₁₀ mediante la pavimentación de 600 m de una calle ubicada en Tiltitl
2021	77	Melón Áridos Ltda. Optimización Reservas Pozo San Bernardo y Nuevo Plan de Recuperación de Terreno	17,5 ton/año de MP ₁₀ a través del recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2021	88	Eletrans II S.A. “Línea de transmisión Lo Aguirre - Alto Melipilla y Alto Melipilla - Rapel	0,32 ton/año de MP ₁₀ y 12,56 ton/año de NOx mediante el recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter y la plantación de 30.400 plantas nativas
2021	97	Calderas Santa Juana Ltda. Ampliación Centro de Trasvasaje de Óxido de Calcio	4,94 ton/año de MP ₁₀ por combustión mediante el recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2021	98	Aguas Andinas S.A. Estanques de Reserva de Agua para Consumo Humano, Región Metropolitana	26,49 ton/año de NOx mediante el recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2021	148	HOTT Gacitúa SpA Extracción de áridos El Descanso	4,28 ton/año de MP ₁₀ mediante el recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2021	164	Codelco Chile División Teniente Actualizaciones de Ingeniería y Construcción Obras 7 ^a , 8 ^a Y 9 ^a Etapas Peraltamiento Embalse Carén	169,7 ton/año de MP ₁₀ que equivalen a 54,8 ton/año de MP _{2,5} mediante el recambio de calefactores a leña por calefactores a pellet, calefactores a kerosene y calefactores Split eléctricos o similar

Año	Nº Resolución Exenta SEREMI Salud Metropolitana	Titular /nombre del proyecto	Compromisos de compensación
2021	206	Disal Construcciones Ltda. "Centro de Pretratamiento para la Valorización de Residuos (GIRI)"	3,044 ton/año de MP ₁₀ mediante el recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2021	279	Explotadora y Comercializadora de Áridos Lonquén S.A. "Extracción Mecanizada de Áridos Río Maipo, Kilómetro 112,7 AL 115,7"	23,45 ton/año de MP ₁₀ equivalente por resuspensión mediante la pavimentación de 89m de una calle en Quilicura y 1,072 ton/año de MP ₁₀ por combustión mediante el recambio de calefactores a leña por bombas de calor
2020	8	Compañía Minera Santa Laura S.A. Modificación Extracción de Áridos en el Río Maipo Sector Km 8.0 al 10.5 Aguas Abajo Puente Maipo	42,928 ton/año de MP ₁₀ a través de la pavimentación de 448 m de calle en San Bernardo
2020	22	Cristalerías Toro SpA Horno Híbrido Toro - Maipú	11,676 ton/año de NOx mediante el recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2020	39	Canteras Chacabuco S.A. "Extracción y Procesamiento de Roca en Cantera Preexistente Cantera Chacabuco"	7,23 ton/año de MP ₁₀ mediante el recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2020	44	Anglo American Sur S.A. "Modificación Parcial Trazado Tubería del Sistema de Transporte de Pulpa, STP 24"	35,54 ton/año de MP ₁₀ mediante el recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2020	59	Agrícola Ariztía S.A. Regularización de Modificaciones y Optimización, Fábrica de Alimentos Melipilla	15,417 ton/año de NOx mediante el recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2020	69	Anglo American Sur S.A. Mejoramiento Oficinas, Habitaciones y Servicios Pérez Caldera	9,2 ton/año de MP ₁₀ mediante el recambio de calefactores a leña por equipos de aire acondicionado tipo Split muro inverter
2020	153	Casa Bermeja SpA	5,642 Ton Año de MP ₁₀ por combustión mediante el recambio de calefactores a leña por calefactores a pellet

Año	Nº Resolución Exenta SEREMI Salud Metropolitana	Titular /nombre del proyecto	Compromisos de compensación
		Nueva Central Solar Fotovoltaica Casabermeja	
2019	280	Quimetal Industrial S.A. Línea de Fabricación de SO2 y Bisulfito de Sodio	4,6 ton/año de MP ₁₀ a través de la pavimentación de 40 m de una calle en Maipú
2019	336 (modificación de PCE)	Parque Capital S.A. Obras de aguas lluvias y saneamiento interno Centro Industria	22,85 ton/año de NOx. 7,62 ton/año de NOX equivalentes a 0,896 ton/año de MP _{2,5} se compensan mediante el recambio de calefactores a leña por bombas de calor
2019	342	GR Chaquihue SpA Planta Fotovoltaica Santa Ros	4,06 ton/año de MP ₁₀ a través de la pavimentación de 110,35 m de calle en la comuna de San Pedro

Fuente: Elaboración propia a través de la revisión de resoluciones que aprueban PCE⁴⁶

Es importante mencionar que las compensaciones son realizadas en sectores distintos al industrial, alcanzando éstos al sector residencial (recambio de calefactores) y transporte (pavimentación de calles), además de los proyectos que tienen un impacto local que no se asocia a un sector en particular (plantación de árboles).

El total de emisiones evitadas por el desarrollo de los PCE, es:

- MP₁₀: 482,867 ton/año
- NOx: 89,077 ton/año.

5.2.2. Comuna Energética

El Programa Comuna Energética “es una plataforma de acción local que busca contribuir a la transición energética hacia un desarrollo sostenible y bajo en carbono en las comunas de Chile.” El programa evalúa y acompaña el mejoramiento continuo de la gestión energética local de los municipios, entregando asistencia técnica y apoyo financiero para municipios y comunidades.⁴⁷

A agosto de 2024, 121 comunas eran parte del programa, dándose cuenta de más de 50 proyectos ejecutados, con una inversión de \$3.090 millones de pesos, con \$1.935 millones de pesos apalancados del sector privado.

Si bien el programa busca “contribuir a mejorar la gestión energética y la participación de los municipios y actores locales para la fomentar la generación e implementación de iniciativas replicables e innovadoras de energía sostenible en las comunas de Chile”⁴⁸, los

⁴⁶ Revisado online el 3 de octubre de 2024, en <https://airerm.mma.gob.cl/resoluciones-de-aprobacion-de-pces/>

⁴⁷ Revisado online el 20 de agosto de 2024, en <https://www.comunaenergetica.cl/>

⁴⁸ Revisado online el 20 de agosto de 2024, en <https://www.comunaenergetica.cl/sobre-comuna-energetica/#Que-es>

proyectos realizados impactan, principalmente en el sector público y residencial. Sin embargo, existen iniciativas que alcanzan al sector industrial.

Por ejemplo en (EGEA ONG, sin año) se incluye el proyecto Planta de Biogás para Industria Avícola, que con una inversión aproximada de \$60 millones de pesos, busca instalar una planta generadora de biogás para 5 empresas avícolas. Si bien este proyecto es de alcance del sector agroindustrial, da cuenta que el programa Comuna Energética puede significar el desarrollo de proyectos que impacten sobre las emisiones locales en sectores productivos.

5.2.3. Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía

El Plan Sectorial de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático del Sector Energía (en adelante, PSMyA Energía) es un instrumento de gestión climática mandatado por la Ley 21.455 o Ley Marco de Cambio Climático (LMCC), y es de carácter vinculante.

Los objetivos del sector energía establecidos dentro de la Estrategia Climática de Largo Plazo (ECLP) y su vínculo con los pilares de energía dentro del PSMyA, se muestran en la figura siguiente:



Fuente: (Ministerio de Energía, 2024)

A continuación, se presentan los objetivos y metas en la ECLP del sector energía que tengan impacto en el sector industrial⁴⁹:

Tabla 69. Objetivos y metas del sector energía en la ECLP

Objetivo	Meta
Objetivo 1: Alcanzar una matriz energética baja en carbono al 2050.	1.1: Al 2030, reducción del 25% de emisiones GEI del sector energía respecto al 2018. 1.2: Al 2040, reducción de un 20% de las emisiones directas de GEI provenientes del uso de combustibles en el sector transporte respecto al 2018.

⁴⁹ Se excluyen, por ejemplo, medidas de electrificación residencial.

Objetivo	Meta
	<p>1.3: Al 2050, reducción de un 40% de las emisiones directas de GEI provenientes del uso de combustibles en el sector transporte respecto al 2018.</p> <p>1.4: Al 2050, reducción de al menos 60% de emisiones de GEI del sector energía respecto al 2018.</p> <p>1.5: Al 2050, reducción de un 70% de las emisiones directas de GEI provenientes del uso de combustibles en Industria y Minería respecto al 2018.</p>
Objetivo 2: Eficiencia energética como acción habilitadora fundamental para la descarbonización.	<p>2.1: Al 2030, 10% de reducción de intensidad energética del país, respecto al 2019.</p> <p>2.3: Al 2050, 35% de reducción de intensidad energética del país respecto al 2019.</p> <p>2.5: Al 2050, se ha alcanzado una cantidad de 500.000 usuarios/as conectados a redes de energía distrital, contribuyendo a la descontaminación de las ciudades de la zona centro sur del país.</p>
Objetivo 3: Incrementar el uso de tecnologías y energéticos bajos en emisiones, como por ejemplo el uso de hidrógeno verde, en todos los sectores de la economía.	<p>3.2: Al 2030, se alcanza un 15% de combustibles cero emisiones (tales como hidrógeno verde y sus derivados, y combustibles sintéticos) en los usos energéticos finales no eléctricos.</p> <p>3.6: Al 2050, al menos un 70% de combustibles cero emisiones en los usos energéticos finales no eléctricos.</p>
Objetivo 5: Descentralización y diversificación de los recursos energéticos para un sector energético más resiliente y bajo en emisiones, incluyendo tanto el autoconsumo de energía como las tecnologías renovables de gran escala	<p>5.1: Al 2025, se habrá retirado y/o reconvertido el 65% de las unidades generadoras termoeléctricas a carbón del sistema eléctrico nacional.</p> <p>5.2: Al 2030, el 80% de la energía producida para la generación eléctrica del país proviene de generación de energías renovables, enfatizando que los sistemas eléctricos deberán estar preparados para lograrlo.</p> <p>5.3: Trabajaremos para generar los espacios que permitan retirar y/o reconvertir totalmente las centrales a carbón del sistema eléctrico nacional en los primeros años de la próxima década.</p> <p>5.4: Al 2050, el 100% de la energía producida para la generación eléctrica del país proviene de fuentes de energía cero emisiones.</p>
Objetivo 7: Diseñar y promover el uso de instrumentos económicos, incorporando mejoras en los existentes, para acelerar la transición energética en línea con los objetivos climáticos y lo que manda la ciencia.	<p>7.1: Entre 2025 y 2030, el país ha definido una trayectoria de aumento del precio al carbono hacia el año 2050.</p> <p>7.2: Al 2030, Chile cuenta con un sistema integral y eficiente de instrumentos de precio al carbono y otras externalidades.</p> <p>7.3: Al 2050, toda generación eléctrica con atributo renovable se encuentra certificada por esquemas reconocidos por el Ministerio de Energía.</p>

Fuente: (Ministerio de Energía, 2024)

Como se puede apreciar, las medidas que se pueden relacionar con el sector industrial y con el de producción de energía, están orientadas a establecer un calendario de reducción de emisiones en la generación eléctrica, fomento de la eficiencia energética como medida de reducción de consumo, uso de combustibles alternativos con menores emisiones, incorporación de tecnologías de generación renovables en el plano local y en proyectos de gran escala. A continuación se profundiza en medidas específicas para el sector industrial.

Descarbonización de la matriz eléctrica

En la RMS solo existe una central termoeléctrica, Nueva Renca, que utiliza diésel y combustibles gaseosos para su operación. Es por esto que no se profundiza en el análisis de

medidas en pro de la descarbonización de la matriz eléctrica, dado que no existen centrales a carbón en la Región.

Complementariamente, de revisar los proyectos ingresados al Servicio de Evaluación Ambiental desde el 1 de enero de 2023, se puede apreciar que se presentaron 17 proyectos de generación solar que totalizaban una inversión de 584,77 millones de dólares. 2 de ellos fueron rechazados, 1 fue desistido, 2 están aprobados y los restantes 12 se encuentran en calificación, lo que da cuenta de la incorporación de tecnologías de generación limpias en la Región.

Fomento del uso de hidrógeno verde

A continuación, se presentan las 4 medidas que impactan directamente al sector industrial, por significar un cambio en los modos de consumo. Se excluyen del análisis medidas orientadas a asegurar una oferta de combustibles, como por ejemplo, a través de la mezcla de gas natural y H2V en el gas de cañería por no ser una medida que apunte directamente al sector industrial.

Tabla 70. Medidas relativas al uso de H2V incluidas en el Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía que impactan en el sector industrial

M3.A HIDRÓGENO EN PROCESOS TÉRMICOS EN LA INDUSTRIA									
Descripción y Justificación	El hidrógeno renovable se convertirá en un recurso clave para reducir las emisiones de la industria y promover la movilidad sostenible, ya que ofrece una amplia gama de usos, que van desde su utilización directa como combustible desplazando parcialmente el uso de combustibles fósiles, hasta la utilización como materia prima para la creación de combustibles sintéticos, o como fuente de almacenamiento de energía proveniente de fuentes renovables. La medida contempla su utilización como combustible dual en equipos estacionarios en la industria								
Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados	<ul style="list-style-type: none"> • Ley 21.305 de Eficiencia Energética • Estrategia de calor y frío del Ministerio de Energía • Plan de Acción de Hidrógeno Verde • Estrategia de Hidrógeno Verde 								
Alcance territorial	Nacional								
Inicio de implementación	2025								
Potencial de Mitigación	Mitigación esperada [kt CO2eq]	2020-2030	[340, 390]	Reducción de Emisiones de Carbono Negro (tCN)	2020-2030	[90, 100]			
		2031-2040	[3.170, 4.290]		2031-2040	[980, 1.330]			
		2041-2050	[6.180, 9.260]		2041-2050	[1.830, 2.740]			
Sinergias	<ul style="list-style-type: none"> • Introducción de ERNC en procesos térmicos – Industria • Hidrógeno en usos motrices - Otros Sectores Industriales Información Financiera 								
Información Financiera	Costo medio de abatimiento [USD/tCO2eq] VAN CAPEX [MM USD] VAN OPEX [MM USD]			[-40, -30] [40, 45] [-510, -410]					
M3.B HIDRÓGENO EN USOS MOTRICES EN LA INDUSTRIA									
Descripción y Justificación	La introducción de hidrógeno verde en la Industria a través del uso maquinaria impulsada a partir de la tecnología de celdas de combustible busca implementar soluciones que posibiliten la transición de los vehículos de transporte y maquinaria empleados en la industria, que actualmente utilizan combustibles fósiles; a la vez de aprovechar la mayor eficiencia que caracteriza el uso de hidrogeno verde.								
Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados	<ul style="list-style-type: none"> • Ley 21.305 de Eficiencia Energética • Estrategia de calor y frío del Ministerio de Energía • Plan de Acción de Hidrógeno Verde • Estrategia de Hidrógeno Verde 								
Alcance territorial	Nacional								
Inicio	2025								
Potencial de Mitigación	Mitigación esperada [kt CO2eq]	2020-2030	-	Reducción de Emisiones de Carbono Negro (tCN)	2020-2030	-			
		2031-2040	[710, 930]		2031-2040	[110, 150]			
		2041-2050	[5.040, 7.560]		2041-2050	[800, 1.210]			
Sinergias	<ul style="list-style-type: none"> • Introducción de ERNC en procesos térmicos – Industria 								

	<ul style="list-style-type: none"> • Electrificación usos motrices - Industrias Varias • Hidrógeno en usos motrices - Otros Sectores Industriales 										
Información Financiera	Costo medio de abatimiento [USD/tCO2eq]		[-30, -10]								
	VAN CAPEX [MM USD]		[-260, -320]								
	VAN OPEX [MM USD]		[-450, -370]								
M3.C HIDRÓGENO EN USOS MOTRICES EN LA MINERÍA DEL COBRE											
Descripción y Justificación	<p>El hidrógeno verde puede ser usado en varios equipos de movilidad minera (tales como camiones de extracción minera CAEX, palas, perforadoras, camiones aljibe, bulldozers, retroexcavadoras, etc.) y logística en general (montacargas, camiones, camionetas, buses, etc.). Según la Hoja de Ruta para la implementación del Hidrógeno Verde en la Minería de Chile y Perú, descarbonizar el 100% de este segmento implicaría una disminución de alrededor del 90% de las emisiones de alcance 1 en el macroproceso mina. En virtud de los costos que significaría la reconversión de la infraestructura necesaria, y del equipamiento para llevar a cabo el proceso de descarbonización para el 100% del segmento, la medida de mitigación propone el reemplazo parcial de la flota CAEX (Generador diésel + motor eléctrico) por camiones eléctricos con celda de combustible con uso de H2 verde.</p>										
Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados	<ul style="list-style-type: none"> • Hoja de Ruta para la implementación del Hidrógeno Verde en la Minería de Chile y Perú • Ley 21.305 de Eficiencia Energética • Ley N°20.920 sobre Responsabilidad Extendida del Productor (REP) • Estrategia de Electromovilidad 										
Alcance territorial	Nacional										
Inicio	2025										
Potencial de Mitigación	Mitigación esperada [kt CO2eq]	2020-2030	-	Reducción de Emisiones de Carbono Negro (tCN)	2020-2030	-					
		2031-2040	[130, 170]		2031-2040	[80, 100]					
		2041-2050	[240, 340]		2041-2050	[130, 190]					
Sinergias	Hidrógeno en usos motrices - Minería del Cobre										
Información Financiera	Costo medio de abatimiento [USD/tCO2eq]		[30, 40]								
	VAN CAPEX [MM USD]		[19, 21]								
	VAN OPEX [MM USD]		[-5]								
M3.D HIDRÓGENO EN USOS MOTRICES EN EL RESTO DE LA MINERÍA											
Descripción y Justificación	<p>La introducción de hidrógeno en usos motrices para el subsector Minas Varias (que incluye varios tipos de minería tales como Oro, Plata, Plomo, Arcillas, etc.) difíciles de electrificar directamente, busca implementar soluciones que posibiliten la transición de los vehículos de transporte y maquinaria empleados en estos procesos productivos, que actualmente utilizan combustibles fósiles, a una operación eléctrica basada en celdas de combustible con H2 verde.</p>										
Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados	<ul style="list-style-type: none"> • Hoja de Ruta para la implementación del Hidrógeno Verde en la Minería de Chile y Perú • Ley 21.305 de Eficiencia Energética • Ley N°20.920 sobre Responsabilidad Extendida del Productor (REP) • Estrategia de Electromovilidad 										
Alcance territorial	Nacional										
Inicio	2025										

Potencial de Mitigación	Mitigación esperada [kt CO2eq]	2020-2030	-	Reducción de Emisiones de Carbono Negro (tCN)	2020-2030	-
		2031-2040	[570, 730]		2031-2040	[130, 170]
		2041-2050	[7.820, 11.720]		2041-2050	[1.470, 2.200]
Sinergias	Uso de diésel renovable en transporte caminero de larga distancia					
Información Financiera	Costo medio de abatimiento [USD/tCO2eq]			[-15, 25]		
	VAN CAPEX [MM USD]			[610, 820]		
	VAN OPEX [MM USD]			[-770, -570]		

Fuente: (Ministerio de Energía, 2024)

Impulso a la eficiencia energética y energías renovables en sectores de consumo

Esta medida apunta a, por un lado reducir el consumo de energía (y las consiguientes emisiones asociadas) a través del aumento de la eficiencia, lo que se complementa con el uso de tecnologías de aprovechamiento de energías renovables. Se excluyen del análisis medidas como los estándares de mínima eficiencia a motores eléctricos, dado que su uso no genera emisiones en la industria.

Tabla 71. Medidas relativas al fomento de EE y uso de energías renovables incluidas en el Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía que impactan en el sector industrial

M5.A INTRODUCCIÓN DE ERNC EN PROCESOS TÉRMICOS EN LA INDUSTRIA						
Descripción y Justificación	Existen opciones renovables para todos los usos industriales actuales de calor de proceso. El concepto de ERNC es amplio y puede incluir desde uso de biomasa, geotermia, electricidad de fuentes renovables no convencionales, hidrógeno verde y energía solar térmica. Sin embargo, la experiencia industrial ERNC para usos térmicos sigue siendo baja y las barreras incluyen una baja disposición para asumir riesgos y breves expectativas de tiempo de retorno de la inversión. La industria nacional requiere disponibilidad de gran cantidad de energía para generar calor y frío, técnicamente aun es un desafío autogenerar este tipo de requerimiento energético mediante ERNC. Las acciones consideradas en esta submedida toman en cuenta varias opciones tecnológicas, sin embargo, para efectos de modelación y cuantificación de resultados se consideró únicamente sistemas solares térmicos (SST).					
Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados	Estrategia de calor y frío del Ministerio de Energía					
Alcance territorial	Nacional					
Inicio de implementación	2024-2029					
Potencial de Mitigación	Mitigación esperada [kt CO2eq]	2020-2030	[900, 1.060]	Reducción de Emisiones de Carbono Negro (tCN)	2020-2030	[260, 300]
		2031-2040	[6.310, 8.540]		2031-2040	[2.010, 2.730]
		2041-2050	[9.460, 14.200]		2041-2050	[2.900, 4.350]
Sinergias	Electrificación usos térmicos en la industria Hidrógeno en procesos térmicos en la Industria					
Información Financiera	Costo medio de abatimiento [USD/tCO2eq]			[50, 210]		
	VAN CAPEX [MM USD]			[5.550, 7.500]		

VAN OPEX [MM USD]		[-4,450, -3,290]							
M5.E ENERGÍA DISTRITAL									
Descripción y Justificación	En Chile, la implementación de un sistema de energía distrital se presenta como una medida de mitigación efectiva para reducir tanto la contaminación atmosférica en zonas urbanas como las emisiones de CO2 del sector de calor y frío. La energía distrital ofrece beneficios como una mayor eficiencia energética, el uso de recursos renovables, una mejor calidad del aire tanto en la ciudad como en el interior de los hogares y una reducción de los costos de calefacción para los usuarios, entre otros.								
Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados	Diferentes políticas públicas como la Política Energética, el Plan de Eficiencia Energética, Planes de Descontaminación y otros, proponen medidas habilitantes. Cambios en la normativa urbanística (OGUC) han abordado la energía distrital y han facilitado el marco regulatorio. Sistemas concesionales de obra pública son vehículos legales y administrativos actuales por los que se pueden implementar proyectos. No obstante, lo anterior, no existe una ley o un reglamento específico para la energía distrital.								
Alcance territorial	Nacional, pero con foco en ciudades con PDA vigentes o en elaboración y que al menos el 20% de sus emisiones contaminantes se deben a la combustión de leña para calefacción.								
Inicio	2025								
Potencial de Mitigación	Mitigación esperada [kt CO2eq]	2020-2030	[70, 80]	Reducción de Emisiones de Carbono Negro (tCN)	2020-2030	[290, 340]			
		2031-2040	[4.090, 5.530]		2031-2040	[17.320, 23.430]			
		2041-2050	[10.410, 16.620]		2041-2050	[41.370, 62.050]			
Sinergias	<ul style="list-style-type: none"> Generación Distribuida Programas de recambio de calefactores del Ministerio de Medio Ambiente 								
Información Financiera	Costo medio de abatimiento [USD/tCO2eq]			[14, 20]					
	VAN CAPEX [MM USD]			[420, 520]					
	VAN OPEX [MM USD]			[-170 , -140]					

Fuente: (Ministerio de Energía, 2024)

Electrificación de usos finales

Esta medida busca promover la eficiencia energética y el uso de energías renovables no convencionales (ERNC) en diversos sectores de consumo. El objetivo es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (CO₂, NOx, y Material Particulado Carbono Negro) mediante la gestión de la energía y la implementación de tecnologías limpias y eficientes. Se excluyen del análisis medidas que apuntan al sector residencial, comercial o público.

Tabla 72. Medidas relativas a la electrificación de usos finales incluidas en el Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía que impactan en el sector industrial

M6.A ELECTRIFICACIÓN DE USOS TÉRMICOS EN LA INDUSTRIA	
Descripción y Justificación	La industria en Chile es responsable de aproximadamente el 15% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en el sector energético. Una porción significativa de estas emisiones deriva de la combustión destinada a cubrir demandas térmicas. Actualmente, se cuenta con la capacidad técnica para electrificar directamente la mayoría del calor necesario para los procesos industriales. Esto puede lograrse utilizando una combinación de tecnologías como bombas de calor industriales y

	sistemas de calefacción por resistencia eléctrica, tal como las calderas eléctricas. Aunque la electrificación de procesos térmicos en la industria puede resultar económicamente viable a largo plazo, será esencial contar con apoyo político para superar los retos iniciales de logística y financiamiento. Estos desafíos derivan de la complejidad de la cadena de suministro, la inercia de la industria y la necesidad de una infraestructura eléctrica adecuada.						
Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados	Ley 21.305 de Eficiencia Energética Estrategia de calor y frío del Ministerio de Energía						
Alcance territorial	Nacional						
Inicio de implementación	2025						
Potencial de Mitigación	Mitigación esperada [kt CO2eq]	2020-2030	[220, 260]	Reducción de Emisiones de Carbono Negro (tCN)	2020-2030	[80, 100]	
		2031-2040	[3.990, 5.390]		2031-2040	[1.320, 1.780]	
		2041-2050	[9.440, 14.150]		2041-2050	[3.150, 4.720]	
Sinergias	Introducción de ERNC en procesos térmicos - Industria						
Información Financiera	Costo medio de abatimiento [USD/tCO2eq]			[-50, -20]			
	VAN CAPEX [MM USD]			[1.670, 2.250]			
	VAN OPEX [MM USD]			[-2.570, -1.900]			
M6.B ELECTRIFICACIÓN DE USOS MOTRICES EN LA INDUSTRIA							
Descripción y Justificación	La electrificación de usos motrices en la industria busca implementar soluciones que posibiliten la transición de los vehículos de transporte y maquinaria empleados en la industria, que actualmente utilizan combustibles fósiles, a una operación eléctrica basada en baterías.						
Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados	<ul style="list-style-type: none"> Ley 21.305 de Eficiencia Energética Ley N°20.920 sobre Responsabilidad Extendida del Productor (REP) Estrategia de Electromovilidad 						
Alcance territorial	Nacional						
Inicio	2027						
Potencial de Mitigación	Mitigación esperada [kt CO2eq]	2020-2030	[120, 150]	Reducción de Emisiones de Carbono Negro (tCN)	2020-2030	[20,30]	
		2031-2040	[470, 610]		2031-2040	[70, 90]	
		2041-2050	[730, 1.050]		2041-2050	[140, 200]	
Sinergias	Introducción de ERNC en procesos térmicos - Industria Electrificación usos motrices - Industrias Varias Hidrógeno en usos motrices - Otros Sectores Industriales						
Información Financiera	Costo medio de abatimiento [USD/tCO2eq]			[-80, -50]			
	VAN CAPEX [MM USD]			[75, 83]			
	VAN OPEX [MM USD]			[-210, -170]			
M6.C ELECTRIFICACIÓN DE USOS MOTRICES EN LA MINERÍA DEL COBRE							
Descripción y Justificación	La medida contempla un aumento en la participación de la energía eléctrica en usos motrices en la minería del cobre mediante la utilización de sistemas trolley más baterías. El sistema trolley o trolley assist es una tecnología que permite la electrificación parcial de camiones mineros. Este sistema utiliza líneas aéreas de alimentación eléctrica instaladas a lo largo de las rutas de						

	transporte, permitiendo a los camiones funcionar con energía eléctrica en lugar de combustible diésel. Los camiones pueden desconectarse del sistema y continuar operando de manera autónoma con su motor diésel cuando sea necesario, brindando flexibilidad operativa.										
Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados	Hoja de Ruta para la implementación del Hidrógeno Verde en la Minería de Chile y Perú Ley 21.305 de Eficiencia Energética Ley N°20.920 sobre Responsabilidad Extendida del Productor (REP) Estrategia de Electromovilidad										
Alcance territorial	Nacional										
Inicio	2026										
Potencial de Mitigación	Mitigación esperada [kt CO2eq]	2020-2030 [210, 250] 2031-2040 [1.020, 1.380] 2041-2050 [1.920, 2.880]	Reducción de Emisiones de Carbono Negro (tCN)	2020-2030 [50, 60] 2031-2040 [170, 220] 2041-2050 [300, 430]							
Sinergias	<ul style="list-style-type: none"> Hidrógeno en usos motrices – Minería del cobre Electrificación de usos motrices en otros sectores de la minería 										
Información Financiera	Costo medio de abatimiento [USD/tCO2eq]			[-60, -30]							
	VAN CAPEX [MM USD]			[170, 210]							
	VAN OPEX [MM USD]			[-400, -330]							
M6.D ELECTRIFICACIÓN DE USOS MOTRICES EN OTROS SECTORES DE LA MINERÍA											
Descripción y Justificación	La electrificación usos motrices en el subsector Minas Varias (que incluye varios tipos de minería tales como Oro, Plata, Plomo, Arcillas, etc.) busca implementar soluciones que posibiliten la transición de los vehículos de transporte y maquinaria empleados en estos procesos productivos, que actualmente utilizan combustibles fósiles, a una operación eléctrica basada en baterías.										
Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados	<ul style="list-style-type: none"> Ley 21.305 de Eficiencia Energética Ley N°20.920 sobre Responsabilidad Extendida del Productor (REP) 										
Alcance territorial	Nacional										
Inicio	2026										
Potencial de Mitigación	Mitigación esperada [kt CO2eq]	2020-2030 [855, 1.000] 2031-2040 [5.330, 7.210] 2041-2050 [7.229, 10.840]	Reducción de Emisiones de Carbono Negro (tCN)	2020-2030 [130, 160] 2031-2040 [830, 1.080] 2041-2050 [1.100, 1.650]							
Sinergias	Electrificación de usos motrices en minería del cobre										
Información Financiera	Costo medio de abatimiento [USD/tCO2eq]			[-80, -40]							
	VAN CAPEX [MM USD]			[590, 800]							
	VAN OPEX [MM USD]			[-1.920, -1.420]							

Fuente: (Ministerio de Energía, 2024)

Diseño e implementación de instrumentos de precio al carbono como habilitantes a la transición energética

El 95% de las fuentes gravadas hasta 2022 con el impuesto a las emisiones de CO2 y contaminantes locales (Ley 20.780) correspondieron al sector de generación eléctrica. Es por esto que resulta relevante revisar un sistema de comercio para este sector.

Tabla 73. Medidas relativas a instrumento de precio al carbono incluidas en el Plan Sectorial de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático del Sector Energía que impactan en el sector industrial

I4.A PILOTO DE UN SISTEMA DE COMERCIO DE EMISIONES EN EL SECTOR ENERGÍA	
Descripción y Justificación	Mediante esta medida, se diseñará e implementará un piloto de un Sistema de Comercio de Emisiones, SCE. El piloto establecerá los elementos técnicos de operación de un SCE (tal y como sería en caso de una implementación vinculante), tales como el alcance, límite (o cap) y método de asignación de los derechos de emisión, las transacciones de derechos de emisión, su mecanismo de seguimiento, el calendario de cumplimiento, su sistema de medición, reporte y verificación, así como la gobernanza de este. El cap será definido en coordinación con el/los límites máximos de emisiones de CO2 y otros gases que establece la LMCC. Dada la meta de reducción de emisiones del sector energía, un sistema de comercio de emisiones (SCE) ofrece la posibilidad de promover la reducción de emisiones en el sector al menor costo posible, de forma medible, reportable y verificable, sin vulnerar la competitividad de los sectores participantes frente a los mercados internacionales. Entre las ventajas, un SCE incentiva la innovación tecnológica, proporciona flexibilidad en el cumplimiento, y responde a las fluctuaciones económicas.
Normativas, reglamentos y/o Instrumentos relacionados	Artículos 14, 15 y 37º de la Ley Marco de Cambio Climático
Origen del Financiamiento	Público e Internacional
Alcance territorial	Nacional
Periodo de implementación	2025 - 2027
Sinergias	Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030: Permitir viabilizar el recambio o uso de nuevas tecnologías basadas en el hidrógeno para descarbonizar sectores intensivos en emisiones que hoy presentan múltiples desafíos fijando límite a las emisiones de forma costo-efectiva.
Información Financiera	Costo total estimado (USD)
	\$400.000
Fuentes de financiamiento	Banco Mundial – Partnership for Market Implementation (MPI) Ministerio de Energía

Fuente: (Ministerio de Energía, 2024)

5.2.4. Política Energética Nacional

El Ministerio de Energía ha generado diversos instrumentos de política pública en los que ha incorporado la problemática del cambio climático, destacando la Política Energética Nacional⁵⁰, cuyo tercer propósito, relacionado al **sector industrial**, es “Nueva identidad productiva para Chile – Industria eficiente y sustentable” tiene por objetivo general “Desarrollar la eficiencia energética y las energías renovables en forma integrada para los procesos productivos del país, que apoye su competitividad a la vez de minimizar su huella de carbono y su impacto al medio ambiente y los territorios”, mientras que sus objetivos específicos son los 2 siguientes:

- Impulsar mejoras sustanciales en la eficiencia energética de los diferentes procesos industriales.
- Diversificar y facilitar la incorporación de tecnologías y energéticos sustentables y cero emisiones en industrias que requieren energía -en forma de electricidad, calor o frío- para sus procesos.

Para estos efectos, se considera trabajar en “promover mejoras sustanciales en la eficiencia energética de los diferentes procesos industriales, actualizando, en base a evidencia robusta, las obligaciones legales hacia los sectores productivos relacionados a la eficiencia de sus consumos energéticos. Para esto se deberá aumentar y mejorar la información disponible relacionada a la eficiencia energética, el consumo y la producción de energía de parte de todos los sectores productivos del país.”

Las metas establecidas para el sector industrial son:

- 2050: Mejorar al menos en un 25% la intensidad energética de los grandes consumidores de energía, con respecto al 2021.
- 2050: Al menos el 90% de la energía consumida en el país para producir calor y frío en los procesos industriales proviene de fuentes sostenibles.
- 2050: 100% de las medianas y grandes empresas en Chile han implementado medidas efectivas y monitoreables de eficiencia energética y/o energías renovables.

Para el sector energético, el objetivo general es “Alcanzar una matriz energética sustentable, resiliente, flexible, baja en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y contaminantes locales, adelantando el cumplimiento de la meta de Carbono Neutralidad de la manera más costo-efectiva, y velando por el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de cambio climático.” Los objetivos específicos son:

- Liderar la contribución a la carbono-neutralidad desde el sector energía a través de un plan específico, contribuyendo a adelantar la meta de carbono neutralidad del país para antes de 2050, impulsando los cambios regulatorios, normativos y de mercado necesarios para lograr los objetivos de mitigación de emisiones en cada sector.
- Lograr una mejor participación de los pueblos indígenas en la discusión, diseño e implementación de acciones para abordar la reparación climática que sean impulsadas por el Ministerio de Energía.
- Maximizar la penetración de energías renovables y cero emisiones en la matriz energética considerando la competitividad de cada tecnología y el respeto por los

⁵⁰ La versión actualizada a 2022 se encuentra disponible en https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf

territorios y sus dinámicas, incluyendo un adecuado desarrollo de los medios energéticos distribuidos.

- Impulsar una matriz de combustibles de mínimas emisiones GEI, reduciendo el consumo de combustibles fósiles, mejorando su calidad y aprovechando al máximo los avances tecnológicos y disponibilidad de nuevas alternativas de energéticos cero emisiones de GEI.
- Diseñar y promover el uso de instrumentos económicos, incorporando mejoras en los existentes, para facilitar la integración de soluciones costo efectivas y bajas en emisiones en las distintas actividades productivas.

Las metas asociadas a estos objetivos son:

- 2050: El sector energía reduce sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en niveles que contribuyan a adelantar la meta de carbono neutralidad del país para antes de 2050. Para ello, el sector energía se compromete a:
 - Reducción de al menos 60% de las emisiones del sector energía en relación al año 2018 (2030: 25%, para el cumplimiento de la NDC).
 - Reducción de un 40% de las emisiones directas de GEI provenientes del uso de combustibles en el sector transporte (incluido el transporte terrestre, marítimo y aéreo) con respecto al 2018 (2040: 20%).
 - Reducción de un 70% de las emisiones directas de GEI provenientes del uso de combustibles en el sector Industria y Minería al 2050 con respecto al 2018.
- 2030: 100% de las iniciativas e instrumentos de adaptación y mitigación al cambio climático, impulsadas por el Ministerio de Energía, susceptibles de afectarlos directamente, consideran la participación de los pueblos indígenas.
- 2030: Trabajo para generar los espacios que permitan retirar y/o reconvertir totalmente las centrales a carbón al año 2030.
- 2050: Se alcanza al menos un 70% de combustibles cero emisiones (tales como hidrógeno verde y sus derivados, y combustibles sintéticos) en los usos energéticos finales no eléctricos (2035: 15%).
- 2050: 35% de reducción de la intensidad energética del país, con respecto al año 2019.
- 2030: El precio al carbono en Chile es al menos de 35 dólares por tonelada de CO₂ equivalente, correspondiente al actual costo social del carbono.

Como se puede apreciar, si bien este plan no establece iniciativas concretas, sí sienta las bases para el desarrollo sostenible, lo que se complementa con el establecimiento de cuerpos legales como la Ley de Eficiencia Energética o el desarrollo de planes de acción que establecen medidas específicas y medibles, o bien el desarrollo de acuerdo público privados que apuntan a la descarbonización.

5.2.5. Plan de Acción Hidrógeno verde 2023-2030

Corresponde a la definición de una hoja de ruta para el despliegue de esta industria, conciliando el desarrollo económico con el respeto por el medio ambiente, el territorio y las comunidades.

Las medidas que se asocian al sector industrial (y energético) que impactan en la contaminación local: (Gobierno de Chile, 2024)

- **Generación y difusión de información:** se pondrá a disposición de los interesados de información específica respecto del proceso productivo, su cadena de valor, impactos, entre otros.
- **Mecanismos económicos y financieros de impulso a la industria:** comprende una serie de acciones orientadas a viabilizar el desarrollo de proyectos, con la entrega de terrenos fiscales para el desarrollo de proyectos, impulso a la demanda interna,

disponibilización de diversos incentivos económicos y financieros. Con esto se busca promover inversión privada en proyectos de producción y demanda de hidrógeno verde.

- **Desarrollo de capital humano:** Para el despliegue y funcionamiento de la industria del hidrógeno verde y su cadena de valor en el país, se requiere contar con personas calificadas que apliquen los conocimientos necesarios en los distintos eslabones del proceso productivo.
- **Desarrollo territorial inclusivo en zonas con alto potencial de generación/uso de hidrógeno verde:** contempla el desarrollo de un ordenamiento territorial participativo, la generación de infraestructura habilitante, entre otros afines.
- **Transmisión eléctrica y costos de energía:** Será necesario implementar medidas regulatorias y de mercado que permitan minimizar los costos de suministro de la energía, e incluso analizar opciones de ingresos a las plantas de producción de hidrógeno a través de proveer servicios al Sistema Eléctrico Nacional. Esto implica el desarrollo de las acciones siguientes:
 - Robustecer la metodología de Planificación Energética de Largo Plazo,
 - Modificar cuerpos reglamentarios para abordar la operación de los sistemas de generación-consumo definidos en la Ley Eléctrica
 - Habilitar conexión de clientes residenciales a transmisión propia de proyectos de hidrógeno verde,
 - Implementar la participación de los proyectos de hidrógeno verde y derivados en los mercados eléctricos para proveer distintos servicios.
- **Usos para descarbonizar la economía nacional:** El hidrógeno verde y derivados pueden constituirse como una solución para sustituir combustibles tradicionales en diversos sectores de la economía nacional, tales como industrial y residencial, reduciendo las emisiones tanto globales como locales. Esto implica el desarrollo de las acciones siguientes:
 - Desarrollo de una planta de hidrógeno verde (H2V) en Cabo Negro, Magallanes,
 - Mapeo de usos finales del sector industrial para el recambio de combustibles. Se espera contar en 2025 con un estudio de diagnóstico y para 2026 la priorización de aplicaciones que se encuentren más cerca de mercado de manera de apoyar la activación de la industria doméstica mediante el levantamiento de los puntos de break-even conforme a lo establecido en estrategia nacional de H2V.
 - Analizar las alternativas para avanzar en la producción de combustibles renovables/sintéticos de ENAP. Se espera, a 2026, una propuesta de avance para implementar alguna alternativa de producción de combustible renovable/sintético.
 - Promover la reconversión de centrales termoeléctricas, utilizando alternativas con combustibles a partir del hidrógeno. Se espera, al 2030, contar con la primera unidad de generación eléctrica a carbón reconvertida.
 - Promover la descarbonización energética en los sistemas medianos y aislados del país.
- **Proyectos demostrativos:** permiten generar información respecto a la implementación de proyectos, sus posibles impactos a nivel social y ambiental, y la validación del uso de tecnologías en distintos sectores. En el ámbito industrial destaca la acción de “fomentar en la industria local el consumo de hidrógeno verde y derivados en la industria local mediante cofinanciamiento a proyectos piloto de hidrógeno verde y sus derivados”.
- **Impulso a los encadenamientos productivos:** La industria del H2V y derivados posee características que permitirían configurar nuevos sistemas industriales más inclusivos,

sostenibles y con alto valor agregado, capaces de atraer gradualmente a nuevos sectores productivos altamente sofisticados o emergentes, que demandan un uso intensivo en energías limpias. Contempla 2 acciones que pueden impactar en el sector industrial:

- Impulsar transformaciones tecnológicas de la industria, a través de Instrumento Corfo "Impulsa transición tecnológica", que tiene por objetivo "transformar tecnológicamente la industria nacional y el acompañamiento de proveedores a través del cofinanciamiento de proyectos, de modo de abordar los nuevos desafíos y oportunidades asociadas a cadenas de valor de sectores emergentes, incluida la industria del hidrógeno verde y derivados".
- Fomentar la instalación de fábricas" de electrolizadores en Chile: se buscará presentar propuestas reales a empresas nacionales e internacionales para el fomento de la industria de fabricación y ensamblaje de electrolizadores en territorio nacional, con una definición potencial de incentivos y/o políticas públicas para su fomento.
- **Impulso a la investigación y desarrollo:** orientada a promover una continua transferencia de conocimiento, nacional e internacional, que permita la oportuna generación de conocimiento y formación de competencias que contribuya al desarrollo de la industria del hidrógeno verde.
- **Perspectiva de género en la industria:** asegurando formación con un mínimo de participación femenina.
- **Apertura a mercados internacionales:** De acuerdo con la ambición establecida en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de convertir a Chile en un importante exportador global de hidrógeno verde y sus derivados, es necesario avanzar en acciones que permitan posicionar a Chile en la escena global como un potencial líder en la futura economía global del hidrógeno verde.

Si bien en la actualidad no se cuenta con los resultados del diagnóstico de usos finales de energía en el sector industrial que puedan ser reemplazados con el uso de H2V, se aprecia que se está generando la información y las condiciones para el desarrollo del mercado, y la penetración de esta tecnología limpia en procesos productivos y de generación de energía.

5.2.6. Plan de Descarbonización

El Ministerio de Energía, con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), está impulsando la construcción de una hoja de ruta para la descarbonización de nuestra matriz eléctrica, instancia que incluirá la visión de diversos actores del sector con el objetivo de habilitar la reducción progresiva de las emisiones del sector eléctrico.⁵¹

El plan cuenta con 3 ejes:

- **Eje 1: Modernización de la red y el mercado eléctrico e infraestructura:** busca abordar temáticas relativas a la transmisión de energía eléctrica y la modernización del mercado mayorista.
- **Eje 2: Reconversión termoeléctrica y combustible de transición:** sin obviar la seguridad de abastecimiento, se buscan alternativas de reconversión para termoeléctrica, a través del uso de energías renovables y combustibles mixtos.
- **Eje 3: Transición energética justa y comunidades:** busca una planificación energética y territorial participativa, estableciendo estándares ambientales y

⁵¹ Revisado online el 20 de agosto de 2024, en <https://energia.gob.cl/panel/plan-de-descarbonizacion>

sociales e involucramiento ciudadano y la reconversión productiva en zonas de transición.

A este respecto, en 2019 se llegó a un acuerdo voluntario y vinculante entre el Gobierno de Chile y empresas, que estableció:

- que no se iniciarían nuevos proyectos de generación a carbón en el país,
- término de uso de carbón al 2040 mediante el cierre y/o reconversión gradual de las centrales actualmente en operación,
- cronograma inicial de las primeras 8 plantas en cerrar en los primeros 5 años del acuerdo.

El plan contempla medidas como el retiro o reconversión de centrales a carbón, nueva generación con energía limpia o de bajas emisiones, mejoras en transmisión eléctrica existente y construcción de nuevas líneas, almacenamiento, pilotaje de nuevas tecnologías, e inserción territorial de las nuevas inversiones, entre otras, integrando los desafíos que supone la transición y la necesidad de dotar de mayor racionalización y eficacia a los procedimientos y permisos aplicables al sector para este compromiso.

5.2.7. Revisión de estudio de análisis de medidas para el PPDA de la RMS

En el estudio (ecos, 2023) se realiza una revisión de las medidas del PPDA RMS, a través de la revisión del articulado del mismo PPDA, estableciendo lo siguiente:⁵²

- Observaciones del equipo de ecos
- Tipo de registro, indicando si corresponde a una medida de corto, mediano y largo plazo,
- Actor principal relacionado con el desarrollo de la medida
- Vinculación con la Resolución Exenta N°1655⁵³
- Tipo de medida, pudiendo ser: 1) política pública, 2) regulatorio, y 3) Regulatorio, política pública.
- Carácter de la medida, pudiendo ser correctivo, proactivo y preventivo.
- Evaluación de la medida, pidiendo ser solo cuantitativa, o cualitativa y cuantitativa.
- Criticidad y oportunidad de mejora,
- Evaluaciones varias, relacionadas con responder, para cada medida, las preguntas siguientes:
 - ¿Es de descontaminación como tal?
 - ¿Debe mantenerse?
 - ¿Es aplicable?
 - ¿Necesita mejoras?
 - ¿Necesita otro marco normativo?
- Evaluación cualitativa, establecida entre 3 opciones: bueno, malo o regular.
- Estado de conformidad, establecido como conforme, parcialmente conforme, no conforme, y no aplica,
- Observaciones ecos, comentando los resultados del proceso de auditoría.

⁵² Se revisa el anexo digital: 02. Obj 3.1 Planilla de Sistematización de la información.xls. Se omiten elementos que no tienen relación con una evaluación de la medida, como son códigos o nombres clave asignados por el consultor, que no tienen relación con una evaluación crítica de la medida.

⁵³ Resolución Exenta N°1655/2018, Ministerio del Medio ambiente - Dicta Instrucciones Generales sobre el Registro y Reporte del Estado de Avance del Plan de Prevención Y Descontaminación Atmosférica para la región Metropolitana de Santiago.

- Comentarios de los actores, donde se recogen, principalmente, comentarios de la Superintendencia del Medio Ambiente.
- Recomendaciones, que entregan oportunidades de mejora.
- Tipo de recomendación, pudiendo ser gestiones comunicacionales, gestiones normativas, gestiones operacionales o no aplica.
- Prioridad de las recomendaciones, pudiendo ser de máxima, alta o media prioridad, conforme, o no aplica.

Así, por ejemplo, la primera medida para fuentes fijas corresponde al artículo 36 del PPDA RMS, que indica “Artículo 36: Las fuentes estacionarias deberán cumplir con los límites de emisión para MP establecidos en la siguiente tabla”, medida para la cual se revisan todos los parámetros antes enunciados.

A continuación, se revisa la situación de las medidas según contaminante.

5.2.7.1. Material particulado

A continuación, se presentan los análisis más relevantes, realizados en (ecos, 2023) a las medidas del PPDA RMS, relativas a material particulado:

Tabla 74. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a emisiones de MP

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
<p>Respecto a la medición de MP en plena carga, se sugiere reevaluar el indicador propuesto, esto puesto a que da cuenta del número de fiscalizaciones, sin embargo, no queda claro el vínculo de esta actividad con la reducción de emisiones de este tipo de fuentes.</p> <p>Adicionalmente, se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo.</p>	<p>Artículo 50: La medición de material particulado se realizará a plena carga de la fuente, que corresponde a la medición efectuada a la capacidad máxima de funcionamiento de la fuente, independientemente del proceso de producción asociado, observándose los parámetros de seguridad especificados de acuerdo al diseño de la fuente y confirmados por los parámetros físicos de construcción de ella.</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	<p>La medición de material particulado a plena carga es fundamental, no guarda relación con el número de fiscalizaciones, guarda relación con la máxima cantidad de MP que una fuente puede emitir para la condición de potencia declarada en el RETC y en gran medida informa el nivel de mantenimiento y calidad de operación de la fuente.</p>
<p>De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).</p>	<p>El titular de la fuente podrá medir a una capacidad de funcionamiento diferente de la señalada en el inciso anterior, debiendo acreditar que no la supera, mediante instrumentos de registro aprobados por la Superintendencia del Medio Ambiente. Esta capacidad de funcionamiento será considerada como plena carga de la fuente.</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	<p>Por otra parte, ese indicador mediante un simple cálculo conforme a la metodología de la EPA (40 CFR 60 Appendix A, Method 19) permitiría verificar la calidad de la información del consumo de combustible, aspecto vital para cualquier inventario. Se sugiere no modificar.</p>
<p>Respecto de los límites de emisión para fuentes estacionarias, se sugiere reevaluar el indicador propuesto, esto puesto a que da cuenta del número de fiscalizaciones, sin embargo, no queda claro el vínculo de esta actividad con la reducción de emisiones de este tipo de fuentes.</p> <p>Adicionalmente, se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida</p>	<p>Artículo 36: Las fuentes estacionarias deberán cumplir con los límites de emisión para MP establecidos en la siguiente tabla:</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	<p>Los límites para fuentes estacionarias han evolucionado de acuerdo a la tecnología disponible en el mercado, en consecuencia, históricamente desarrollan un estándar propio de control de "calidad ambiental" necesario para cualquier política ambiental. De esta manera,</p>

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo.	Tabla VI 1: Límite máximo de emisión de MP para fuentes estacionarias.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	una reevaluación de tal indicador parece un paso atrás ya que tales valores han sido desarrollados sobre la base del desarrollo tecnológico propio de todos los países donde la tecnología es desarrollada.
De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).	<p>Quedan exentos de cumplir el límite de emisión de MP:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Los hornos panaderos de potencia menor a 1 MWt, que usen un combustible gaseoso, en forma exclusiva y permanente. ii. 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. iii. Las calderas de potencia mayor o igual a 1 MWt, que usen un combustible gaseoso, en forma exclusiva y permanente. 	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	<p>En términos generales, la problemática del MP inicialmente dice relación con dos aspectos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Gestión de control y seguimiento por parte de la autoridad 2) Gestión de calidad de información reportada en el RETC
	Las excepciones mencionadas se acreditarán conforme a lo señalado en el artículo 43 del presente Decreto.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	
	Para las fuentes sujetas al cumplimiento del D.S. N°13, de 2011, de Ministerio del Medio Ambiente, aplicarán las normas de emisión por concentración ahí establecidas.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	A juicio de Cota Consultoría, la problemática se soluciona con verificar la información de los informes de los muestreos isocinéticos, ya que, previa verificación si es coherente con la fuente mediante la aplicación de factores F de la

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
	Artículo 37: En el caso de calderas existentes, de potencia mayor a 1 MWt y menor a 20 MWt, podrán mantener su límite de emisión para material particulado en 30 mg/m3N, después del 31 de diciembre de 2019, siempre y cuando mantengan operativos sistemas de cogeneración, produciendo simultáneamente energía térmica y eléctrica y/o mecánica, con un nivel de eficiencia térmica global mayor o igual a 80%. La energía eléctrica o mecánica y el calor producido deben satisfacer demandas reales, de modo que de no existir la cogeneración éstas debieran satisfacerse desde otras fuentes energéticas.	Gestiones operacionales	Alta Prioridad	EPA (40 CFR 60 Appendix A, Method 19) podría correlacionarse con lo declarado en el RETC y corregirse la información. Así, el informe de muestreo no solo sirve para verificar si cumple o no, sino adicionalmente, como medio de calidad de información de la fuente. Esto, porque el informe técnico es realizado por personal calificado, mientras que, la declaración en RETC "posiblemente" por personas técnicamente sin la información adecuada.
	El límite de emisión mencionado se conservará mientras la fuente mantenga dicha condición, la que deberá ser acreditada por los titulares antes del 30/06/2019, ante la SMA, mediante los mecanismos que fije al efecto.	Gestiones operacionales	Alta Prioridad	
	Las excepciones mencionadas se acreditarán conforme a lo señalado en el artículo 43 del presente Decreto.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	
Respecto los límites de emisiones de grandes establecimientos, se sugiere reevaluar el indicador propuesto, esto puesto a que da cuenta del número de reportes recibidos, sin embargo, no queda claro el vínculo de esta actividad con la reducción de emisiones de este tipo de fuentes. Adicionalmente, se recomienda contar,	Artículo 58: Cada gran establecimiento existente, dentro de un plazo no mayor a 48 meses desde publicado el presente decreto, deberá reducir sus emisiones de material particulado en un 30% sobre su emisión básica anual asignada. Esta meta de emisión podrá alcanzarse íntegra o parcialmente a través de la compensación de	Gestiones operacionales	Alta Prioridad	ídem al comentario anterior. Se coincide con la propuesta de contar con un repositorio de información por medidas.

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo.	emisiones, considerando los requisitos establecidos en los artículos 63 al 65 del presente decreto.			
De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).	Para estos efectos, cada gran establecimiento existente deberá presentar un plan de reducción de emisiones, conforme a los plazos establecidos en el Artículo 60.	Gestiones operacionales	Alta Prioridad	
	La emisión máscica anual asignada se calculará sobre la base de los valores establecidos en la norma de emisión indicada en la Tabla VI-1, considerando para ello el caudal nominal y las horas de operación autorizadas para cada fuente, a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto.	Gestiones operacionales	Alta Prioridad	
	La tabla precedente será aplicable sólo para aquellas fuentes con combustión tales como calderas y procesos con combustión. Estas equivalencias podrán utilizarse inmediatamente publicado el presente Plan para efectos de acreditar el cumplimiento de planes de compensación vigentes.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
Se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo. De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).	La Superintendencia del Medio Ambiente informará anualmente, al Ministerio del Medio Ambiente, a partir del año 2020, el listado de aquellas calderas que cumplan con lo establecido en este artículo.	Gestiones operacionales	Media Prioridad	El equipo de Cota Consultoría coincide con esta afirmación. Es fundamental contar con información completa para apoyar a los tomadores de decisión. Adicionalmente, se considera relevante sistematizar información recibida de muestreros isocinéticos, dado que dan cuenta de información técnica real, sin los errores que se pueden dar el desconocimiento de quienes ingresen información al RETC.

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.7.2. Compuestos orgánicos volátiles

Tabla 75. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a emisiones de COV

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
Conforme la experiencia propia en esta materia, la tramitación de los Planes o Programas de Reducción de Emisiones, se desarrolla mediante procesos o mecanismos poco claros, en los que se ha tenido que iterar repetidamente para la obtención de un programa aprobado (esto durante el periodo de vigencia de este PPDA). Ante lo anterior es recomendable establecer lineamientos claros respecto de los requerimientos y criterios de evaluación para los Programas	Artículo 66: Todos los titulares de establecimientos industriales o comerciales ubicados en la Región Metropolitana de Santiago, que utilicen más de 50 toneladas anuales de solventes por establecimiento, incluido el contenido de estos últimos en las tintas, pinturas, barnices, u otros similares, deberán declarar anualmente, mediante la ventanilla única contemplada en el D.S N°1, del 2013, del Ministerio del Medio	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	La recomendación de ecos es una observación pertinente y necesaria. No obstante, dado que la determinación de las emisiones del COV requiere una metodología de laboratorio sofisticada y delicada, preliminarmente, debe evaluarse adecuadamente el estándar de los laboratorios e identificar tecnológicamente las técnicas de mitigación en esta materia.

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
de Reducción de Emisiones. Esto puede ser parte de las obligaciones del Plan hacia la Seremi MMA. Por otro lado, los registros de las declaraciones de los COV, debieran ser sistematizados en la plataforma de declaraciones habilitada para estos efectos (Ventanilla Única), de esta manera se disminuye la posibilidad de no contar con estos.	Ambiente, antes del 1o de mayo de cada año, respecto de los datos del año anterior, sus emisiones de COV.			Esto permitirá transparentar técnicamente todas las medidas de mitigación con este contaminante.
No aplica	Artículo 67: Dentro de los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia del presente Decreto, el Ministerio del Medio Ambiente deberá desarrollar un estudio de emisiones de COV, con el objeto de mejorar la caracterización de estas emisiones para el sector industrial y/o comercial. Este estudio deberá al menos considerar los siguientes aspectos:	No Aplica	Conforme	
No aplica	Universo de establecimientos declarantes. - Evaluación del consumo de solventes y su composición. - Evaluación de sus emisiones de COV (en base anual). - Estado de implementación de las acciones/sistemas de control para reducir emisiones de COV. - Identificación de potenciales de reducción adicional a la situación actual. - Estimación de los costos asociados a las alternativas de control identificadas.	No Aplica	Conforme	

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.7.3. Óxidos de nitrógeno

Tabla 76. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a emisiones de NOx

Recomendación	Sección del comentada	PPDA	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
Respecto de los límites de emisión para fuentes estacionarias, se sugiere reevaluar el indicador propuesto, esto puesto a que da cuenta del número de fiscalizaciones, sin embargo, no queda claro el vínculo de esta actividad con la reducción de emisiones de este tipo de fuentes. Adicionalmente, se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo. De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).	Artículo 41: Las fuentes estacionarias deberán cumplir con el límite de emisión para NOx establecido en la siguiente tabla:	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad		<p>Al igual que en el caso de MP, el indicador propuesto por definición es el indicador que permite "establecer" límites de pasivos ambientales. No obstante, efectivamente no es una política que busque reducción de emisiones a lo establecido.</p> <p>Para eso, el actor generador debe sugerir tecnología a implementar y el actor PPDA debe validarla como fuente de apoyo técnico, desde qué, es sabido que los actores generadores no conocen adecuadamente el tema y quedan expuesto a las corrientes de proveedores de tecnologías pudiendo no ser la mejor para el caso específico. Como referencia, dada la experiencia de los consultores, esto ya aconteció con el material particulado en la década de 1980 y 1990 cuando el mercado creyó que el ciclón solucionaba el problema del MP.</p> <p>De esta manera, la recomendación de ecos es insuficiente y solo una declaración de gestión.</p>

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.7.4. Dióxido de azufre (SO_2)

Tabla 77. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a emisiones de SO_2

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios	Cota Consultoría
<p>Respecto de los límites de emisión para fuentes estacionarias, se sugiere reevaluar el indicador propuesto, esto puesto a que da cuenta del número de fiscalizaciones, sin embargo, no queda claro el vínculo de esta actividad con la reducción de emisiones de este tipo de fuentes.</p> <p>Adicionalmente, se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo.</p> <p>De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).</p>	<p>Artículo 38: Las fuentes estacionarias, deberán cumplir con los límites de emisión para SO establecidos en la siguiente tabla:</p> <p>Tabla VI-2: Límite máximo de emisión de SO para fuentes estacionarias. (*) Valores referidos al PCI del combustible quedan exentos de cumplir el límite de emisión de SO_2:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Las calderas que utilicen un combustible gaseoso de manera exclusiva y permanente. ii. Las calderas que utilicen biomasa no tratada (según define D.S. N°29, de 2013, de MMA) como combustible de manera exclusiva y permanente. iii. Las fuentes estacionarias sujetas al cumplimiento del D.S. N°13, de 2011, de MMA. <p>Las excepciones mencionadas se acreditarán conforme a lo señalado en el artículo 43 del presente Decreto.</p> <p>Los límites de emisión establecidos en la tabla precedente están referidos al poder calorífico inferior del combustible, como valor máximo permisible de emisión de SO, para fuentes estacionarias cuya emisión dependa exclusivamente del combustible utilizado, es decir, en la cual los gases de combustión no contengan materias producto del proceso 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.</p>	<p>Gestiones operacionales</p>	<p>Máxima Prioridad</p>	<p>Como la recomendación de ecos apunta en la misma dirección que casos anteriores, el respectivo comentario para NOx de COTA es de la misma naturaleza (ver Tabla 76).</p>	

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
<p>Se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo. De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).</p>	<p>Artículo 39: A partir de 12 meses desde la entrada en vigencia del presente Decreto, la Superintendencia del Medio Ambiente deberá iniciar la evaluación del cumplimiento de las metas de emisión de los 5 establecimientos que cuentan con metas de emisión aprobadas de acuerdo al artículo 66 del D.S. N°66, de 2009, de MINSEGPRES y otros establecimientos que superen 100 ton/año de SO₂ de acuerdo a registros y/o mediciones oficiales efectuados con posterioridad a la entrada en vigencia de ese Decreto. Esta evaluación se desarrollará en un periodo máximo de 24 meses y sus resultados e información de base, será entregada al Ministerio del Medio Ambiente, para la evaluación e identificación de nuevos potenciales de reducción adicional a la situación actual.</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	<p>El equipo de Cota Consultoría coincide con esta afirmación. Es fundamental contar con información completa para apoyar a los tomadores de decisión. Adicionalmente, se considera relevante sistematizar información recibida de muestreos isocinéticos, dado que dan cuenta de información técnica real, sin los errores que se pueden dar el desconocimiento de quienes ingresen información al RETC.</p>

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.7.5. Monóxido de carbono (CO)

Tabla 78. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a emisiones de CO

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota
<p>Respecto de los límites de emisión para fuentes estacionarias, se sugiere reevaluar el indicador propuesto, esto puesto a que da cuenta del número de fiscalizaciones, sin embargo, no queda claro el vínculo de esta actividad con la reducción de emisiones de este tipo de fuentes.</p> <p>Adicionalmente, se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo. De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).</p>	<p>Artículo 40: Las fuentes estacionarias deberán cumplir con el límite de emisión para CO establecido en la siguiente tabla:</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	<p>Al igual que casos anteriores, la recomendación ecos de revaluación del indicador propuesto no es una medida adecuada ya que el artículo 40 busca ayudar a que este tipo de emisión dé cuenta de la calidad de operación de la fuente, en consecuencia, el indicador incide directamente en el aspecto ambiental e indirectamente pasa a ser una política de eficiencia energética. En la práctica es un indicador fundamental, implícito, de control ambiental.</p>	
	<p>Tabla VI-3: Límite máximo de emisión de CO para fuentes estacionarias. El límite de emisión establecido en la tabla precedente, 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.</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad		

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.7.6. MP, NOx y SO₂/SO

Tabla 79. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a emisiones de MP, NOx y SO₂

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
Respecto a la frecuencia de medición de fuentes tipo calderas y procesos de combustión, se sugiere reevaluar el indicador propuesto, esto puesto a que da cuenta del número de fiscalizaciones, sin embargo, no queda claro el vínculo de esta actividad con la reducción de emisiones de este tipo de fuentes. Adicionalmente, se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo. De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).	<p>Artículo 51: Las fuentes estacionarias que no sean calderas ni procesos con combustión deberán realizar las mediciones con la frecuencia descrita en la siguiente tabla:</p> <p>Tabla VI-7: Frecuencia de Medición. (*) La medición debe efectuarse durante los primeros 12 meses desde la entrada en vigencia del presente Decreto.</p> <p>Artículo 52: Las calderas y procesos con combustión de potencia térmica menor a 20MWt, deberán acreditar sus emisiones de MP, NOx y SO, cuando corresponda, con la frecuencia descrita en las siguientes tablas:</p> <p>Tabla VI-8: Frecuencia para acreditar emisiones de MP, NOx y SO para calderas</p> <p>Tabla VI-9: Frecuencia para acreditar emisiones de MP, NOx y SO₂ para procesos con combustión</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	Como la recomendación de ecos apunta en la misma dirección que los casos anteriores, para cada contaminante por separado, los comentarios de COTA apuntan en la misma dirección. No obstante, un repositorio de evolución en el tiempo como medio de gestión para la autoridad y actor generador para cada fuente fija ayudará a un control de eficiencia de mitigación específico para cada fuente. Claramente, el instrumento técnico adecuado, sigue siendo el reporte de emisiones de cada fuente con su respectivo post-procesamiento para fines del PPDA.
Se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo. De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido,	Artículo 55: La evaluación del cumplimiento de los límites de emisión se hará en base a promedios horarios en el caso de monitoreo continuo. Los valores deberán cumplirse en el 97% de las horas de funcionamiento de la fuente, descontadas exclusivamente las horas de encendido y apagado. Se excluyen de esta exigencia aquellas	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	El equipo de Cota Consultoría coincide con esta afirmación. Es fundamental contar con información completa para apoyar a los tomadores de decisión. Adicionalmente, se considera relevante sistematizar información recibida de muestreos isocinéticos, dado

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría								
pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).	fuentes reguladas por el D.S. N°13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente.			que dan cuenta de información técnica real, sin los errores que se pueden dar el desconocimiento de quienes ingresen información al RETC.								
<p>Para esta medida se recomienda considerar el contaminante CO en la emisión máxima de proyectos que ingresen al SEIA, debido a su contribución de la formación de Ozono (O3) y a su vez, para llevar a cabo el objetivo de salir de la zona de latencia con respecto a este gas. De igual manera se considera relevante introducir la distinción de la generación de Carbón Negro como una particularidad del MP2,5.</p> <p>En relación al proceso de tramitación de los PCE, se recomienda procedimentar su evaluación estableciendo criterios mínimos y estándares deseados para su evaluación.</p>	<p>Tabla VI-14: Emisión máxima proyectos Contaminante Emisión máxima ton/año</p> <table border="1" data-bbox="734 584 1094 698"> <tr> <td>MP10</td> <td>2,5</td> </tr> <tr> <td>MP2,5</td> <td>2,0</td> </tr> <tr> <td>NOx</td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>SO2</td> <td>10</td> </tr> </table>	MP10	2,5	MP2,5	2,0	NOx	8	SO2	10	Gestiones normativas	Media Prioridad	
MP10	2,5											
MP2,5	2,0											
NOx	8											
SO2	10											
<p>Respecto a lo señalado por CGR, se considera relevante reevaluar la restricción de inicio de obras sin antes contar con un PCE aprobado. Esto porque la falta de regulación asociada a la tramitación de los PCE, resulta en tiempos que no pueden ser estimados por los regulados para la programación de las actividades del proyecto. Se debe considerar que si bien existen PCE aprobados en un periodo de 3 meses de tramitación, también se conocen</p>	<p>Primeramente, se deberá analizar el caso del MP2,5, considerando las emisiones equivalentes, es decir, la suma de las emisiones del contaminante más la emisión de SO₂, NO_x3 y/o NH ponderadas por los factores de conversión establecidos en el artículo 61 del presente Decreto.</p> <p>Posteriormente, se deberá analizar el caso del MP10, considerando las emisiones equivalentes, es decir, la suma de las emisiones del contaminante más la emisión de SO₂, NO_x3 y/o NH ponderadas por los factores de conversión establecidos en el artículo 61 del presente Decreto.</p>	Gestiones normativas	Media Prioridad	La sugerencia de considerar el CO como contribución de la formación de Ozono no es exacta ya que la emisión del NOx es la determinante. En particular, la concentración del CO es una variable demasiado temporal en el uso de una fuente fija que no da cuenta de manera adecuada de la evolución de mejora ambiental. Esta depende fundamentalmente de la relación de aire combustible de la fuente asociada a las condiciones de operación muy propias del momento y "carburación" de esta.								

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
<p>otros casos que el trámite se efectúa en alrededor de 2 años.</p> <p>En cuanto a proyectos que corresponden a una modificación, se sugiere considerar en el proceso de evaluación si la modificación resulta en una actividad que adiciona a las emisiones originales, si las modifica parcialmente o si las disminuye, determinando en cada caso el requerimiento de compensar y cuánto.</p> <p>Se recomienda publicar criterios de conversión no establecidos en el PPDA, idealmente mediante guías que orienten a los titulares o regulados a tramitar su PCE. En esta misma línea, se sugiere aclarar en el PPDA los conceptos de MP (equivalente), MP2,5 (equivalente) y MP10 (equivalente) y cómo se calcula respecto del inventario de emisiones de los proyectos en evaluación.</p>	<p>En las hipótesis de los literales a, b y c anteriores, no debe ser analizado el límite de emisión de SO₂ y NO_x, ya que estas emisiones se consideran en base a su contribución al MP2,5.</p>	Gestiones normativas	Media Prioridad	

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.7.7. Determinación indirecta de emisiones

Tabla 80. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a determinación indirecta de emisiones

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
<p>Se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo. De esta manera se encontraría a disposición el</p>	<p>Artículo 53: Las calderas y procesos con combustión de potencia menor a 20 MWt y mayor o igual a 10 MWt, deberán disponer de instrumentación industrial para cuantificar variables que permitan estimar de manera indirecta sus emisiones. Esta instrumentación deberá diseñarse para registrar las mencionadas variables de manera continua y en línea con los sistemas de información de la Superintendencia del Medio Ambiente.</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	<p>La recomendación ecos es muy pertinente y necesaria.</p>

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios	Cota Consultoría
<p>estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).</p>	<p>Las variables a cuantificar podrán corresponder a: consumo de combustible, caudal y horas de operación, como variables principales. También se podrán incluir temperatura, concentración de oxígeno, concentración de monóxido de carbono, todas medidas en los gases de combustión u otras que permitan estimar adecuadamente el nivel de actividad de la fuente y sus emisiones, que definirá la Superintendencia del Medio Ambiente en un plazo de 6 meses desde la entrada en vigencia del presente Decreto, mediante los protocolos correspondientes.</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad		
	<p>Los titulares de las fuentes dispondrán de un plazo de 24 meses para dar cumplimiento a esta exigencia a contar de la publicación de la resolución que apruebe los protocolos de la Superintendencia del Medio Ambiente para tales efectos.</p>	Gestiones operacionales	Media Prioridad		
	<p>Se exceptúan de esta medida:</p> <p>Aquellas fuentes que cuenten con autorización para disponer de emisiones no canalizadas en ductos o chimeneas, conforme a lo establecido en el artículo 42 del presente decreto. Aquellas fuentes que dispongan de monitoreo continuo de emisiones validado por la Superintendencia del Medio Ambiente.</p>	Gestiones operacionales	Media Prioridad		

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.7.8. Medición continua

Tabla 81. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a medición continua de emisiones

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota
Se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo. De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).	Artículo 54: Las calderas y procesos con combustión de potencia térmica mayor o igual a 20 MWt, deberán implementar un sistema de monitoreo continuo para acreditar sus emisiones de MP, NOx y SO, según corresponda.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	La recomendación ecos es muy pertinente y necesaria	
No aplica	El plazo para que las fuentes implementen el sistema de monitoreo continuo es de 24 meses a partir de la entrada en vigencia del presente decreto. Dicho sistema debe ser aprobado por la Superintendencia del Medio Ambiente en el plazo de 6 meses.	No Aplica	Conforme		
No aplica	Hasta que no esté aprobado el sistema de monitoreo continuo las fuentes afectas deberán continuar con la acreditación de sus emisiones con los métodos de medición indicados en el artículo 46, cada 12 meses para MP, NOx y SO.	No Aplica	Conforme		

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota
No aplica	Artículo 56: Los datos que se obtengan del monitoreo continuo indicado en el artículo 54 deberán estar en línea con los sistemas de información que sean definidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Para ello, en el plazo de 6 meses desde la entrada en vigencia del presente Plan, esta Superintendencia deberá establecer los protocolos para que los titulares puedan cumplir con esta exigencia.	No Aplica	Conforme		
No aplica	Desde la publicación en el Diario Oficial de los protocolos indicados en el inciso anterior, los titulares de fuentes afectas tendrán un plazo de 18 meses para implementar esta obligación.	No Aplica	Conforme		

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.7.9. Grandes establecimientos

Tabla 82. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a grandes establecimientos

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota
Respecto los límites de emisiones de grandes establecimientos, se sugiere reevaluar el indicador propuesto, esto puesto a que da cuenta del número de reportes recibidos, sin embargo, no queda claro el vínculo de esta actividad con la reducción de emisiones de este tipo de fuentes. Adicionalmente, se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la	Artículo 57: Se entenderá como "gran establecimiento" a la agrupación de establecimientos industriales emplazados en la zona sujeta al Plan, bajo la propiedad de un mismo titular y/o que están próximas entre sí y que por razones técnicas están bajo un control operacional único o coordinado, que al sumar las emisiones por contaminante de todas sus fuentes estacionarias, superan uno o más de los valores establecidos a continuación:	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	La recomendación ecos es muy pertinente y necesaria.	

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría Cota
	Tabla VI-10: Emisiones por contaminante para grandes establecimientos	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	
	a) Gran establecimiento nuevo, a aquel gran establecimiento que entra en operación a partir de 12 meses después de la fecha de entrada en vigencia del presente decreto.			
	b) Gran establecimiento existente, a aquel gran establecimiento que se encuentra operando a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto o dentro de los 12 meses siguientes a dicha fecha.			
	Excepcionalmente, los grandes establecimientos existentes podrán tener uno o más procesos existentes con concentraciones máximas de acuerdo a la siguiente tabla:	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	
	Tabla VI-11: Emisiones tope por contaminante para grandes establecimientos existentes	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	
	Lo anterior sólo será aplicable siempre y cuando las fuentes del gran establecimiento existente en conjunto no excedan alguno de los siguientes valores: - El valor de emisión máxima anual asignada, establecida en el presente artículo. - La meta de emisión que establezca para su nuevo plan de reducción, de acuerdo a lo establecido en el artículo 60. - Sus metas vigentes de emisión y/o reducción para gases, asignadas previo a la publicación del presente Decreto.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	
	En caso que el cumplimiento de la meta establecida en el presente artículo, no se logre acreditar dentro del plazo indicado en el inciso primero del presente artículo, comenzarán a regir los siguientes límites de	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría Cota
	emisión, para las fuentes estacionarias pertenecientes a grandes establecimientos existentes, en reemplazo de los artículos 36, 37, 38, 40 y 41 anteriores, de acuerdo a la siguiente tabla:			
	Tabla VI-12: Límites máximos de emisión complementarios para fuentes estacionarias de grandes establecimientos existentes. (*) Valores referidos al poder calorífico inferior del combustible	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	
	Lo anterior será válido para todos los grandes establecimientos existentes, que presenten un programa de reducciones en conjunto o de manera individual, que hayan incumplido la meta del inciso primero del presente artículo. Los límites máximos de emisión complementarios de la Tabla VI-12, aplicarán solamente a aquellos establecimientos que no logren acreditar la reducción que les corresponde en el plazo establecido para aquello.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	
	Artículo 61: Para efectos de contabilizar la reducción de emisiones señalada en los artículos anteriores, se podrán considerar las emisiones en masa de los siguientes gases precursores emitidos, considerando las conversiones iniciales que se indican en la siguiente Tabla:	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	
	En el caso de los grandes establecimientos nuevos, éstos deberán compensar la totalidad de sus emisiones de acuerdo a lo exigido en la sección VI.6.2 del presente decreto.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	
	De no aprobarse o acreditarse la reducción exigida en los plazos establecidos en los referidos planes de reducción, se le aplicará al gran establecimiento existente, las normas	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios	Cota Consultoría
	de emisión por concentración descritas en el artículo 58.				
	Artículo 61: Para efectos de contabilizar la reducción de emisiones señalada en los artículos anteriores, se podrán considerar las emisiones en masa de los siguientes gases precursores emitidos, considerando las conversiones iniciales que se indican en la siguiente Tabla:	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad		
No aplica	Artículo 59: En un plazo de 6 meses desde la entrada en vigencia del presente Decreto, el Ministerio del Medio Ambiente deberá publicar una lista de los grandes establecimientos sujetos a la exigencia de cumplimiento de reducción del artículo anterior. El Ministerio del Medio Ambiente deberá mantener actualizado en su página web el listado de grandes establecimientos nuevos y existentes.	No Aplica	Conforme		
No aplica	Artículo 60: En el plazo de 12 meses desde la entrada en vigencia del presente decreto, los titulares de grandes establecimientos existentes deberán presentar los planes de reducción de emisiones ante la SEREMI del Medio Ambiente. Estos planes podrán ser aprobados o rechazados en un plazo de 6 meses desde su presentación. La aprobación de dichos planes deberá formalizarse mediante resolución, antes de su implementación. El procedimiento de evaluación de los planes de reducción de emisiones deberá considerar los mismos criterios establecidos para la evaluación de los programas de compensación de emisiones para la Región Metropolitana de	No Aplica	Conforme		

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios	Cota Consultoría
	Santiago, indicados en los Artículos 63 y siguientes.				
No aplica	El Ministerio del Medio Ambiente deberá informar, dentro de los 18 meses siguientes a la publicación del presente decreto, a los grandes establecimientos existentes, su nueva emisión máscica anual autorizada de material particulado, la cual, en ningún caso podrá superar la emisión anual autorizada conforme a la normativa ambiental vigente, a la fecha de entrada en vigencia del presente decreto.	No Aplica	Conforme		
Se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo. De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).	Artículo 62: Para la verificación del cumplimiento del monto de emisión establecido a los grandes establecimientos nuevos y existentes, la Superintendencia del Medio Ambiente, en enero de cada año, notificará mediante carta certificada, a cada gran establecimiento, la situación registrada respecto al cumplimiento de su emisión y compensación de emisiones, si corresponde, y desarrollará un proceso anual de revisión de emisiones en mayo de cada año, del año calendario vencido.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	El equipo de Cota Consultoría coincide con esta afirmación. Es fundamental contar con información completa para apoyar a los tomadores de decisión.	Adicionalmente, se considera relevante sistematizar información recibida de muestreros isocinéticos, dado que dan cuenta de información técnica real, sin los errores que se pueden dar el desconocimiento de quienes ingresen
	La Superintendencia del Medio Ambiente deberá entregar en julio de cada año a la SEREMI del Medio Ambiente, un informe con el estado de cumplimiento de la meta de emisión por establecimiento, fuente y a nivel agregado como sector, en base a lo reportado por los grandes establecimientos.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad		

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios	Cota Consultoría
				información al RETC.	
<p>En este caso se recomienda realizar mejoras en los registros señalados para los programas de compensación de emisiones, distinguiendo el total a compensar y lo ofrecido en PCE, así como también la coordinación con la SMA debido a que este es el organismo encargado para la fiscalización. Lo anterior entendiendo que la operación de la Seremi difiere en ciertas actividades respecto de las actividades de reportabilidad del PCE, además de no contar con acceso o manejo de la plataforma denominada Sistema de Seguimiento Ambiental (https://ssa.sma.gob.cl/), duplicando los esfuerzos de reportabilidad de los PCE en ejecución.</p> <p>Respecto de los criterios durante la tramitación, se debería considerar un listado general de manera interna que ayude a las observaciones respecto de los PCE considerando al menos, tipo y magnitud de los proyectos, tipo y magnitud de compensación, además de una comparativa de costos. Lo anterior teniendo presente que la autoridad debe estar orientada a que los compromisos a establecer por los regulados, sean factibles de ser ejecutados. Evitando así duplicidad</p>	<p>En el caso de programas de compensación de emisiones que consideren la participación de establecimientos que no pertenecen al listado de grandes establecimientos existentes, éstos deberán entregar información que permita acreditar y verificar sus emisiones de manera similar al procedimiento que regirá para los grandes establecimientos.</p>	Gestiones operacionales	Alta Prioridad	La recomendación ecos es muy pertinente y necesaria.	

Recomendación ecos	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota Consultoría
en los esfuerzos de tramitación. Por otro lado, se sugiere complementar y acotar las formas de compensación respecto del contaminante a compensar. Si bien es posible realizar la conversión de un contaminante a otro, no todas las formas de compensación son viables según el tipo de contaminante. En este sentido se sugiere trabajar en nuevos lineamientos para la compensación distinguiendo el tipo de contaminante y la forma de estimación de la reducción.					

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.7.10. Grupos electrógenos

Tabla 83. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a grupos electrógenos

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota Consultoría
Se recomienda establecer mecanismos de cooperación y apoyo para la generación de planes de fiscalización asociados a esta medida. Por otro lado, es posible que las restricciones a grupos electrógenos nuevos, sea fiscalizada mediante procesos de internación de los mismos (aduana). Como en este caso la restricción se encuentra próxima a ser reemplazada por lo señalado en el artículo para el 2024, se considera recomendable contar con un repositorio único para los medios de verificación de cada medida, que	Artículo 68: Los grupos electrógenos nuevos, que utilicen motores de combustión interna con encendido por compresión, deberán cumplir en los plazos señalados en cada caso, los límites máximos de emisión de monóxido de carbono (CO), hidrocarburos (HC), hidrocarburos no metánicos (HCNM), óxidos de nitrógeno (NOx) y material particulado (MP), según la norma que el fabricante, armador, importador o sus representantes soliciten al momento de la certificación referida en el inciso penúltimo del presente artículo, conforme se indica a continuación: A) A contar del 1 de enero de 2020, los grupos electrógenos nuevos deberán cumplir con lo siguiente: Tabla VI-15: Límites máximos de emisión para grupos electrógenos en gramos por kilowatt hora (g/kWh); y	Gestiones comunicacionales	Alta Prioridad	A pesar que la recomendación es consistente en términos de planes de fiscalización, la exigencia de tecnología de mitigación existente en el mercado en cuanto al CO y MP (DPF) es necesaria para propuestas del PPDA. Estas medidas también afectarían el artículo 69	

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios	Cota Consultoría
pueda ser compartido por el actor señalado (SMA) y la SEREMI MA (al menos).	g/bhp-h, para desplazamiento volumétrico por cilindro del motor menor a 10 l. Tabla VI-16: Límites máximos de emisión para grupos electrógenos en g/kWh para desplazamiento volumétrico por cilindro del motor mayor o igual a 10 l y menor a 30 l.			Respecto de realizar mejoras en los registros señalados para los programas de compensación de emisiones es fundamental, principalmente para efectos de inventarios dado que son el mayor número de fuentes que existen en los registros.	
No aplica	Tabla VI-17: Límites máximos de emisión para grupos electrógenos en g/kWh; y en gramos por caballos de fuerza al freno hora (g/bhp-h) para desplazamiento volumétrico por cilindro del motor mayor o igual a 30 litros	Gestiones comunicacionales	Alta Prioridad		
No aplica	B) A contar del 1 de enero de 2024, los grupos electrógenos nuevos deberán cumplir con lo señalado en las siguientes tablas:	No Aplica	No Aplica		
No aplica	Tabla VI-18: Límites máximos de emisión para grupos electrógenos en gramos por kilowatt hora (g/kWh); y en gramos por caballos de fuerza al freno hora (g/bhp-h) para desplazamiento volumétrico por cilindro del motor menor a 10 litros.	No Aplica	No Aplica		
No aplica	Tabla VI-19: Límites máximos de emisión para grupos electrógenos en gramos por kilowatt hora (g/kWh) para desplazamiento volumétrico por cilindro del motor mayor o igual a 10 litros y menor a 30 litros.	No Aplica	No Aplica		
No aplica	Tabla VI-20: Límites máximos de emisión para grupos electrógenos en gramos por kilowatt hora (g/kWh); y en gramos por caballos de fuerza al freno hora (g/bhp-h) para desplazamiento volumétrico por cilindro del motor mayor o igual a 30 litros.	No Aplica	No Aplica		
No aplica	Los fabricantes de grupos electrógenos de desplazamiento volumétrico por cilindro del motor menor a 30 litros o sus representantes legales en Chile, distribuidores o importadores, deberán acreditar mediante un certificado de origen ante la Superintendencia del Medio Ambiente, que el tipo o	No Aplica	Conforme		

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios	Cota Consultoría
	familia del grupo electrógeno nuevo cumple con lo exigido en las tablas VI-15, VI-16, VI-18 y VI-19, según corresponda, de acuerdo al método de prueba en laboratorio ISO 8178: Motores de combustión interna. Medición de las emisiones de gases de escape. Parte 1: Medición de las emisiones de gas y de partículas en banco de ensayo.				
No aplica	Los titulares de grupos electrógenos de desplazamiento volumétrico por cilindro del motor mayor o igual a 30 litros, deberán acreditar, que el tipo o familia del grupo electrógeno nuevo cumple con lo exigido en las tablas VI-17 y VI-20, según corresponda, de acuerdo al método de medición en terreno descrito en el volumen 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR) de la Agencia Ambiental de los Estados Unidos (US-EPA). El protocolo para el desarrollo de esta medición será definido por la SMA, antes de 3 meses de entrar en vigencia la exigencia del límite de emisión respectivo. Los resultados de las mediciones deberán ser informados a la Superintendencia del Medio Ambiente antes de iniciar la operación del equipo.	No Aplica	Conforme		
Si bien la SMA ha emitido la resolución N°929/2022, que reemplaza la Res. Ex. N°743/2021, en relación al "protocolo de reporte de variables operacionales para fuentes estacionarias tipo grupo electrógeno", la medida apunta a la reportabilidad de estas variables y se complementa con la periodicidad de esta. En este sentido, el indicador no da cuenta de la ejecución de la medida, por lo que se sugiere modificar el indicador en relación a los reportes	Artículo 69: Los grupos electrógenos nuevos y existentes de potencia neta del motor superior o igual a 50 kilowatts (kW) y que utilizan un combustible líquido, deberán efectuar las mantenciones al motor y todos sus componentes, con la frecuencia que se indican en la Tabla VI-21, con el fin de alcanzar un nivel óptimo de funcionamiento. Tabla VI-21: Mantenciones al Motor	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	La recomendación ecos es muy pertinente y necesaria.	

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota Consultoría
recibidos y los resultados de los ensayos que estén dentro de los rangos esperados y el actuar ante aquellos resultados desfavorables. En este último punto se recomienda considerar un mecanismo que asegure el estándar solicitado, generando restricciones de uso ante deficiencias del generador.	Asimismo, deberán presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente un informe acerca de la mantención realizada al grupo electrógeno, que contenga nombre del propietario, modelo, año de fabricación, número de identificación, horas de funcionamiento mediante horómetro digital sellado e inviolable sin vuelta a cero, dirección del grupo electrógeno, horas que faltan para alcanzar la vida útil del grupo electrógeno según lo indicado por el fabricante, entre otros.				

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.7.11. Programas de compensación de emisiones

Tabla 84. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a planes de compensación de emisiones

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota Consultoría
En este caso se recomienda realizar mejoras en los registros señalados para los programas de compensación de emisiones, distinguiendo el total a compensar y lo ofrecido en PCE, así como también la coordinación con la SMA debido a que este es el organismo encargado para la fiscalización. Lo anterior entendiendo que la operación de la Seremi difiere en ciertas actividades respecto de las actividades de reportabilidad del PCE, además de no contar con acceso o manejo de la plataforma denominada Sistema de Seguimiento Ambiental (https://ssa.sma.gob.cl/), duplicando los esfuerzos de reportabilidad de los PCE en ejecución.	<p>Artículo 63: La compensación de emisiones para la Región Metropolitana de Santiago se hará por medio de programas de compensación de emisiones aprobados por la SEREMI del Medio Ambiente y fiscalizados por la Superintendencia del Medio Ambiente. El contenido de un programa de compensación de emisiones, será al menos el siguiente:</p> <p>i. Estimación anual de las emisiones del proyecto. En el caso de proyectos que ingresen al SEIA la estimación debe distinguirse para la fase de construcción, operación y cierre, señalando año y etapa a compensar en que se prevé se superará el umbral indicado en la Tabla VI-14 para los contaminantes que correspondan.</p> <p>ii. Las medidas de compensación, que</p>	Gestiones operacionales	Alta Prioridad	La recomendación ecos es muy pertinente y necesaria.	

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota
<p>Respecto de los criterios durante la tramitación, se debería considerar un listado general de manera interna que ayude a las observaciones respecto de los PCE considerando al menos, tipo y magnitud de los proyectos, tipo y magnitud de compensación, además de una comparativa de costos. Lo anterior teniendo presente que la autoridad debe estar orientada a que los compromisos a establecer por los regulados, sean factibles de ser ejecutados. Evitando así duplicidad en los esfuerzos de tramitación.</p>	<p>deberán cumplir los siguientes criterios:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Medibles, esto es, que permitan cuantificar la reducción de las emisiones que se produzca a consecuencia de ellas. b. Verificables, esto es, que generen una reducción de emisiones que se pueda cuantificar con posterioridad de la implementación. c. Adicionales, entendiendo por tal que las medidas propuestas no respondan a otras obligaciones a que esté sujeto el titular, o bien, que no correspondan a una acción que conocidamente será llevada a efecto por la autoridad pública o particulares. d. Permanentes, entendiendo por tal que la rebaja permanezca por el período en que el proyecto está obligado a reducir emisiones. 	operacionales	Prioridad		
	<p>iii. Forma, oportunidad y ubicación en coordenadas WGS84, de su implementación, con un indicador de cumplimiento del programa de compensación.</p>	Gestiones operacionales	Alta Prioridad		
	<p>iv. Carta Gantt, que considere todas las etapas para la implementación de la compensación de emisiones y la periodicidad en que informará a la Superintendencia del Medio Ambiente sobre el estado de avance de las actividades comprometidas.</p>	Gestiones operacionales	Alta Prioridad		
	<p>Consideraciones generales para los programas de compensación de emisiones:</p>	Gestiones operacionales	Alta Prioridad		
	<p>i. Sólo se podrán compensar o ceder emisiones entre aquellas fuentes que demuestren cumplir con uno de los</p>	Gestiones operacionales	Alta Prioridad		

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota
	siguientes requisitos:				
	a. Realizar la compensación entre fuentes o actividades con combustión	Gestiones operacionales	Alta Prioridad		
	b. Realizar la compensación entre una fuente con combustión, que cede emisiones a una fuente o actividad sin combustión, pero no viceversa	Gestiones operacionales	Alta Prioridad		
	c. Realizar la compensación entre fuentes o actividades sin combustión.	Gestiones operacionales	Alta Prioridad		
	ii. En ningún caso podrá hacer valer emisiones cedidas por actividades o establecimientos que cierren o deban cerrar por incumplimiento de normativa ambiental, o por término de vida útil.	Gestiones operacionales	Alta Prioridad		
	iii. Las actividades emisoras que reduzcan emisiones para cumplir con las medidas exigidas en el presente Plan, sólo podrán compensar o ceder emisiones por reducciones adicionales a la exigencia legal o reglamentaria, y siempre y cuando sea acreditable su implementación de manera permanente.	Gestiones operacionales	Alta Prioridad		
	iv. Las compensaciones podrán realizarse entre diversos tipos de fuentes, actividades y sectores económicos, siempre y cuando cumplan con los criterios anteriores.	Gestiones operacionales	Alta Prioridad		
	Las condiciones mencionadas en relación con la compensación de emisiones no sustituirán las exigencias impuestas en otras normativas vigentes en la Región Metropolitana de Santiago para los referidos contaminantes.	Gestiones operacionales	Alta Prioridad		
	A efectos de la compensación de emisiones, aquellos proyectos que, con posterioridad a la entrada en vigencia del presente Decreto, presenten alguna modificación(es) y/o ampliación(es) y que	Gestiones operacionales	Alta Prioridad		

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota
	deban ingresar al SEIA, deberán sumar estas emisiones a las anteriores que forman parte del proyecto, exceptuando aquellas emisiones que hayan sido compensadas previamente.				
Se recomienda realizar mejoras en los registros señalados para los programas de compensación de emisiones, distinguiendo el total a compensar y lo ofrecido en PCE. Es posible incluir dentro de los requerimientos del PCE durante su tramitación una ficha que contenga las principales características de estos, donde los regulados deberán completar al menos: identificación del titular (nombre, rut), identificación de la obligación de compensar (RCA y numeral), emisiones del proyecto por fase del contaminante a compensar, la cantidad de compensación, la cantidad de emisiones ofrecidas por el PCE (en ocasiones es posible compensar más de lo requerido), el mecanismo de compensación, plazos totales de ejecución, hito de inicio, frecuencia de reportabilidad, entre otros. Con esta información estandarizada se podrá obtener un registro que homogéneo o comparable entre lo ofrecido por los titulares. Considerar también establecer una plataforma en donde se pueda ingresar estos datos en modalidad de formulario y así evitar esfuerzos en traspasar información o reordenar en planillas de cálculo.	Para los efectos legales, la compensación de emisiones se formalizará mediante un registro administrado por la Seremi del Medio Ambiente.	Gestiones operacionales	Media Prioridad	La recomendación ecos es muy pertinente y necesaria.	
Conforme la experiencia propia en esta materia, la tramitación de los Planes o	Artículo 65: En el caso que un gran establecimiento existente proponga utilizar	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	La recomendación ecos es muy pertinente y	

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota
Programas de Reducción de Emisiones, se desarrolla mediante procesos o mecanismos poco claros, en los que se ha tenido que iterar repetidamente para la obtención de un programa aprobado (esto durante el periodo de vigencia de este PPDA). Ante lo anterior es recomendable establecer lineamientos claros respecto de los requerimientos y criterios de evaluación para los Programas de Reducción de Emisiones. Esto puede ser parte de las obligaciones del Plan hacia la Seremi MMA. Por otro lado, los registros de las declaraciones de los COV, debieran ser sistematizados en la plataforma de declaraciones habilitada para estos efectos (Ventanilla Única), de esta manera se disminuye la posibilidad de no contar con estos.	compensación de emisiones como mecanismo para alcanzar total o parcialmente la reducción exigida como gran establecimiento de la Región, éste deberá incorporar dentro de su programa de reducción de emisiones, su propuesta del Programa de Compensación respectivo.			necesaria.	
	Artículo 65: En el caso que un gran establecimiento existente proponga utilizar compensación de emisiones como mecanismo para alcanzar total o parcialmente la reducción exigida como gran establecimiento de la Región, éste deberá incorporar dentro de su programa de reducción de emisiones, su propuesta del Programa de Compensación respectivo.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad		

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.7.12. Condiciones para nuevos proyectos que ingresan al SEIA

Tabla 85. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas a nuevos proyectos que ingresan al SEIA

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Consultoría	Cota
Para esta medida se recomienda considerar el contaminante CO en la emisión máxima de proyectos que ingresen al SEIA, debido a su contribución de la formación de Ozono (O3) y a su vez, para llevar a cabo el objetivo de salir de la zona de latencia con respecto a este gas. De igual manera se considera relevante introducir la distinción de la generación de Carbón Negro como una	<p>Artículo 64: Todos aquellos proyectos y actividades que ingresen al SEIA, deberán cumplir las siguientes condiciones:</p> <p>1. Deberán compensar sus emisiones totales anuales, directas e indirectas, aquellos proyectos o actividades nuevas y las modificaciones de los proyectos existentes, que en cualquiera de sus etapas generen un aumento sobre la situación base, en valores iguales o superiores a los que se presentan en la siguiente tabla:</p>	Gestiones normativas	Media Prioridad	En esta recomendación de ecos identifica equivocadamente el contaminante CO para considerarlo como emisión máxima de proyectos que contribuyen a la	

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
<p>particularidad del Material Particulado fino respirable (MP2,5). En relación al proceso de tramitación de los PCE, se recomienda procedimentar su evaluación estableciendo criterios mínimos y estándares deseados para su evaluación.</p>	<p>Se entiende por situación base todas aquellas emisiones atmosféricas existentes en la Región Metropolitana, previo al ingreso del proyecto o actividad al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. No se podrán imputar a dicha situación base aquellas emisiones generadas con infracción a este Decreto o a la normativa ambiental vigente.</p>	Gestiones normativas	Media Prioridad	<p>formación de ozono. La improcedencia del CO ha sido considerada ya con anterioridad. Respecto de las otras indicaciones de gestión, cada una de ellas tiene un mérito de pertenencia.</p>
<p>Respecto a lo señalado por Contraloría General de La República, se considera relevante reevaluar la restricción de inicio de obras sin antes contar con un PCE aprobado. Esto porque la falta de regulación asociada a la tramitación de los PCE, resulta en tiempos que no pueden ser estimados por los regulados para la programación de las actividades del proyecto. Se debe considerar que si bien existen PCE aprobados en un periodo de 3 meses de tramitación, también se conoce otros casos que el trámite se efectúa en alrededor de 2 años.</p>	<p>Para efectos de la determinación de la obligación de compensar, se deberá analizar la superación de la emisión máxima indicada en la tabla VI-14, de acuerdo a lo siguiente.</p>	Gestiones normativas	Media Prioridad	
	<p>Del resultado de este análisis los proyectos o actividades deberán:</p>	Gestiones normativas	Media Prioridad	
	<p>a. En caso que se supere simultáneamente la emisión máxima de MP2,5 equivalente y de MP10 equivalente de la tabla VI-14, se deberá compensar la emisión máxima total de Material Particulado equivalente, tomando en cuenta los criterios indicados en el artículo 63 del presente decreto.</p>	Gestiones normativas	Media Prioridad	
<p>En cuanto a proyectos que corresponden a una modificación, se sugiere considerar en el proceso de evaluación si la modificación resulta en una actividad que adiciona a las emisiones originales, si las modifica parcialmente o si las disminuye, determinando en cada caso el requerimiento de compensar y cuánto.</p>	<p>b. En caso que se supere la emisión máxima de MP2,5 equivalente, pero no se supere la emisión máxima de MP10 equivalente de la tabla VI-14, se deberá compensar la emisión máxima equivalente del primer contaminante, tomando en cuenta los criterios indicados en el artículo 63 del presente decreto.</p>	Gestiones normativas	Media Prioridad	
<p>Se recomienda publicar criterios de conversión no establecidos en el PPDA, idealmente mediante guías que orienten a los titulares o regulados a tramitar su PCE. En esta misma línea, se sugiere aclarar en el PPDA los conceptos de MP</p>	<p>c. En caso que no se supere la emisión máxima de MP2,5 equivalente, pero sí se supere la emisión máxima de MP10 equivalente de la tabla VI-14, se deberá compensar la emisión máxima equivalente de este último contaminante, tomando en cuenta los criterios indicados en el artículo 63 del presente decreto.</p>	Gestiones normativas	Media Prioridad	

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios	Cota Consultoría
(equivalente), MP2,5 (equivalente) y MP10 (equivalente) y cómo se calcula respecto del inventario de emisiones de los proyectos en evaluación.	d. En caso que no se superen las emisiones de MP2,5 equivalente ni la emisión máxima de MP10 equivalente de la tabla VI-14, se deberá analizar si la emisión de SO y NOx superan el límite indicado para cada uno en la tabla VI-14, compensando estas emisiones en caso que lo superen, conforme a los criterios indicados en el artículo 63 del presente decreto.	Gestiones normativas	Media Prioridad		
	Se considerarán como emisiones directas, las que se emitirán dentro del predio o terreno donde se desarrolle la actividad, asociadas a la fase de construcción, operación o cierre.	Gestiones normativas	Media Prioridad		
	Se entenderá por emisiones indirectas las que se generan exclusivamente por la nueva actividad, como por ejemplo las asociadas al aumento del transporte u otras actividades directamente relacionadas a la generación de productos y/o servicios del nuevo proyecto. En el caso de proyectos inmobiliarios también se considerarán como emisiones indirectas las asociadas al uso de calefacción domiciliaria.	Gestiones normativas	Media Prioridad		
	Para efectos de lo dispuesto en este artículo, los proyectos o actividades y las modificaciones de los proyectos existentes, que se sometan o deban someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, y que deban compensar sus emisiones, deberán presentar la estimación de sus emisiones de contaminantes a la atmósfera (al menos para MP, MP10, MP2,5, SO , NOx, CO y NH), la metodología utilizada, la cantidad de emisiones a compensar por contaminante y un anexo con la memoria de cálculo al ingresar al SEIA. Estos proyectos o actividades, en el marco de la evaluación ambiental, deberán presentar un programa preliminar de compensación de emisiones, sin perjuicio que el programa de	Gestiones normativas	Media Prioridad		

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios	Cota Consultoría
	compensación definitivo deba ser presentado ante la SEREMI del Medio Ambiente.				
	La resolución de calificación ambiental respectiva solo podrá establecer la obligación de compensar emisiones y los montos por los que se deberá realizar.	Gestiones normativas	Media Prioridad		
	Los proyectos evaluados que sean aprobados con exigencias de compensación de emisiones, sólo podrán dar inicio a la ejecución del proyecto o actividad al contar con la aprobación del respectivo Programa de Compensación de Emisiones.	Gestiones normativas	Media Prioridad		
	2. La compensación de emisiones será para el o los contaminantes en los cuales se sobrepease el valor referido en la Tabla VI-14, de acuerdo a lo indicado precedente. Sin embargo al definir las medidas de compensación, se podrán utilizar las conversiones para MP2,5 equivalente indicadas en la tabla VI-13 del artículo 61.	Gestiones normativas	Media Prioridad		
	3. Los proyectos o actividades que ingresen al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental compensarán sus emisiones en un 120%. Los excedentes de emisión generados por sobre estas compensaciones, podrán ser utilizados para otras compensaciones de emisiones.	Gestiones normativas	Media Prioridad		
	4. Los proyectos o actividades que hayan ingresado al SEIA antes de la entrada en vigencia del presente decreto, se continuarán rigiendo por las reglas de compensación establecidas en el D.S. N°66, de 2009, de MINSEGPRES.	Gestiones normativas	Media Prioridad		

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.7.13. Recomendaciones varias

Tabla 86. Evaluación de medidas del PPDA RMS, relacionadas varios tópicos

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios	Cota Consultoría
No aplica	Artículo 43: Para efectos de este capítulo, se acreditará el uso exclusivo y permanente de un combustible, mediante la presentación ante la Superintendencia del Medio Ambiente, por única vez, de una declaración con el número de registro de la SEREMI de Salud RM, que identifica la fuente y el tipo de combustible utilizado, de acuerdo al D.S. N°10, de 2012, del Ministerio de Salud.	No Aplica	Conforme		
No aplica	Artículo 44: En el caso de calderas nuevas que no utilicen combustible gaseoso y de potencia menor a 300 kWt, deberán acreditar por única vez, a través de un certificado emitido por el fabricante, un nivel de eficiencia térmica mayor o igual a 80%.	No Aplica	Conforme		
No aplica	La acreditación se hará antes de entrar en operación, ante la Superintendencia del Medio Ambiente.	No Aplica	Conforme		
No aplica	Artículo 46: Las fuentes estacionarias emisoras deberán acreditar sus emisiones considerando los métodos de medición oficiales y los reconocidos como válidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Estos análisis se deberán realizar en laboratorios de medición y análisis autorizados por la Superintendencia del Medio Ambiente para estos efectos.	No Aplica	Conforme		
No aplica	Artículo 47: Se eximen de la utilización de los métodos indicados en el artículo anterior, las calderas de potencia menor a 300 kWt, las que para acreditar sus emisiones, deberán presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente, por única vez, el certificado de origen del fabricante, que indique que la caldera cumple lo establecido en el presente Decreto.	No Aplica	Conforme		

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
<p>Respecto de las modificaciones en las condiciones y/o combustible, para fuentes estacionarias, se sugiere reevaluar el indicador propuesto, esto puesto a que da cuenta del número de fiscalizaciones, sin embargo, no queda claro el vínculo de esta actividad con la reducción de emisiones de este tipo de fuentes.</p>	<p>Artículo 49: Los titulares de fuentes estacionarias deberán informar a la Superintendencia del Medio Ambiente, con anterioridad al hecho, cada cambio de combustible u otra condición que incida en un aumento o reducción de emisiones.</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	<p>Esta recomendación de ecos atingente al artículo 49 es inadecuada ya que el artículo citado es una medida válida para efectos de incidencia en reducción o aumento de emisiones.</p> <p>La otra medida de gestión se muestra pertinente y necesaria.</p>
<p>Se recomienda contar, al menos, con un repositorio por medida en donde se establezca el listado de la documentación asociada a esta, entendido como una lista de chequeo. De esta manera se encontraría a disposición el estado de avance de la misma y los impedimentos que se han tenido (en caso que existan). Esta sugerencia puede ser de carácter interno del Actor generador de contenido, pero se recomienda que sea compartido con el actor que encabeza las actividades del PPDA (MMA).</p>	<p>Artículo 42: Se prohíben las emisiones de gases y partículas no efectuadas a través de chimeneas o ductos de descarga, salvo autorización expresa de la Superintendencia del Medio Ambiente, la que deberá autorizar la modalidad del proceso a ser usado, y el procedimiento para determinar su equivalencia en términos de emisión por chimenea.</p>	Gestiones operacionales	Alta Prioridad	<p>La recomendación ecos es muy pertinente y necesaria. Como se ha mencionado en este estudio, la carencia o calidad de información es un tema muy relevante al buscar cuantificar las emisiones totales.</p>
<p>Artículo 45: Todos los valores de emisión medidos deben ser corregidos por oxígeno según el estado de combustible que indican la Tabla VI-5 y la Tabla VI-6:</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad		
<p>Tabla VI-5: Corrección de oxígeno medido en chimenea para Calderas</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad		
<p>Tabla VI-6: Corrección de oxígeno medido en chimenea, para otros Procesos</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad		
<p>Las correcciones en el cálculo y expresión de unidades de concentración de las emisiones se referirán a 25°C y 1 atm.</p>	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad		

Recomendación	Sección del PPDA comentada	Tipo de recomendación	Prioridad	Comentarios Cota Consultoría
	Artículo 48: La Superintendencia del Medio Ambiente deberá mantener actualizado un registro de las fuentes estacionarias de la región. Este registro deberá individualizar los resultados de las acreditaciones históricas asociadas a cada fuente, por establecimiento y contaminante, según corresponda. Para desarrollar este registro, la SEREMI de Salud RM deberá poner a disposición de la Superintendencia de Medio Ambiente, en un plazo máximo de 2 meses de publicado el presente Decreto, toda la información histórica de las fuentes fijas que se hayan registrado ante dicho organismo en alguna oportunidad.	Gestiones operacionales	Máxima Prioridad	

Fuente: Elaboración propia en base a (ecos, 2023)

5.2.8. Revisión de otras medidas

Las tendencias de mitigación de contaminantes, provenientes de fuentes de combustión, han sido clasificadas dependiendo en que parte del proceso se utilicen. Entre ellas se tienen técnicas de pre-combustión, durante la combustión o post-combustión.

Entre las tecnologías clásicas, asociadas a la pre-combustión, se tiene el tratamiento del combustible o la modificación del equipo para una operación óptima ambiental y energéticamente. La inyección de agua, recirculación de gases, bajo exceso de aire, oxi-combustión, uso de quemadores de bajo NOx, escalonamiento del aire y/o combustible (combustión en etapas), además de la combustión química en bucle para lecho fluidizado, son parte de las técnicas a utilizar en el proceso durante la combustión. Dentro de las tecnologías de post-combustión se tienen, desulfurización de gases de combustión húmedos (WFGD), desulfurización de gases secos (Dry FGD), separación mediante ciclones, cámara de sedimentación por gravedad, filtros de mangas, colectores húmedos, precipitadores electrostáticos ciclónicos (Cyclonic ESP), scrubber húmedos, precipitadores electrostáticos (ESP), precipitadores electrostáticos húmedos (Wet ESP), reducción catalítica no selectiva (SNCR), reducción selectiva catalítica (SCR), sistemas electroquímicos, adsorción, absorción, microondas, etc.

Una revisión de las tecnologías clásicas con sus respectivas características, para diferentes tipos de contaminantes, puede ser vista a continuación.

Tabla 87. Mecanismos de control para material particulado

Tecnología	Ventajas	Desventajas	Eficiencia
Cámara de sedimentación gravitacional	<ul style="list-style-type: none"> •Bajo costo •Simplicidad •Baja caída de presión •No requiere potencia 	<ul style="list-style-type: none"> •Requiere grandes espacios •Efectiva para partículas sobre 50 µm •Baja eficiencia 	• > 90% para MP gruesas.
Ciclón separador	<ul style="list-style-type: none"> •Bajo costo •Simplicidad •Baja caída de presión •No requiere potencia •Utiliza poco espacio •Eficiente para partículas sobre 20 µm 	<ul style="list-style-type: none"> •Baja eficiencia para MP₁₀ •Alto potencial de desgaste 	• 70% - 95% dependiendo el tamaño de las partículas (95% para partículas sobre 20 µm)
Colector húmedo	<ul style="list-style-type: none"> •Bajo costo inicial •Alta eficiencia •Efectivo para otros tipos de contaminantes 	<ul style="list-style-type: none"> •Alto consumo de potencia •Consumo de agua •Producción de lodos •Problemas de congelación •Mayor potencial de corrosión 	•95-99% dependiendo del tipo de scrubber y tamaño de partículas
Filtro de mangas	<ul style="list-style-type: none"> •Simplicidad operacional •No requiere grandes demandas de energía •Altamente eficaz para partículas submicrónicas 	<ul style="list-style-type: none"> •Necesidad de limpieza periódica •Vida útil limitada 	•≈100 % para partículas gruesas; > 99 % para partículas finas

Tecnología	Ventajas	Desventajas	Eficiencia
Precipitadores electrostáticos	<ul style="list-style-type: none"> • Alta eficiencia • Simplicidad • Baja caída de presión 	<ul style="list-style-type: none"> • Consumo de energía • Riesgo de incendio por gases inflamables 	<ul style="list-style-type: none"> • >99 % para partículas gruesas • casi 95% para partículas finas

Fuente: (Larki, y otros, 2023)

Para el caso de **NOx** las técnicas de control se dividen en dos categorías: métodos primarios utilizados antes y durante la combustión, y métodos secundarios que implican la purificación de los gases de escape para regular la concentración de NOx antes de su liberación.

A pesar que el presente análisis se centra en métodos secundarios asociados al proceso de post-combustión, un breve análisis respecto de técnicas de pre-combustión y durante la combustión muestra que los tres principios básicos de todas ellas apuntan a:

- Disminuir la temperatura pico en el área de combustión utilizando la región de llama primaria en condiciones de combustible rico, así como un enfriamiento rápido y la reducción de la temperatura adiabática de la llama por dilución.
- Disminuir el tiempo que el gas permanece en la región de alta temperatura.
- Optimizar la relación aire-combustible y limitar el acceso a los reactores utilizando un poco de aire adicional (operando en una relación fuera del rango estequiométrico mediante el ajuste de la relación combustible-aire)

De esta manera las técnicas primarias son:

- Tratamiento del combustible para reducir los compuestos de nitrógeno.
- Técnicas y modificaciones de los equipos utilizados durante el proceso de combustión que incluyen e incluyen: preparación del aire, quemadores de bajo NOx, bajo exceso de aire en proceso de combustión, inyección de agua y recirculación de gases.

El uso de estos métodos primarios, puede reducir la cantidad de NOx hasta en un 50 %.

Los métodos secundarios o de tratamiento de post-combustión tienen como objetivo convertir los NOx en elementos inofensivos o eliminarlos después de la combustión. Los métodos que pertenecen a esta categoría corresponden al tratamiento de reducción catalítica selectiva (SCR) y reducción selectiva no catalítica (SNCR), para esto, se reduce selectivamente los NOx a N₂ mediante el uso de un catalizador o sin éste. En general tienen una eficiencia sobre el 80 % en la reducción de NOx. Si bien, pueden requerir equipos y aditivos adicionales, no interfieren con el proceso de combustión.

Tabla 88. Tecnologías clásicas durante proceso de post-combustión para NOx

Tecnología	Ventajas	Desventajas	Eficiencia
Reducción Selectiva Catalítica (SCR)	<ul style="list-style-type: none"> • Asequible • Altamente efectiva • Agente reductor amoniaco o urea • Requiere temperatura de 300 a 500°C • Reacciones químicas ocurren muy rápido con rangos de 	<ul style="list-style-type: none"> • Elección del catalizador es crucial para efectos de resistencia mecánica • Costos de inversión altos 	<ul style="list-style-type: none"> • Puede eliminar hasta el 90% del NOx.

Tecnología	Ventajas	Desventajas	Eficiencia
	temperaturas más bajas que otras aplicaciones. •Costos operacionales medios.		
Reducción Catalítica No Catalítica (SNCR)	•No requiere catalizador, por lo mismo requiere temperaturas de operación más altas. rangos de temperatura elevador, entre 800 – 1100°C •Costo de inversión bajo	•Requiere rangos de temperatura elevados, entre 800 – 1100°C • Costos operacionales altos	• Entre 30 – 80%

Fuente: (Larki, y otros, 2023)

El **SOx** es un grupo de contaminantes que incluye SO, SO₂, SO₃ y S₂O. Dentro de las soluciones primarias para eliminar el SOx (precombustión) se pueden incluir la separación del azufre del carbón mediante métodos químicos, físicos y biológicos, así como, el uso de combustible de bajo contenido de azufre.

Entre los sistemas de postcombustión que reducen las emisiones de SOx se tienen sistemas de desulfurización de gases de combustión (FGD) ya sea como depuradores húmedos o secos según la fase del proceso.

Los depuradores húmedos son generalmente más eficientes para eliminar SO₂ que los depuradores secos, pero los depuradores secos tienen varias ventajas sobre los depuradores húmedos. Por lo general, son más económicos, ocupan menos espacio y son menos propensos a la corrosión.

Los sistemas FGD generalmente se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Depuración de gases de combustión húmeda
- Depuración de gases de combustión seca (FGD) que incluye absorbédores de secado por aspersión (SDA), depurador seco circulante (CDS) e inyección de absorbente seco (DSI)

Tabla 89. Tecnologías clásicas durante el proceso de post-combustión para SOx

Tecnología	Ventajas	Desventajas	Eficiencia
Sistema FGD Húmedo con absorbédores Cal/Caliza, Álcali a base de sodio, Álcali dual	• Flexibilidad en aplicaciones • Gran capacidad para controlar gases residuales a altas temperaturas y corrientes con residuos inflamables y explosivos • Alta eficiencia de retención para gases ácidos tales como HCl, HF y H ₂ SO ₄ .	• Mayor consumo de agua y electricidad • Necesidad de tratamiento de riles • Necesidad de protección contra temperaturas de congelación que produce mayores costos de capital y operación en invierno.	• Puede eliminar rangos entre un 90-98% de SOx.

Tecnología	Ventajas	Desventajas	Eficiencia
	<ul style="list-style-type: none"> •Capacidad para recuperar cal/caliza y yeso 	<ul style="list-style-type: none"> •Alto potencial de corrosión para los equipos absorbentes. 	
FGD Seco	<ul style="list-style-type: none"> •Bajos costos operativos y de capital •Capacidad para controlar corrientes de desechos a altas temperaturas •Alta eficiencia de eliminación de gases ácidos en gases de combustión •Menos consumo de agua y electricidad •No requiere tratamiento de agua residuales •Menos potencial de corrosión •No es necesario deshidratar los sólidos recogidos •Se requiere espacios reducidos 	<ul style="list-style-type: none"> •Baja eficiencia de eliminación de SO₂ •Potencial de obstrucción y erosión de las boquillas de inyección debido a las propiedades abrasivas de la pulpa •Menor efectividad de los sistemas SDA para controlar las emisiones de SO₂ del carbón con alto contenido de azufre •Posibilidad de acumulación de pulpa en las paredes del sistema SDA y las tuberías 	<ul style="list-style-type: none"> • Hasta 80%

Fuente: (Larki, y otros, 2023)

5.2.8.1. Desarrollo de métodos recientes para reducción de contaminantes

De acuerdo a lo observado, los nuevos métodos buscan desarrollar capacidades de abordar simultáneamente múltiples contaminantes, lo que proporciona una solución integral para el control de la contaminación. Esto significa que, en lugar de centrarse en los contaminantes individuales uno por uno, los nuevos métodos pueden abordar eficazmente una variedad de contaminantes al mismo tiempo, lo que conduce a una gestión de la contaminación más eficiente.

En segundo lugar, estos métodos se destacan por la recolección de partículas finas que son más pequeñas que un micrón de tamaño. Al centrarse eficazmente en estas partículas más pequeñas, los nuevos avances garantizan un mayor nivel de calidad del aire, lo que conduce a mejores condiciones ambientales y salud humana.

En general, los nuevos enfoques pueden caer en una o más de estas categorías:

- Desarrollos de sistemas convencionales
- Combinaciones de sistemas convencionales
- Métodos completamente nuevos

Algunos métodos nuevos son una mejora o evolución de sistemas ya establecidos. Esto significa que los investigadores o desarrolladores han tomado métodos tradicionales y los han mejorado, ya sea refinando sus algoritmos, mejorando su rendimiento o incorporando nuevas características. En otros casos de nuevos avances, los investigadores combinan diferentes sistemas o enfoques tradicionales para crear nuevos métodos. Esto implica utilizar

los puntos fuertes de cada sistema y combinarlos de manera que se complementen entre sí, lo que da como resultado un enfoque más eficaz o innovador.

Avances en el control de MP

Considerando que los actuales sistemas tienen un desempeño deficiente en la captación de partículas submicrónicas, entre los sistemas que buscan atender esta debilidad, así como, incluir otro tipo de contaminantes de manera paralela, se tienen:

- Ventilador Trapeador (Mop Fans)
- Métodos Híbridos
 - Precipitadores electrostáticos húmedos
 - Precipitadores Electrostáticos Ciclónicos
- Sistemas aglomerantes
 - Químicos
 - Acústicos
 - Eléctricos
 - Turbulentos)

Ventiladores Trapeadores

Los ventiladores trapeadores, consisten en ventiladores centrífugos en los que se instalan fibras limpiadoras las cuales se mueven internamente y a medida que el gas de combustión pasa a través de estos ventiladores, las fibras limpiadoras atrapan las partículas en suspensión. Al rociar agua sobre las fibras, es posible absorber partículas finas como cloruros, amoníaco, compuestos de azufre y otros productos químicos con mayor eficiencia. El lodo resultante de la combinación de agua y contaminantes se recoge en la parte inferior del ventilador y los desechos acumulados se drenan de forma continua y periódica de manera que el gas limpio se libera desde el conducto de salida del ventilador.

Estos sistemas también son efectivos para absorber contaminantes como el CO₂ y el SO₂. Entre las versiones existentes, se han desarrollado equipos con fotocatalizador de dióxido de titanio (TiO₂), específicamente, las fibras de polímero están cubiertas con TiO₂ las cuales son irradiadas con rayos ultravioleta produciéndose poderosos radicales hidroxilo. De esta manera, la oxidación del fotocatalizador es capaz de degradar una amplia gama de contaminantes del aire, incluidos alcanos, alcoholes, cetonas, aromáticos, ácidos orgánicos, heteroátomos orgánicos y halogenados, así como contaminantes inorgánicos.

Entre las ventajas y desventajas de este sistema se tienen:

- Son capaces de alcanzar eficiencias de retención en torno del 100%
- Utilizan mucho menos volumen de agua
- Requiere de atender problemas asociados a sistemas húmedos.

Métodos Híbridos

Los sistemas híbridos, por esencia, integran sistemas tradicionales con tecnología más reciente de manera que la fusión tecnológica conduce a mejores resultados de abatimiento.

Métodos Híbridos: Precipitadores electrostáticos Húmedos

Entre estos casos, se tienen los precipitadores electrostáticos húmedos que corresponden a una integración entre el precipitador electrostático con sistemas húmedos de abatimiento.

Normalmente se instalan en la salida de un sistema FGD húmedo para reducir las partículas en suspensión.

Para esto, en los sistemas de aspiración electrostática húmeda, se rocían gotas de agua para lavar las placas que absorben partículas y atrapar las partículas no absorbidas. Las boquillas de agua suelen estar colocadas en la parte superior del sistema para rociar mejor las placas garantizando eficiencias $\approx 100\%$. Cuando se comparan las eficiencias de abatimiento de estos sistemas nuevos con los tradicionales, se observa que el sistema del tipo tradicional seco para partículas menores de 100 nm es del 92,9 %. Sin embargo, para un sistema integrado húmedo, esta eficiencia llega al 99,7%.

Con todo, entre las variantes de estos sistemas húmedos, se encuentran algunos del tipo electrospray donde la eficiencia de recolección de partículas micrométricas aumenta en un 19,9 % en comparación con el tipo seco. Asimismo, entre las ventajas, estos sistemas consumen menos agua y menor caída de presión, sin embargo, el uso requiere mayores costos de capital.

Métodos Híbridos: Precipitadores electrostáticos ciclónicos

La otra tecnología de métodos híbridos para material particulado corresponde a los precipitadores electrostáticos ciclónicos o llamados también electrociclón. Estos, son una combinación de sistemas de ciclón y precipitadores electrostáticos. En ellos, se instala una varilla metálica delgada en el eje central del ciclón. Esta varilla dirige las partículas contaminantes a la pared del ciclón creando un campo electrostático dentro del ciclón. Este campo electrostático aumenta en gran medida la eficiencia de separación de partículas del 88,3% al 96,2%; para partículas de 10, 8 y 6 μm el aumento de eficiencia es de 14%, 33% y 53% respectivamente.

Sistemas Aglomerantes:

La aglomeración es un proceso previo que se utiliza antes del proceso de recolección de partículas para aumentar la eficiencia del sistema. Debido a que la aglomeración puede crear partículas grandes a partir de partículas pequeñas, se pueden aplicar métodos comunes a partículas submicrónicas. El uso de métodos comunes, económicos y simples en lugar de métodos modernos que consumen mucha energía permitirá una descontaminación con alta eficiencia en una amplia gama de tamaños de partículas. Estudios recientes⁵⁴ se han centrado en cómo se aglomeran las partículas finas. La aglomeración se basa principalmente en procesos químicos, acústicos, eléctricos y turbulentos.

- **Aglomeración química:** En la aglomeración química, las partículas en suspensión pasan a través de una cámara que contiene agentes de aglomeración químicos. Los agentes de aglomeración tienen una alta adhesión y, cuando las partículas en suspensión chocan con ellos, se aglomeran en partículas más grandes debido a la

⁵⁴ Por ejemplo (Larki, y otros, 2023).

fuerza de adhesión. El agua, el Tween-80, la poliacrilamida y la carragenina kappa son los principales agentes de aglomeración química.

Los sistemas de aglomeración a base de agua pueden aumentar la eficiencia de los precipitadores electrostáticos en aproximadamente un 30 %. Otros métodos de aglomeración química aglomeran las partículas no por fuerza adhesiva sino por reacciones químicas.

- **Aglomeración acústica.** En la aglomeración acústica, las partículas sólidas pasan a través de una cámara, donde las ondas acústicas hacen que las partículas vibren y se aglomeren por colisiones entre sí o con otras partículas. El sistema funciona mejor a medida que aumenta la frecuencia de estas ondas, pero se consume más energía y costo. El uso de estos sistemas en filtros de mangas y precipitadores electrostáticos ha aumentado la eficiencia de los sistemas del 91,29 al 99,19% y del 89,05 al 99,28% aplicando este método, respectivamente.
- **Aglomeración eléctrica:** En la aglomeración eléctrica, las partículas cargadas se mezclan y aglomeran como resultado de pasar a través de campos eléctricos turbulentos, que generalmente se realizan con CC y CA. Este método puede aumentar la eficiencia de los precipitadores para partículas de 0,3 a 0,5 μm hasta en un 90 %
- **Aglomeración turbulenta:** En la aglomeración turbulenta, se utilizan elementos mecánicos que intensifican la turbulencia de la corriente gaseosa. A medida que el flujo se vuelve más turbulento, aumenta la probabilidad de que las partículas colisionen entre sí, lo que lleva a la aglomeración.

Aplicaciones de aglomeración combinada química-turbulenta mejoran la eficiencia de recolección de partículas submicrónicas para filtros de manga hasta en un 89,7%. Con esta técnica, en precipitadores electrostáticos la eficiencia aumenta del 75,5 al 83,1% para partículas por debajo de 2,5 μm .

5.2.8.2. Avances en el control de NO_x, SO_x y CO_x

Desde que en la actualidad los nuevos enfoques tecnológicos causados por la combustión permiten abatir a múltiples contaminantes no es factible separar cada caso.

Entre los métodos para este tipo de gases se tienen:

- **Sistema de microondas:** Este tipo de metodología emplean oxidación por radicales libres para el tratamiento de los gases de combustión. La virtud básica es que además de eliminar contaminantes de manera efectiva, no genera contaminantes secundarios y presentan versatilidad para tratar una variedad de contaminantes. Para la eliminación de NO y SO₂ de los gases de combustión, se han utilizado enfoque sonoquímicos, fotoquímicos, electroquímicos, oxidantes activados etc.

A pesar de sus beneficios, en la actualidad, estos enfoques tienen desventajas ya que no son confiables, tienen capacidades de procesamiento limitadas, catalizadores y electrodos que se pueden desactivar fácilmente, costos elevados de producción de reactivos, desafíos en la recuperación de iones metálicos y problemas similares.

La radiación de microondas se encuentra al final del espectro electromagnético (energía de baja frecuencia). Este tipo tiene suficiente energía para mover átomos alrededor de una molécula o hacer que vibren. Además, la radiación de microondas ha atraído mucha atención debido al calentamiento a nivel molecular. La radiación de microondas tiene distancias de penetración mucho mayores que otras radiaciones, incluida la radiación UV, incluso en materiales sólidos y, por lo tanto, es más eficiente para el tratamiento de gases de combustión y aguas residuales. La utilización de peróxidos activados por microondas, incluido el peróxido de hidrógeno (H_2O_2), el persulfato y el peroxymonosulfato, dentro de los sistemas de oxidación húmeda, ha demostrado el potencial para abordar las preocupaciones de control de la contaminación. Específicamente, el procedimiento implica la generación de radicales libres a través de catalizadores para facilitar la eliminación de contaminantes de los gases de combustión. Los sistemas de microondas se dividen en húmedos y secos, cada uno de los cuales tiene sus deficiencias y debilidades.

Este sistema funciona empleando peróxidos y utilizando radiación de microondas y calor para facilitar la creación y descomposición de radicales libres. Luego, los radicales libres interactúan con los contaminantes presentes en el gas de combustión, incluidos NO y SO_2 , lo que resulta en su conversión en compuestos seguros. Se han desarrollado sistemas de oxidante dual H_2O_2 /persulfato activado por microondas para eliminar NO del gas de combustión, las eficiencias de retención son mayores a 90%.

Experiencias de laboratorio han mostrado que cuando el sistema de persulfato se combina con el sistema de microondas a altas temperaturas, tiene una eficiencia de conversión de aproximadamente el 92 % para NO y alrededor del 99 % para SO_2 . Esta mayor eficiencia se puede atribuir a la propiedad de la radiación de microondas, que puede acelerar las reacciones químicas y alterar las rutas de reacción a través de efectos térmicos y no térmicos.

- **Tecnología foto-catalítica:** El método de adsorción fotocatalítica de NOx se refiere a la utilización de photocatalizadores para la degradación y adsorción de contaminantes NOx en procesos de tratamiento de aire y agua. En este método, se utilizan la luz solar o fuentes de luz artificial como fuente de energía para activar los catalizadores e iniciar el proceso de oxidación y descomposición de los contaminantes NOx. El proceso de fotocatálisis se basa en la interacción del catalizador con la luz. En este proceso, los fotones de luz interactúan con el catalizador e inicián el ataque a los contaminantes. Estas interacciones imitan los procesos naturales, donde los contaminantes se descomponen y degradan bajo la influencia de la luz y el catalizador. Los photocatalizadores suelen estar compuestos de materiales como nanopartículas semiconductoras, óxidos metálicos, nanoestructuras y compuestos orgánicos. Estos catalizadores tienen la capacidad de absorber luz e iniciar simultáneamente procesos de oxidación para transformar los contaminantes en compuestos no peligrosos. Las ventajas de utilizar el método de adsorción fotocatalítica de NOx incluyen estabilidad a largo plazo, no depender de productos químicos externos y una producción mínima de NOx secundario.

El TiO₂ se estudia con frecuencia como un fotocatalizador representativo debido a su estabilidad química, abundante disponibilidad, asequibilidad y propiedades estructurales/electrónicas consistentes.

- **Scrubbing húmeda:** Las técnicas de depuración húmeda son comparables a otras tecnologías de poscombustión en términos de su eficacia para eliminar simultáneamente SO₂, NOx, gases ácidos y MP. Esta técnica se basa en la solución y el líquido específicos empleados para determinar la idoneidad del sistema para eliminar un tipo particular de contaminante. Por ejemplo, el uso de cal (en forma de agua de cal) da como resultado la reducción de SO₂, lo que califica al sistema como un sistema de depuración de gases de combustión húmeda. Alternativamente, si se utiliza agua, el sistema se clasifica como un depurador de partículas. En todos estos sistemas de depuración húmeda, hay una boquilla dentro del depurador que rocía la solución deseada por lo que se añaden aditivos a un depurador húmedo para convertir el NO soluble en agua en NO₂ relativamente soluble, que puede eliminarse con sorbentes más alcalinos. Se utiliza una amplia gama de soluciones acuosas para eliminar NOx, normalmente se utiliza agua como disolvente. La eficiencia de estos sistemas está directamente relacionada con la cantidad de energía gastada en poner en contacto el flujo de gas con el líquido depurador. El NaClO₂ es conocido como un reactivo eficaz en la absorción y oxidación de NOx y SO₂, y debido a su buena solubilidad en agua, puede utilizarse como fuente de solución química.

En la actualidad se utiliza una solución de peróxido de hidrógeno/urea con resultados de abatimiento sobre el 75%, asimismo, el uso de peróxido de urea que en general es superior a peróxidos similares en términos de reactividad, estabilidad, capacidad de control, oxidación y características de reducción tienen la capacidad de lograr una reducción de aproximadamente el 100 % en SOx y alrededor del 90 % en NOx.

- **Tecnología electroquímica:** La electroquímica que es una parte de la química analítica que estudia las reacciones químicas provocadas por corrientes eléctricas ha permitido desarrollar sistemas de eliminación electroquímica de NOx con alta actividad y selectividad hacia la reducción de NOx.

Inicialmente, para la reducción electroquímica de NO mediante celdas de electrolito sólido se empleó platino como cátodo en su estudio, posteriormente, se han usado numerosas celdas de electrolito sólido que incorporan cátodos que contienen metales nobles con el propósito de reducir los NO, sin embargo, como resultado de los altos costos de fabricación, el metal noble no se utilizó con tanta frecuencia en aplicaciones prácticas.

En la actualidad, se examinan varios tipos de cátodos de óxido metálico disponibles a bajo costo para verificar la viabilidad y la rentabilidad de aplicar este método a una amplia gama de aplicaciones las cuales conducirán a tasas de reducción de NOx a N₂ de más del 90%.

5.2.8.3. Valores referenciales de la EPA de tecnologías de eficiencia de mitigación

La EPA de los EE. UU. en el año 2022, compiló un menú⁵⁵ actualizado de diferentes valores de eficiencia de mitigación para diferentes tecnologías de abatimiento de contaminantes y fuentes de emisión.

Especificamente para el caso de unidades no generadoras de electricidad. A continuación, se presenta una tabla con las tecnologías clásicas de control para diferentes contaminantes con su respectiva eficiencia de control.

Tabla 90. Eficiencia de control de NOx para fuentes no generadoras de electricidad

Tecnología	Equipos	Eficiencia de mitigación (%)
Recirculación de gases	Calderas de gas	40
Recirculación de gases	Caldera de petróleo	40
Filtro catalítico cerámico	Turbina de gas	80
Quemadores bajo NOx	Turbina de gas	84
Reducción selectiva catalítica	Procesos con carbón bituminoso	90
Reducción selectiva catalítica	Hornos de cemento y cal - carbón bituminoso	90
Reducción selectiva catalítica	Fabricación de cemento seco/húmedo	90
Uso de tecnologías de refuerzo eléctrico para reducir las emisiones de NOx de las operaciones generales de fabricación de vidrio.	Manufactura de vidrio general	30
Oxidación y absorción catalítica (EMx) con quemadores bajo NOx (control de CO – COV y SOx adicional)	Turbinas de gas natural	99
Quemadores de bajo NOx y recirculación de gas	Calderas de gas	61
Quemadores de bajo NOx y recirculación de gas	Calderas de petróleo	61
Quemadores bajo NOx	Calderas de petróleo	47,5
Quemadores bajo NOx y flujo de aire sobre llama	Calderas de servicio carbón	72
Quemadores ultra bajo NOx	Calderas gas	75
Quemadores ultra bajo NOx y reducción catalítica selectiva	Calderas gas	91
Quemadores ultra bajo NOx y reducción catalítica selectiva	Calderas petróleo	91
Quemadores ultra bajo NOx y reducción catalítica no selectiva	Calderas gas	69,5
Quemadores ultra bajo NOx y reducción catalítica no selectiva	Calderas petróleo	69,5
Reducción catalítica selectiva	Motores de combustión interna	80
Reducción selectiva no catalítica	Calderas de gas	35
Reducción selectiva no catalítica	Calderas de petróleo	35

Fuente: EPA55

⁵⁵ <https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-02/documents/menuofcontrolmeasures.pdf>

Tabla 91. Eficiencia de control de SO₂ para fuentes no generadoras de electricidad

Tecnología	Equipos	Eficiencia de mitigación (%)
Scrubber seco	Calderas de gas	90
	Caldera de petróleo	90
Spray de cal seca	Calderas de servicio carbón bituminoso y sub bituminoso	92
Oxidación forzada de piedra caliza	Calderas de servicio carbón bituminoso y sub bituminoso	96
Scrubber húmedo	Caldera a gas	95
	Calderas a petróleo	95

Fuente: EPA⁵⁶**Tabla 92. Eficiencia de control de MP2,5 para fuentes no generadoras de electricidad**

Tecnología	Equipos	Eficiencia de mitigación (%)
Precipitadores electrostáticos todos los tipos	Calderas y calentadores combustibles sólidos	95
	Calderas y calentadores gas y petróleo	95
	Calderas y calentadores madera	95
Filtros de mangas todos los tipos	Calderas y calentadores combustibles sólidos	99
	Calderas y calentadores gas y petróleo	99
	Calderas y calentadores madera	99
Filtro de mangas	Calderas servicio carbón	99

Fuente: EPA⁵⁶**Tabla 93. Eficiencia de control de COV para fuentes no generadoras de electricidad**

Tecnología	Equipos	Eficiencia de mitigación (%)
Adsorción	Procesos genéricos	99
Oxidación catalítica	Procesos genéricos	99
Oxidación térmica regenerativa	Procesos genéricos	99

Fuente: EPA⁵⁶

5.3. CARACTERIZACIÓN DE MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES PARA LA MITIGACIÓN DE EMISIONES

La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos publica en su sitio web⁵⁷ los factores de emisión asociados a distintos procesos productivos, los que pueden o no contar con mecanismos de abatimiento de emisiones. Es por esto que, al revisar los factores de emisión correspondientes al proceso sin mecanismos de abatimiento de emisiones (no controlado) y compararlos con los factores de emisión asociados a diversas tecnologías, es posible obtener las eficiencias de abatimiento.

La descripción de los códigos CCF⁵⁸ que están contenidos en la información del RETC, son los siguientes:

⁵⁶ <https://www.epa.gov/sites/default/files/2016-02/documents/menuofcontrolmeasures.pdf>

⁵⁷ <https://cfpub.epa.gov/webfire/SearchEmissionFactor/searchpage.cfm>

⁵⁸ En la web de la Epa este código es denominado SSC, por las siglas en inglés de Source Classification Code.

Tabla 94. Códigos CCF8 asociados a las fuentes fijas presentes en la RMS

CCF8	Equipos
10300603	Caldera agua caliente a biogás
10300908	Combustión externa; Comercial/Institucional: Calderas; Residuos de madera/corteza; Caldera de leña - Madera seca (<20% humedad)
10100501	Combustión externa; Generación eléctrica: Calderas; Aceite destilado; Aceite destilado - Grados 1 y 2; Caldera
10100801	Combustión externa; Generación eléctrica: Calderas; Coque de petróleo; Todos los tamaños de caldera
10200401	Combustión externa; Industrial: Calderas; aceite residual grado 6
10200501	Combustión externa; Industrial: Calderas; Aceite destilado; Aceite destilado - Grados 1 y 2; Calderas
10200502	Combustión externa; Industrial: Calderas; Aceite destilado; 10-100 millones BTU/h
10200601	Combustión externa; Industrial: Calderas; Gas Natural; > 100 Millones BTU/h
10200602	Combustión externa; Industrial: Calderas; Gas Natural; 10-100 Millones BTU/h
10200603	Combustión externa; Industrial: Calderas; Gas Natural; < 10 Millón BTU/h
10200901	Combustión externa; Industrial: Calderas; Residuos de madera/corteza; caldera de leña
10200903	Combustión externa; Industrial: Calderas; Residuos de madera/corteza; Calderas de leña - Madera húmeda (>=20% de humedad)
10201001	Combustión externa; Industrial: Calderas; Gas licuado de petróleo (GLP); Butano
10201002	Combustión externa; Industrial: Calderas; Gas licuado de petróleo (GLP); Propano
10300501	Combustión externa; Comercial/Institucional: Calderas; Aceite destilado; Aceite destilado - Grados 1 y 2; Caldera
10301001	Combustión externa; Comercial/Institucional: Calderas; Gas licuado de petróleo (GLP); Butano
10301002	Combustión externa; Comercial/Institucional: Calderas; Gas licuado de petróleo (GLP); Propano
20100102	Motores de combustión interna; Generación eléctrica; Aceite destilado (Diesel); Reciprocantes
20100201	Motores de combustión interna; Generación eléctrica; Gas natural; Turbina
20100202	Motores de combustión interna; Generación eléctrica; Gas natural; Reciprocantes
20300101	Motores de combustión interna; Comercial/Institucional; Aceite destilado (Diesel); Reciprocante
20300201	Motores de combustión interna; Comercial/Institucional; Gas natural; Reciprocante
20300301	Motores de combustión interna; Comercial/Institucional; Gasolina; Reciprocante

Fuente: EPA⁵⁹

5.3.1. Óxidos de nitrógeno

Dadas las características del proceso de formación de NOx, no todos los mecanismos de control ni en todos los procesos de combustión pueden aplicarse con éxito tecnologías de abatimiento.

A continuación se presentan las eficiencias de abatimiento por proceso y tipo de tecnología de control:

⁵⁹ <https://cfpub.epa.gov/webfire/SearchEmissionFactor/searchpage.cfm>

Tabla 95. Eficiencia de abatimiento de NOx, según CCF8 y tecnología

CCF8	Inyección de vapor o agua	Cámara de pre-combustión	Recirculación de gases	Quemador de bajo NOx (LNB)	Recirculación de gases + LNB	Filtro de mangas, ciclón / colector centrífugo	Filtro de mangas	Lecho de grava	Colector mecánico	Scrubber húmedo	Precipitador electrostático seco
10300603	-	-	-	50%	68%	-	-	-	-	-	-
10300908	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10100501	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10100801	-	-	-	-	52%	100%	-	-	-	-	-
10200401	-	-	-	15%	-	-	-	-	-	-	-
10200501	-	-	-	-	58%	-	-	-	-	-	-
10200502	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10200601	-	-	64%	50%	-	-	-	-	-	-	-
10200602	-	-	-	50%	68%	-	-	-	-	-	-
10200603	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10200901	-	-	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%
10200903	-	-	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%
10201001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10201002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10300501	-	-	58%	-	-	-	-	-	-	-	-
10301001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10301002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20100102	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20100201	59%	69%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20100202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20300101	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20300201	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20300301	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶⁰

⁶⁰ <https://cfpub.epa.gov/webfire/SearchEmissionFactor/searchpage.cfm>

5.3.2. Monóxido de carbono

Para el caso del CO se revisaron los mecanismos de abatimiento siguientes:

- Inyección de agua o vapor
- Cámara de precombustión
- Recirculación de gases de combustión
- Quemador de bajo NOx
- Quemador de bajo NOx + Recirculación de gases de combustión
- Scrubber húmedo
- Filtro de mangas
- Filtro de grava
- Colector mecánico
- Filtro de mangas, ciclón / colector centrífugo
- Precipitador electrostático seco.

Para todos los CCF8, a excepción de 20100201 (Motores de combustión interna; Generación eléctrica; Gas natural; Turbina) y 10100801 (Combustión externa; Generación eléctrica; Calderas; Coque de petróleo; Todos los tamaños de caldera) no se registra abatimiento de emisiones. El potencial de abatimiento por CCF8 es:

20100201

- 63% con inyección de vapor o agua
- 82% con cámara de precombustión

10100801

- 98% con filtro de mangas, ciclón / colector centrífugo.

5.3.3. Dióxido de azufre

Para el caso del SO₂ se revisaron los mecanismos de abatimiento siguientes:

- Lecho de grava
- Scrubber húmedo
- Filtro de mangas
- Precipitador electrostático seco
- Colector mecánico

En todos los casos no se registró eficiencia de abatimiento.

5.3.4. Material particulado filtrable

Para el caso del MP2,5 filtrable, se registraron eficiencias abatimiento para 3 de los 22 CCF8 revisados. Los valores registrados se muestran en la Tabla 96, mientras que en la Tabla 97 se entrega la información para MP10 filtrable.

Tabla 96. Eficiencia de abatimiento de MP2,5 filtrable, según CCF8 y tecnología

CCF8	Inyección de agua o vapor	LNB recirculación de gases de combustión	DESP	Colector mecánico	Filtro de mangas	Scrubber húmedo	Filtro de grava
10300603	-	-	-	-	-	-	-
10300908	-	-	89%	48%	79%	79%	79%
10100501	-	0%	-	-	-	-	-
10100801	-	-	-	-	-	-	-
10200401	-	-	-	-	-	-	-
10200501	-	-	-	-	-	-	-
10200502	-	-	-	-	-	-	-
10200601	-	-	-	-	-	-	-
10200602	-	-	-	-	-	-	-
10200603	-	-	-	-	-	-	-
10200901	-	-	92%	33%	85%	85%	85%
10200903	-	-	86%	52%	74%	74%	74%
10201001	-	-	-	-	-	-	-
10201002	-	-	-	-	-	-	-
10300501	-	0%	-	-	-	-	-
10301001	-	-	-	-	-	-	-
10301002	-	-	-	-	-	-	-
20100102	-	-	-	-	-	-	-
20100201	-	-	-	-	-	-	-
20100202	-	-	-	-	-	-	-
20300101	-	-	-	-	-	-	-
20300201	-	-	-	-	-	-	-
20300301	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶¹

⁶¹ <https://cfpub.epa.gov/webfire/SearchEmissionFactor/searchpage.cfm>

Tabla 97. Eficiencia de abatimiento de MP10 filtrable, según CCF8 y tecnología

CCF8	LNB recirculación de gases de combustión	Filtro de mangas, ciclón / colector centrífugo	DESP	Colector mecánico	Scrubber húmedo	Filtro de mangas	Filtro de grava
10300603	-	-	-	-	-	-	-
10300908	-	-	89%	25%	82%	79%	79%
10100501	0%	-	-	-	-	-	-
10100801	-	-	-	-	-	-	-
10200401	-	-	-	-	-	-	-
10200501	-	-	-	-	-	-	-
10200502	-	-	-	-	-	-	-
10200601	-	-	-	-	-	-	-
10200602	-	-	-	-	-	-	-
10200603	-	-	-	-	-	-	-
10200901	-	-	92%	90%	87%	85%	85%
10200903	-	-	86%	31%	78%	74%	74%
10201001	-	-	-	-	-	-	-
10201002	-	-	-	-	-	-	-
10300501	0%	-	-	-	-	-	-
10301001	-	-	-	-	-	-	-
10301002	-	-	-	-	-	-	-
20100102	-	-	-	-	-	-	-
20100201	-	-	-	-	-	-	-
20100202	-	-	-	-	-	-	-
20300101	-	-	-	-	-	-	-
20300201	-	-	-	-	-	-	-
20300301	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶²

⁶² <https://cfpub.epa.gov/webfire/SearchEmissionFactor/searchpage.cfm>

5.4. DEFINICIÓN DE FACTORES DE EMISIÓN, POR CCF8, ASOCIADOS AL CASO SIN CONTROL DE EMISIONES

Con el objetivo de identificar las tecnologías probadas a nivel internacional y que muestran niveles de mitigación ambiental demostrable, se ha procedido a revisar los diferentes factores de emisión establecidos por la EPA considerando las diferentes factibilidades técnicas para cada CCF8 utilizado en el presente estudio.

De esta manera, para efectos de inventario, inicialmente se establecen los factores de emisión sin ninguna tecnología de mitigación para luego afectar tales valores por los respectivos factores de emisión con las diferentes tecnologías de mitigación presentadas para diferentes contaminantes.

Un resumen de la información establecida por la EPA se presenta a continuación para cada CCF8⁶³

Tabla 98. Factores de emisión por CCF8 y contaminantes utilizados en la construcción del inventario para el caso sin tecnologías de control de emisiones (kg contaminante/ton combustible)

CCF8	Combustible	MP ₁₀	MP _{2,5}	SO ₂	NOx	CO	COV
10100501	Diesel	0,3281	0,2211	0,002	3,4236	0,0285	0,0285
10100801	Petcoke	0,7167	0,4082	97,2956	9,5254	0,2722	0,0318
10200401	Diesel 6	0,3365	0,4096	0,002	5,9596	0,634	0,0355
10200501	Diésel 2	0,3281	0,2211	0,002	3,4236	0,7133	0,0285
10200502	Diesel	0,3281	0,2211	0,002	2,853	0,7133	S/I
10200601	GN	0,1602	0,1602	0,0126	5,9015	1,7705	0,1159
10200602	GN	0,1602	0,1602	0,0126	2,1053	1,7705	0,1159
10200603	Biogás	0,0936	0,0936	0,0074	1,2308	1,035	0,0678
10200603	GN	0,1602	0,1602	0,0126	2,1053	1,7705	0,1159
10200901	Biomasa	3,1479	2,7072	0,1574	1,3851	3,7775	0,107
	Biomasa >20%						
10200903	Humedad	1,8258	1,9517	0,1574	1,3851	3,7775	0,107
10201001	Butano	0,1656	0,1656	0,0002	3,1043	1,7384	0,0538
10201002	Propano	0,1654	0,1654	0,0002	3,0725	1,7726	0,0591
10300501	Diésel 2	0,3395	0,3038	0,002	3,4236	0,7133	0,0485
10300501	Kerosene	0,3521	0,3151	0,0021	3,5504	0,7397	0,0503
10300603	GN	0,1602	0,1602	0,0126	5,9015	1,7705	0,1159
10300603	Biogás	0,0936	0,0936	0,0074	3,4501	1,035	0,0678
10300908	Biomasa	2,2665	1,9517	0,1574	3,0849	3,7775	0,107
10301001	Butano	0,1656	0,1656	0,0002	3,1043	1,7384	0,1035
10301002	Propano	0,1654	0,1654	0,0002	3,0725	1,7726	0,111
20100102	Diésel 2	1,9607	1,9607	5,686	86,4659	18,6264	4,5791
20100201	GN	0,1655	0,1655	0,0853	8,0241	2,0562	0,0527
20100202	Biogás	0,2477	0,2477	0,0074	34,9942	4,9164	1,4293
20300101	Diésel 2	6,0781	6,0781	5,686	86,4659	18,6264	4,5791
20300201	GLP	0,0006	0,0006	0	0,0838	0,0118	0,0034
20300201	GN	0,4236	0,4236	0,0126	59,8585	8,4097	2,449
20300301	Bencina	2,0146	2,0146	1,6923	32,8387	19,945	0

Fuente: EPA⁶³

⁶³ <https://cfpub.epa.gov/webfire/SearchEmissionFactor/searchpage.cfm>

Un análisis de las medidas utilizadas y reportadas por la EPA permite establecer lo siguiente:

- Para los diferentes procesos térmicos incluidos en el inventario, no se reporta tecnología de mitigación para los COV.
- En particular, para el monóxido de carbono se observan mejoras indirectas de mitigación para el Petcoke (CCF8 10100801) y las turbinas de generación eléctrica de gas natural (CCF8 20100201). En el caso del Petcoke, por el uso de filtro de mangas y ciclón el CO es reducido en el proceso, asimismo, para el gas natural por el uso de la inyección de agua o vapor de agua en el proceso el CO sufre reducción. Esto, demuestra que más que una tecnología específica para el abatimiento del CO su control es fundamentalmente operacional por la relación de aire combustible.

Técnicamente la oxidación del CO en CO₂ dependerá del nivel de energía disponible en el hogar, así como, la existencia del oxígeno para transformar el monóxido de carbono en dióxido de carbono

- En el caso del SO₂, ocurre algo semejante al CO, ya que una mejora tecnológica para el MP permite una disminución del SO₂ en el caso del Petcoke (CCF8 10100801). Para el tipo de equipos del inventario en estudio, no se observan tecnologías específicas adicionales para el SO₂. Claramente otras tecnologías como reacciones con calcio o sodio son aplicables a otras aplicaciones que no son parte de este estudio.
- En el caso de motores de combustión interna, para fuentes fijas, tales como generadores eléctricos, la EPA no entrega tecnología disponible. A pesar que en el caso específico de motores diésel existe tecnología para el CO (catalizadores), partículas (filtros DPF) y urea para el NOx es factible establecer algunas políticas que cumplan ciertos TIER.

6. PROPUESTA DE NUEVAS MEDIDAS A INCORPORAR EN LA ACTUALIZACIÓN DEL PPDA PARA LA RMS Y EVALUACIÓN DE ESCENARIOS NORMATIVOS

Con el fin de establecer propuestas tecnológicas de nuevas medidas de mitigación en la actualización del PPDA y evaluar diferentes escenarios normativos, en este capítulo se abordan los siguientes aspectos:

- Presentación de resultados obtenidos en inventarios industriales y no industriales de fuentes fijas para el año 2021 y 2022 con el respectivo desglose de los CCF8
- Identificación, según los códigos de clasificación de fuentes fijas (CCF8), de los principales sectores que contribuyen con emisiones de MP10, NOx y CO.
- Determinación de escenarios normativos a partir del uso de tecnología de mitigación internacional.
- Discusión y propuestas técnicas para mitigación de emisiones de MP10 y NOx.

La información disponible para el desarrollo del estudio, corresponde a las respectivas bases de datos del RETC, con información de los años 2019 hasta el 2022. Por otra parte, considerando que las bases de datos de los años 2019 y 2020 contienen información de las horas de operación solo de un 0,75% y 4,1% respectivamente del total, no fue posible establecer la serie de tiempo para esos años de la evolución de las emisiones en fuentes fijas. Por esta razón, se presentan los resultados para el año 2021 y 2022 tanto para fuentes fijas industriales como no industriales.

Otro aspecto a tener presente en los resultados obtenidos, dice relación con la falta de información explícita de las tecnologías de mitigación utilizadas por las respectivas fuentes fijas de la base de datos. Por esta razón, los factores de emisión utilizados para la determinación de los respectivos inventarios, corresponden a aquellos no controlados, dicho de otra manera, sin tecnología alguna de mitigación.

En la práctica, estos corresponden a la línea base de emisiones para las respectivas fuentes fijas que operan en la Región Metropolitana. Esto, en sí, es una oportunidad para determinar potenciales máximos de mitigación que pudiesen obtenerse cuando se apliquen factores de emisión que incluyen diferentes tecnologías de mitigación. Metodológicamente así se realizó para determinar los escenarios normativos, a partir del uso de tecnología de mitigación internacional. Específicamente, en vez de utilizar los factores de emisión no controlados, se aplicaron los factores de emisión de la EPA controlados para los diferentes contaminantes y se lograron identificar escenarios de mitigación.

6.1. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS EN INVENTARIOS DE FUENTES FIJAS PARA EL AÑO 2021 Y 2022

Un análisis preliminar de las bases de datos tanto para fuentes industriales como no industriales permite observar el número de fuentes, la naturaleza de procesos y los respectivos combustibles asociados a cada código.

Tabla 99. Cantidad de fuentes industriales por CCF8, años 2021 y 2022

CCF8	Descripción	Combustible	Número de fuentes	
			Año 2021	Año 2022
10100201	Horno rotatorio cal	Carbón Bituminoso	2	0
10100501	Caldera generación eléctrica	Petróleo N°2	2	2
10100801	Horno rotatorio cemento	Coke de petróleo	1	1
10200401	Horno rotatorio yeso	Petróleo N°6	2	2
10200501	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Petróleo N°2	72	69
10200502	Horno fundición	Petróleo N°2	8	6
10200601	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Gas natural	22	24
10200602	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Gas natural	133	139
10200603	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Gas natural	145	135
10200901	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Biomasa	2	2
10200903	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Biomasa	2	2
10201001	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Gas licuado	3	6
10201002	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Gas licuado	77	73
10300501	Horno panadería / agua caliente	Petróleo N°2	185	148
10300603	Horno panadería / agua caliente	Gas natural	491	463
10300908	Horno de panadería / Caldera agua caliente	Biomasa / Leña /Aserrín /Biogás	21	13
10301001	Horno de panadería / Caldera agua caliente	Gas licuado	535	432
10301002	Horno rotativo secador / Horno basculante / Caldera agua caliente / Horno panadería	Gas licuado	53	93
20100102	Motor generación eléctrica	Petróleo N° 2	3	2
20100201	Turbina de gas	Gas natural	3	3
20100202	Motor generación eléctrica	Biogás	1	1
20300101	Grupo electrógeno	Petróleo N° 2	1376	1364
20300201	Grupo electrógeno	Gas natural	30	17
20300301	Grupo electrógeno	Bencina	2	3
TOTALES			3171	3000

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Tabla 100. Cantidad de fuentes no industriales por CCF8, años 2021 y 2022

CCF8	Descripción	Combustible	Número de fuentes	
			Año 2021	Año 2022
10200501	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Petróleo N°2	5	3
10200601	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Gas natural	1	0
10200602	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Gas natural	6	6
10200603	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Gas natural	21	19
10200901	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Biomasa	0	1

CCF8	Descripción	Combustible	Número de fuentes	
			Año 2021	Año 2022
10201002	Caldera industrial (vapor – agua caliente)	Gas licuado	10	11
10300501	Caldera agua caliente	Petróleo N°2 / Kerosene / Gas licuado	134	140
10300603	Caldera agua caliente	Gas natural	3067	2500
10300908	Caldera agua caliente	Biomasa / Leña /Aserrín /Viruta	8	9
10301001	Caldera agua caliente	Gas licuado /Gas de cañería	286	223
10301002	Caldera agua caliente	Gas licuado	40	53
20100102	Motor generación eléctrica	Petróleo N° 2	5	1
20300101	Grupo electrógeno	Petróleo N° 2	5927	5420
20300201	Grupo electrógeno	Gas natural	4	0
20300301	Grupo electrógeno	Bencina	6	0
TOTALES			9520	8386

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

A partir de la información anterior se pueden reportar los inventarios para el 2021 y 2022 tanto para fuentes industriales como no industriales⁶⁴ desglosados por los respectivos códigos CCF8:

Tabla 101. Desglose de emisiones para año 2021 fuentes industriales, toneladas por año

CCF8	MP ₁₀	MP _{2,5}	SO ₂	NOx	CO	COV
10100201	28,44	16,19	31,98	13,04	0,2104	0,0001
10100501	0,0251	0,0169	0	0,2619	0,0545	0,0022
10100801	38,48	21,92	5224,9	511,53	14,61	1,7077
10200401	0,7276	0,8857	0,0043	12,88	1,37	0,0768
10200501	11,2397	7,57	0,0685	117,28	24,43	0,9763
10200502	0,1374	0,0926	0,0008	1,1952	0,2988	0,0001
10200601	3,384	3,384	0,2662	124,66	37,399	2,4483
10200602	35,2	35,2	2,768	462,58	389,023	25,466
10200603	16,13	16,13	1,2692	212,063	178,339	11,6745
10200901	24,3	20,899	1,2151	10,69	29,1615	0,826
10200903	54,93	58,723	4,736	41,67	113,6579	3,2194
10201001	0,0067	0,0067	0	0,1264	0,0708	0,0022
10201002	3,015	3,015	0,0036	56	32,3	1,077
10300501	3,7925	3,3937	0,0223	38,2448	7,968	0,5418
10300603	16,251	16,251	1,2782	598,67	179,606	11,757
10300908	9,177	22,858	1,8433	39,1417	47,93	1,3577
10301001	22,79	22,79	0,0275	427,307	239,29	14,2468
10301002	0,7163	0,7163	0,0009	13,3069	7,6763	0,4806
20100102	0,0103	0,0103	0,0297	0,4523	0,0974	0,024
20100201	34,5046	34,5046	17,784	1672,92	428,69	10,98
20100202	0,1071	0,1071	0,0032	15,133	2,126	0,6181
20300101	61,69	61,69	57,71	877,62	189,056	46,477
20300201	33,11	33,11	0,9849	4678,74	657,33	191,42

⁶⁴ La metodología para la obtención de los datos no industriales y análisis adicionales se encuentran en la sección 7 de este informe.

CCF8	MP₁₀	MP_{2,5}	SO₂	NOx	CO	COV
20300301	0,0073	0,0073	0,0061	0,1183	0,0719	0,0001
Totales	398,1716	379,4712	5346,9018	9925,6305	2580,7665	325,3797

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Tabla 102. Desglose de emisiones para año 2021 fuentes no industriales, toneladas por año

CCF8	MP₁₀	MP_{2,5}	SO₂	NOx	CO	COV
10200501	0,1032	0,0695	0,0006	1,0767	0,2243	0,0090
10200601	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10200602	1,0044	1,0044	0,0790	13,1996	11,1005	0,7267
10200603	1,0868	1,0868	0,0855	14,2822	12,0109	0,7863
10201002	0,2239	0,2239	0,0003	4,1601	2,4001	0,0800
10300501	0,7851	0,7028	0,0046	7,9345	1,6671	0,1126
10300603	103,0166	103,0166	8,1024	3794,9598	1138,5201	74,5295
10300908	0,9195	0,9738	0,0786	0,7230	1,8855	0,0534
10301001	14,7543	14,7543	0,0178	276,5805	154,8844	9,2214
10301002	0,1956	0,1956	0,0002	3,6339	2,0965	0,1313
20100102	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
20300101	199,9590	199,9590	187,0596	2844,5789	612,7764	150,6445
20300201	0,0029	0,0029	0,0001	0,4026	0,0566	0,0165
20300301	0,0010	0,0010	0,0009	0,0170	0,0103	0,0000
Totales	322,0524	321,9907	195,4297	6961,5489	1937,6328	236,3111

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Tabla 103. Desglose de emisiones para año 2022 fuentes industriales, toneladas por año

CCF8	MP₁₀	MP_{2,5}	SO₂	NOx	CO	COV
10100501	0,0124	0,0084	0,0001	0,1294	0,027	0,0011
10100801	18,955	10,796	2573,244	251,925	7,2	0,841
10200401	0,6842	0,8329	0,0041	12,118	1,289	0,0722
10200501	6,885	4,64	0,042	71,847	14,969	0,5981
10200502	0,1552	0,1046	0,0009	1,3497	0,3374	0,0001
10200601	4,099	4,099	0,3224	151,011	45,305	2,9657
10200602	36,877	36,877	2,9	484,62	407,556	26,68
10200603	12,202	12,2021	0,9598	160,359	134,857	8,828
10200901	18,517	15,924	0,9259	8,1477	22,22	0,6294
10200903	70,119	74,95	6,044	53,194	145,073	4,1093
10201001	0,0223	0,0223	0,0001	0,4175	0,2338	0,0072
10201002	16,857	16,857	0,0204	313,147	180,662	6,0234
10300501	0,9726	0,8703	0,0057	9,808	2,0435	0,1389
10300603	9,3178	9,3178	0,7329	343,25	102,978	6,7412
10300908	10,644	9,174	0,7398	16,228	19,8727	0,5629
10301001	31,25	31,2523	0,0377	579,848	334,528	20,948
10301002	1,2849	1,2849	0,0016	23,868	13,77	0,8623
20100102	0,0256	0,0256	0,0743	1,1297	0,2434	0,0598
20100201	35,275	35,275	18,18	1710,309	438,272	11,23
20100202	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
20300101	66,503	66,503	62,213	946,05	203,798	50,1016
20300201	8,88	8,88	0,264	1254,908	176,306	51,342
20300301	0,0266	0,0266	0,0223	0,4332	0,2631	0,0001
Totales	349,5647	339,9229	2666,7351	6394,0973	2251,804	192,7424

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Tabla 104. Desglose de emisiones para año 2022 fuentes no industriales, toneladas por año

CCF8	MP₁₀	MP_{2,5}	SO₂	NOx	CO	COV
10200501	0,05	0,03	0,0001	0,53	0,11	0,0001
10200602	0,91	0,91	0,07	11,95	10,05	0,66
10200603	0,97	0,97	0,08	12,8	10,76	0,7
10200901	0,31	0,2707	0,01574	0,13851	0,37775	0,0107
10201002	0,22	0,22	0,0001	4,16	2,4	0,08
10300501	0,97	0,87	0,01	9,8	2,04	0,14
10300603	72,14	72,14	5,67	2657,53	797,28	52,19
10300908	7,05	6,26	0,5	9,07	12,11	0,34
10301001	15,31	15,31	0,02	284,13	163,92	10,26
10301002	0,32	0,32	0,0001	5,93	3,42	0,21
20100102	0,0001	0,0009	0,002693	0,04096	0,00882	0,002169
20300301	223,74	223,74	209,3	3182,85	685,65	168,56
Totales	321,9901	321,0416	215,668733	6178,92947	1688,12657	233,152969

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

6.2. IDENTIFICACIÓN, SEGÚN CCF8, DE LOS PRINCIPALES SECTORES QUE CONTRIBUYEN CON EMISIONES DE MP₁₀, NOX Y CO

La identificación de los principales sectores que contribuyen con emisiones de MP₁₀, NOx y CO se realiza mediante diagramas de Pareto para cada año tanto para fuentes industriales y no industriales. Básicamente, esto permite establecer que códigos de clasificación de fuentes (CCF8) son aquellos que principalmente contribuyen en los respectivos inventarios de emisiones para la Región Metropolitana. Conforme a definiciones estándares, todos aquellos CCF8 que contribuyen en términos de frecuencia relativa acumulada al 80% conviene aplicar propuestas tecnológicas, así como, administrativas para establecer políticas de reducción de las emisiones emitidas.

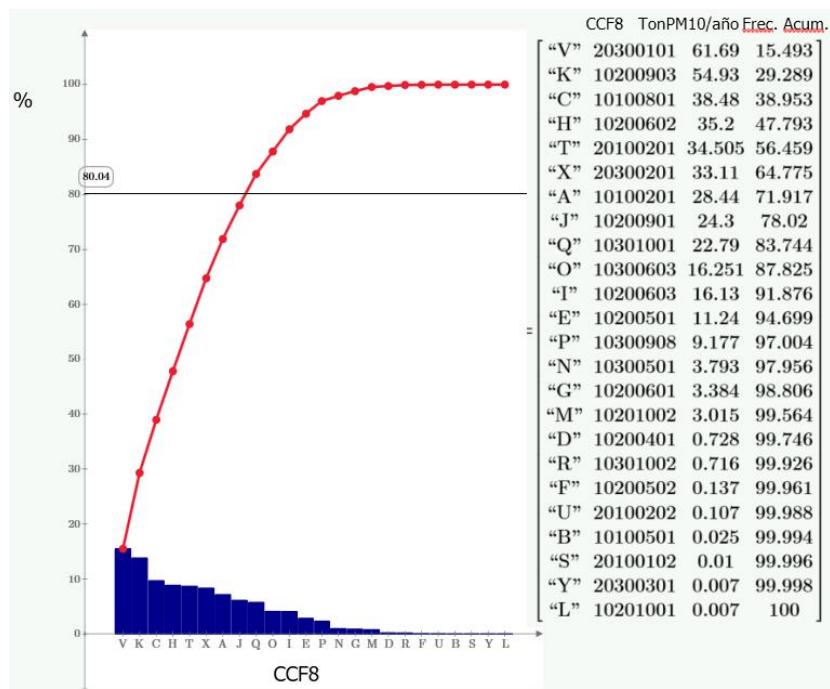
Considerando que ambos inventarios, años 2021 y 2022, han sido obtenidos sin introducir tecnologías de mitigación (los factores de emisión utilizados corresponden a aquellos sin control), los gráficos de Pareto mostrados inicialmente corresponden a emisiones máximas potenciales para las fuentes registradas en el RETC de la Región Metropolitana. La razón básica obedece a la inexistencia de información en la base de datos que permita inferir de qué tipo de tecnología cuenta la respectiva fuente fija informada.

A continuación, en las siguientes figuras se presentan, los resultados porcentuales junto a la frecuencia acumulada de MP₁₀, NOx y CO respectivamente para cada CCF8.

6.2.1. Análisis de frecuencia acumulada de inventario industrial

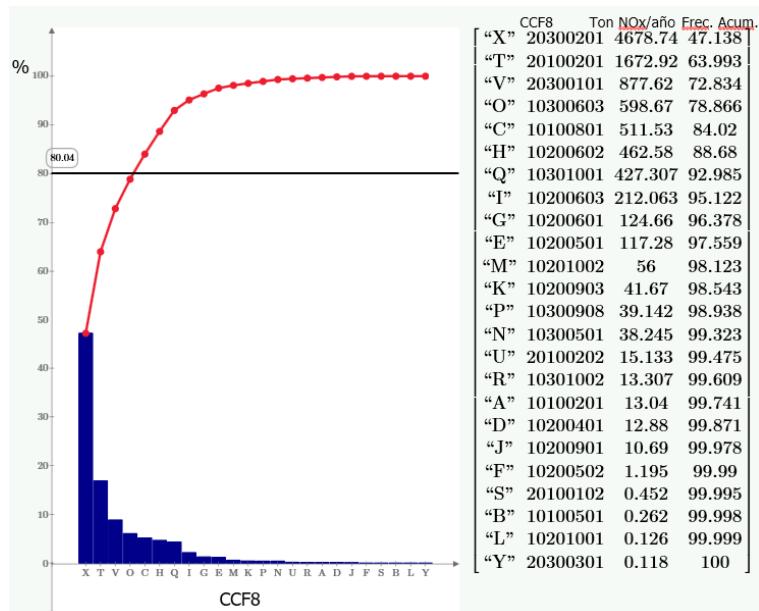
A continuación, se presentan los Pareto para emisiones industriales, de MP₁₀, CO y NOx, para los años 2021 y 2022.

Figura 27. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de MP₁₀, año 2021, sector industrial



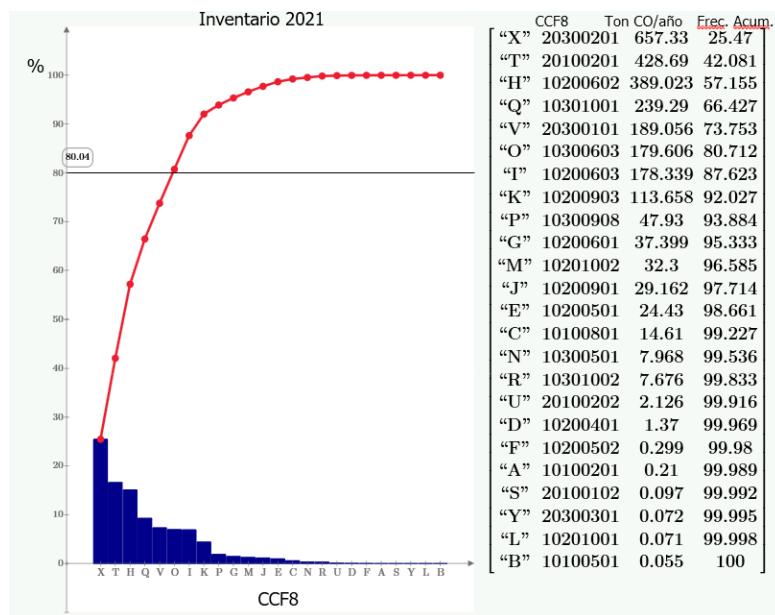
Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Figura 28. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de NOx, año 2021, sector industrial



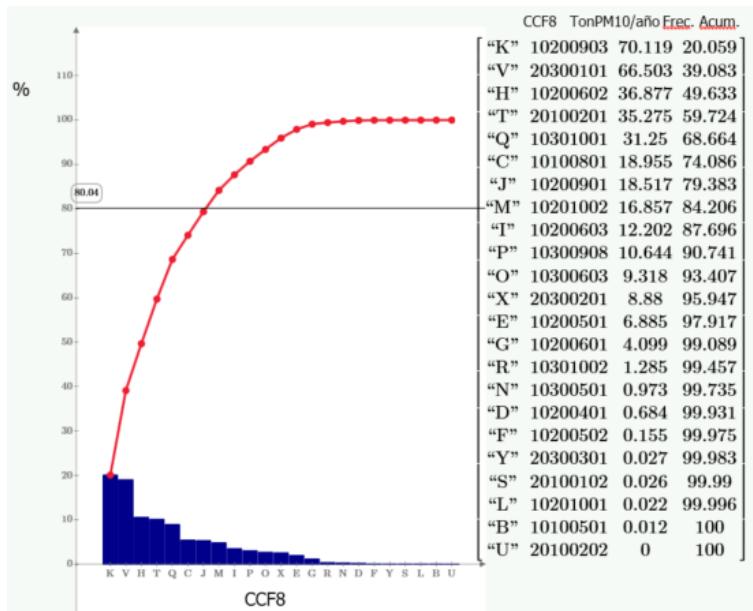
Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Figura 29. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de CO, año 2021, sector industrial



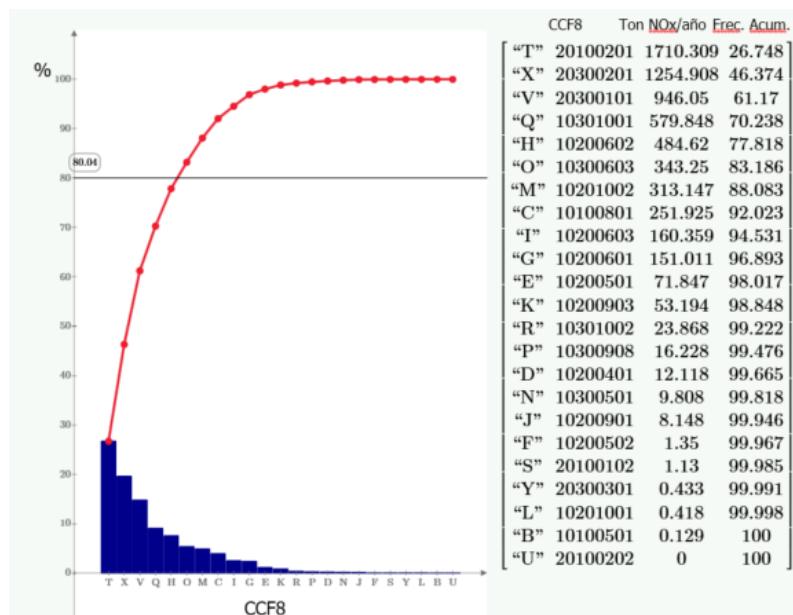
Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Figura 30. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de MP₁₀, año 2022, sector industrial



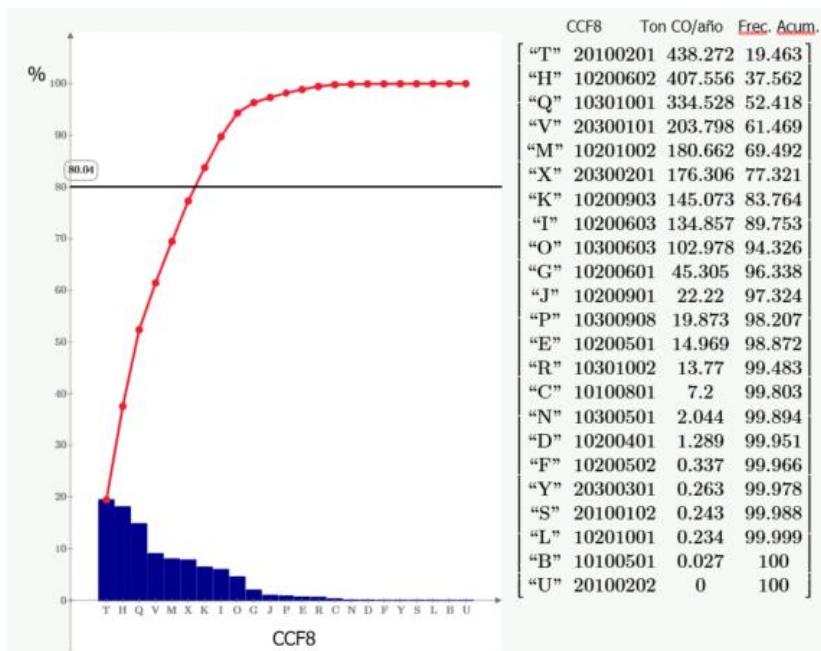
Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Figura 31. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de NOx, año 2022, sector industrial



Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Figura 32. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de CO, año 2022, sector industrial

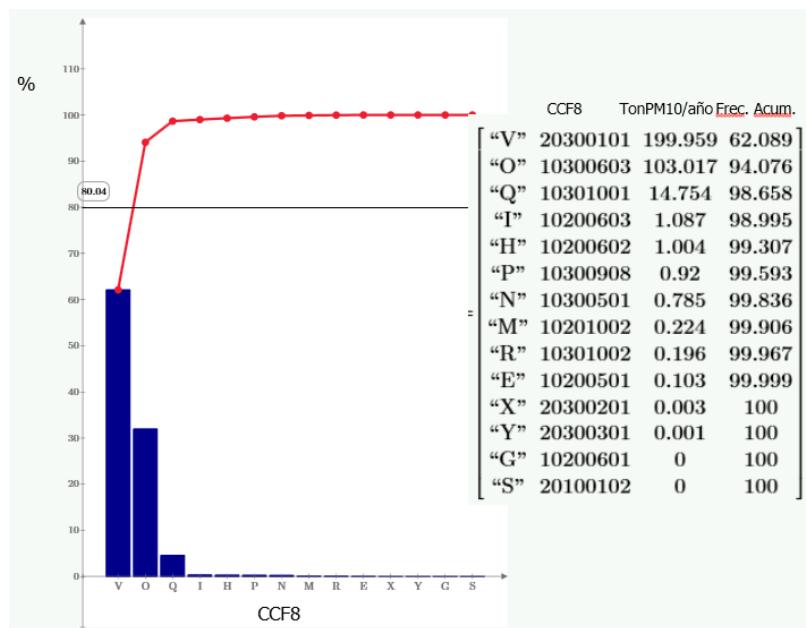


Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

6.2.2. Análisis de frecuencia acumulada de inventario no industrial

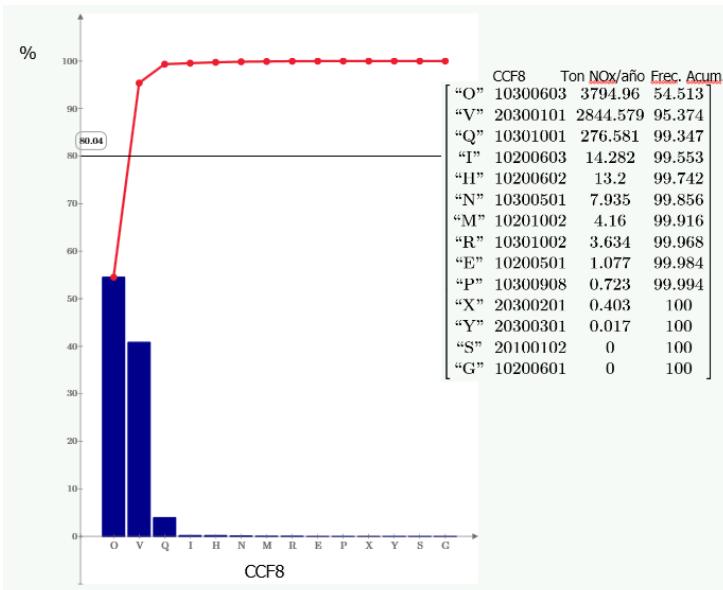
A continuación, se presentan los Pareto para emisiones no industriales, de MP10, CO y NOx, para los años 2021 y 2022.

Figura 33. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de MP₁₀, año 2021, sector no industrial



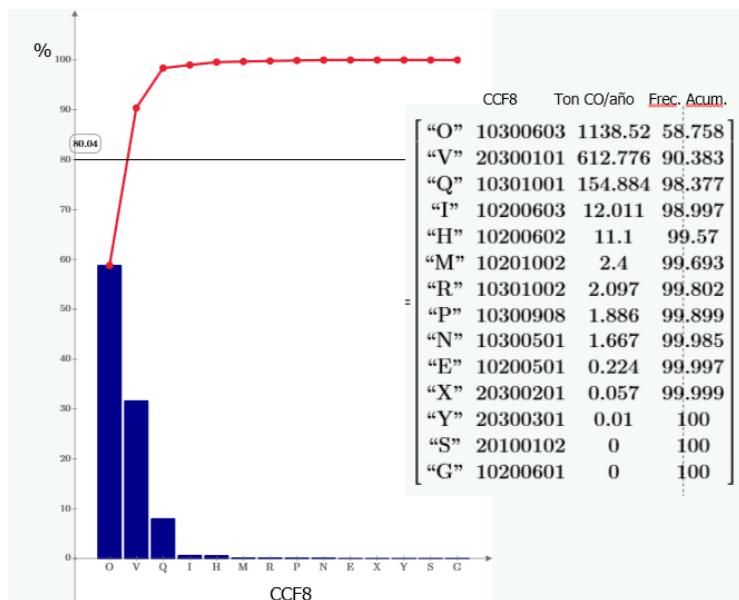
Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Figura 34. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de NOx, año 2021, sector no industrial



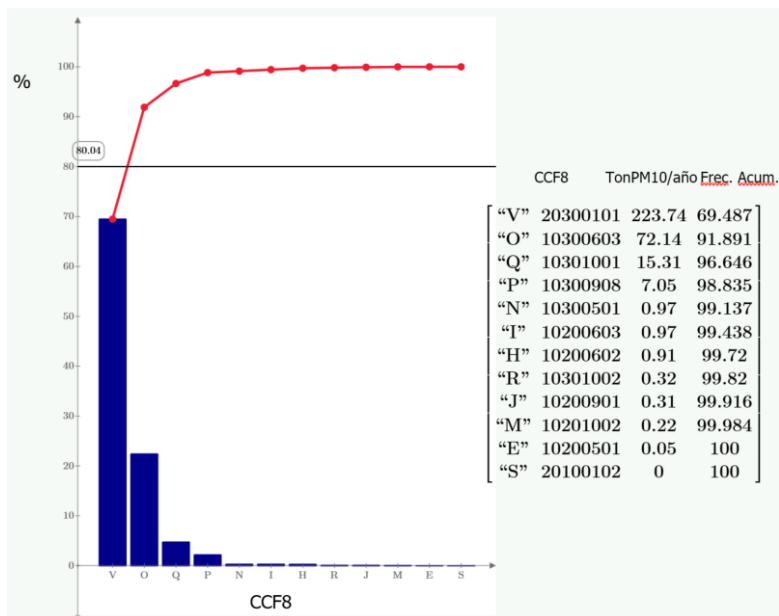
Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Figura 35. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de CO, año 2021, sector no industrial



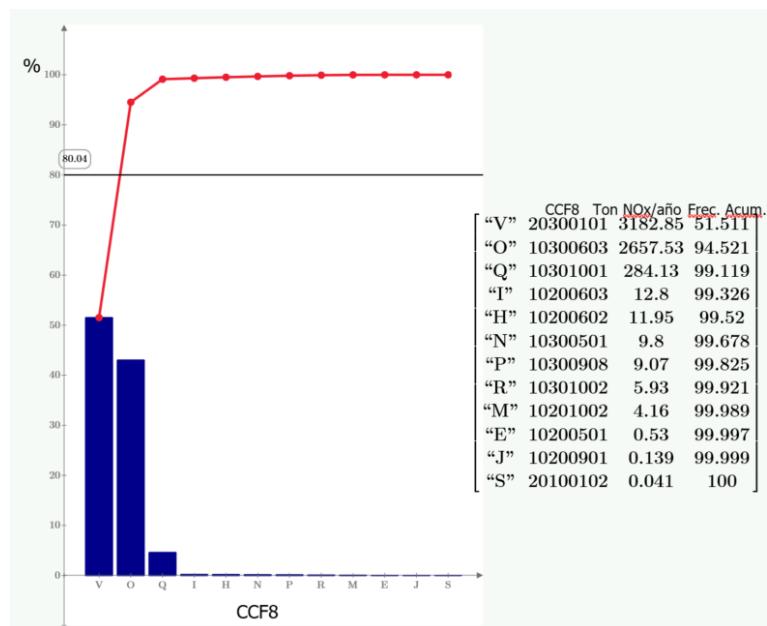
Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Figura 36. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de MP₁₀, año 2022, sector no industrial



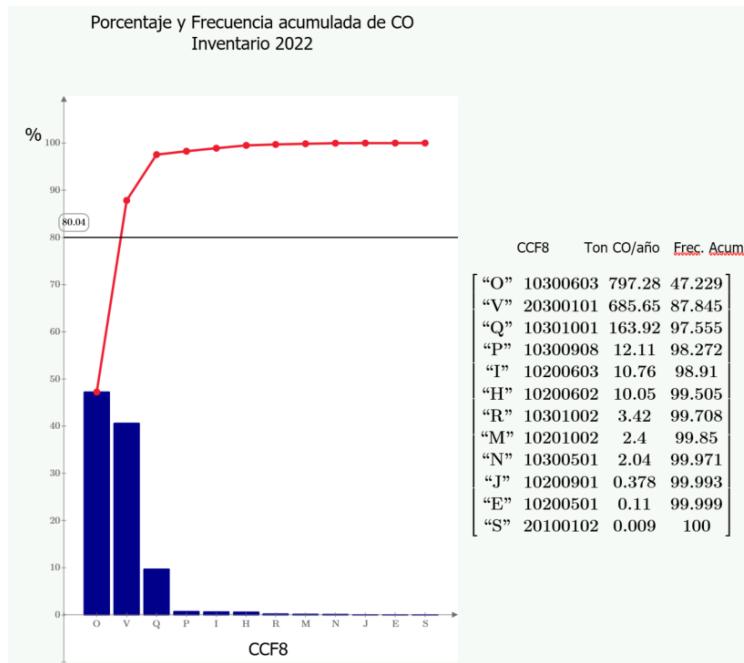
Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Figura 37. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de NOx, año 2022, sector no industrial



Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Figura 38. Porcentaje y frecuencia acumulada para emisiones de CO, año 2022, sector no industrial



Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

En las siguientes tablas se reporta la identificación de las principales fuentes que contribuyen al menos en un 80% (según diagrama de frecuencia acumulada) de las emisiones para MP₁₀ y NOx para el sector industrial para los años 2021 y 2022 respectivamente.

Tabla 105. CCF8 que aportan la mayor parte de las emisiones de MP₁₀ del sector industrial, año 2021

CCF8	Equipos	Emisiones (Ton/año)	Nº de fuentes (%)
20300101	Grupo Electrógeno – Petróleo N°2	61,69 (15,5%)	1376 (43,4%)
10200903	Caldera Industrial (Gen Vapor – Agua Caliente) – Biomasa – Don Pollo / Promaiz	54,93 (13,8%)	2 (0,06%)
10100801	Horno Rotatorio – Coke de Petróleo – Planta Cerro Blanco	38,48 (9,7%)	1 (0,03%)
10200602	Caldera Industrial (Gen Vapor – Agua Caliente) - Gas Natural	35,2 (8,8%)	133 (4,2%)
20100201	Turbina de Gas – GN – Nueva Renca – Planta Softys Talagante	34,5 (8,7%)	3 (0,09%)
20300201	Grupo Electrógeno – GN / GLP	33,11 (8,3%)	30 (0,94%)
10100201	Horno Rotatorio – Carbón Bituminoso – Fábrica Cal - Melipilla	28,44 (7,1%)	2 (0,06%)
10200901	Caldera Industrial (Gen Vapor – Agua Caliente) Biomasa – Fábrica Pastas - Prunesco	24,3 (6,1%)	2 (0,06%)
10301001	Hornos Panadería – Calderas Agua Caliente - GLP	22,8 (6%)	535 (16,9%)

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Tabla 106. CCF8 que aportan la mayor parte de las emisiones de MP₁₀ del sector industrial, año 2022

CCF8	Equipos	Emisiones (Ton/año) (%)	Nº de fuentes (%)
10200903	Caldera Industrial (Gen Vapor – Agua Caliente) – Biomasa – Don Pollo / Promaiz	70,12 (20%)	2 (0,06%)
20300101	Grupo Electrógeno – Petróleo N°2	66,50 (19%)	1364 (45,5%)
10200602	Caldera Industrial (Gen Vapor – Agua Caliente) - Gas Natural	36,88 (10,6%)	139 (4,6%)
20100201	Turbina de Gas – GN – Nueva Renca – Planta Softys Talagante	35,28 (10%)	3 (0,1%)
10301001	Hornos Panadería – Calderas Agua Caliente - GLP	31,25 (8,9%)	432 (14,4%)
10100801	Horno Rotatorio – Coke de Petróleo – Planta Cerro Blanco	18,96 (5,4%)	1 (0,03%)
10200901	Caldera Industrial (Gen Vapor – Agua Caliente) Biomasa – Fábrica Pastas - Prunesco	18,52 (5,3%)	2 (0,06%)
10201002	Caldera Industrial (Gen Vapor – Agua Caliente) GLP	16,9 (4,8%)	73 (2,4%)

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Tabla 107. CCF8 que aportan la mayor parte de las emisiones de NOx del sector industrial, año 2021

CCF8	Equipos	Emisiones (Ton/año)	Nº de fuentes (%)
20300201	Grupo Electrógeno GN	4678,7 (47,1%)	30 (0,95%)
20100201	Turbina de Gas – GN – Nueva Renca – Planta Softys Talagante	1672,9 (16,9%)	3 (0,09%)
20300101	Grupo Electrógeno – Petróleo N°2	877,62 (8,8%)	1376 (43,4%)
10300603	Horno de Panadería – Agua Caliente - GN	598,7 (6%)	491 (15,5%)
10100801	Horno Rotatorio – Coke de Petróleo – Planta Cerro Blanco	511,53 (5,1%)	1 (0,03%)

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Tabla 108. CCF8 que aportan la mayor parte de las emisiones de NOx del sector industrial, año 2022

CCF8	Equipos	Emisiones (Ton/año)	Nº de fuentes (%)
20100201	Turbina de Gas – GN – Nueva Renca – Planta Softys Talagante	1710,3 (26,7%)	3 (0,1%)
20300201	Grupo Electrógeno GN	1254,9 (19,6%)	17 (0,57%)
20300101	Grupo Electrógeno – Petróleo N°2	946,1 (14,8%)	1364 (45,5%)
10301001	Hornos Panadería – Calderas Agua Caliente - GLP	579,8 (9,1%)	432 (14,4%)
10200602	Caldera Industrial (Gen Vapor – Agua Caliente) - Gas Natural	484,6 (7,6%)	139 (4,6%)
10300603	Horno de Panadería – Agua Caliente - GN	343,3 (5,3%)	463 (15,4%)

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Como se observa de las tablas anteriores, existen sectores industriales que para ambos años, 2021 y 2022, se repiten para contaminantes como el MP₁₀ y NOx. Entre ellos se tienen:

GRUPOS ELECTRÓGENOS:

- **Grupos electrógenos con combustible Diésel N°2** (CCF8 20300101) con impacto de frecuencia relativa sobre el total de contaminantes de:

Tabla 109. Participación en las emisiones total de MP₁₀ y NOx, de grupos electrógenos con combustible diésel N°2

Contaminante	Frecuencia año 2021	Frecuencia año 2022
MP ₁₀	15,5%	19%
NOx	8,8%	14,8%

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

- **Grupos electrógenos con combustible GN/GLP (CCF8 20300201)** con impacto de frecuencia relativa sobre el total de contaminantes de:

Tabla 110. Participación en las emisiones total de MP₁₀ y NOx, de grupos electrógenos con combustible GLP/GN

Contaminante	Frecuencia año 2021	Frecuencia año 2022
MP ₁₀	8,3%	No se encuentra entre el 80% de Pareto
NOx	47,1%	19,6%

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

TURBINAS DE GAS:

- **Grupos de generación eléctrica con combustible GN (CCF8 20100201)** con impacto de frecuencia relativa sobre el total de contaminantes de:

Tabla 111. Participación en las emisiones total de MP₁₀ y NOx, de grupos de generación eléctrica con combustible GN

Contaminante	Frecuencia año 2021	Frecuencia año 2022
MP ₁₀	8,7%	10,1%
NOx	16,9%	26,7%

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

HORNOS ROTATORIOS:

- Horno rotatorio con combustible Coke de Petróleo (CCF8 10100801) con impacto de frecuencia relativa sobre el total de contaminantes de:

Tabla 112. Participación en las emisiones total de MP₁₀ y NOx, de horno rotatorio con combustible coke de petróleo

Contaminante	Frecuencia año 2021	Frecuencia año 2022
MP ₁₀	9,7%	5,4%
NOx	5,1%	No se encuentra entre el 80% de Pareto

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

- **Horno rotatorio con combustible Carbón Bituminoso** (CCF8 10100201) con impacto de frecuencia relativa sobre el total de contaminantes de:

Tabla 113. Participación en las emisiones total de MP₁₀ y NOx, de horno rotatorio con combustible carbón bituminoso

Contaminante	Frecuencia año 2021	Frecuencia año 2022
MP ₁₀	7,1%	No está en base de datos
NOx	No se encuentra entre el 80% de Pareto	No está en base de datos

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

Considerando que todos estos sectores industriales (grupos electrógenos, turbinas de gas y hornos rotatorios) tienen sus propias reglamentaciones sectoriales y dado que contribuyen fuertemente en el inventario de emisiones, los resultados anteriores, obligan a considerar los siguientes aspectos:

- Verificar que la calidad de información que reportan es consistente con la operación de sus procesos y la tecnología de mitigación disponible.
- Verificar que cada tipo de equipamiento tenga implementado tecnologías adecuadas para la mitigación de contaminantes.
- En particular, los grupos electrógenos requieren un análisis específico de los respectivos límites de emisión reglamentados y los años de cumplimiento de mejores estándares de emisión. De acuerdo a los resultados observados, y dado su número, es recomendable sugerir el uso de tecnologías como catalizadores para CO y DPF para material particulado.
- Para el caso de hornos rotatorios, la revisión de la calidad de información reportada, así como, el análisis ambiental de los procesos es recomendable.

CALDERAS DE GENERACIÓN DE VAPOR Y/O AGUA CALIENTE:

Para el caso de calderas de generación de vapor y/o agua caliente se observan los siguientes resultados:

- **Calderas con Biomasa de combustible** (CCF8 10200903) con impacto de frecuencia relativa sobre el total de contaminantes de:

Tabla 114. Participación en las emisiones total de MP₁₀ y NOx, de calderas a biomasa

Contaminante	Frecuencia año 2021	Frecuencia año 2022
MP ₁₀	13,8%	20,1%
NOx	No se encuentra entre el 80% de Pareto	

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

- **Calderas con GN de combustible** (CCF8 10200602) con impacto de frecuencia relativa sobre el total de contaminantes de:

Tabla 115. Participación en las emisiones total de MP₁₀ y NOx, de calderas a GN

Contaminante	Frecuencia año 2021	Frecuencia año 2022
MP ₁₀	8,8%	10,6%
NOx	No se encuentra entre el 80% de Pareto	7,6%

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

- **Calderas con Biomasa** de combustible (CCF8 10200901) con impacto de frecuencia relativa sobre el total de contaminantes de:

Tabla 116. Participación en las emisiones total de MP₁₀ y NOx, de calderas a biomasa

Contaminante	Frecuencia año 2021	Frecuencia año 2022
MP ₁₀	6,1%	5,3%
NOx	No se encuentra entre el 80% de Pareto	

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

- **Calderas con GLP de combustible** (CCF8 10201002) con impacto de frecuencia relativa sobre el total de contaminantes de:

Tabla 117. Participación en las emisiones total de MP₁₀ y NOx, de calderas a GLP

Contaminante	Frecuencia año 2021	Frecuencia año 2022
MP ₁₀	No se encuentra entre el 80% de Pareto	4,8%
NOx		No se encuentra entre el 80% de Pareto

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

HORNOS DE PANADERÍA Y CALDERAS DE AGUA CALIENTE:

- **Calderas con GLP de combustible** (CCF8 10301001) con impacto de frecuencia relativa sobre el total de contaminantes de:

Tabla 118. Participación en las emisiones total de MP₁₀ y NOx, de calderas a GLP

Contaminante	Frecuencia año 2021	Frecuencia año 2022
MP ₁₀	5,7%	8,9%
NOx	No se encuentra entre el 80% de Pareto	9,1%

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

- **Calderas con GN de combustible** (CCF8 10300603) con impacto de frecuencia relativa sobre el total de contaminantes de:

Tabla 119. Participación en las emisiones total de MP₁₀ y NOx, de calderas a GN

Contaminante	Frecuencia año 2021	Frecuencia año 2022
MP ₁₀	No se encuentra entre el 80% de Pareto	
NOx	6,0%	5,4%

Fuente: Elaboración propia en base a datos RETC

6.3. DETERMINACIÓN DE ESCENARIOS NORMATIVOS A PARTIR DEL USO DE TECNOLOGÍA DE MITIGACIÓN INTERNACIONAL

Los resultados y la revisión tecnológica realizada, en particular los resultados mostrados en la sección 5 de este documento, permite establecer que las tecnologías desarrolladas para el material particulado y el NOx son las más utilizadas para los equipos en estudio. Así, al inventario de emisiones se aplican los siguientes factores de emisión para verificar potenciales escenarios tecnológicos, al contrastarlo con el inventario obtenido con factores de combustión para procesos/equipos no controlados. A continuación, se muestran los potenciales escenarios junto a los nuevos factores de emisión y los respectivos costos asociados a cada tecnología de mitigación.

6.3.1. Caracterización de escenarios de reducción de emisiones

Los costos presentados corresponden a dólares de Estados Unidos de 2018.

Tabla 120. Escenario 1 para NOx: incorporación de tecnología Recirculación de Gas/Quemadores bajo NOx

CCF8 Afectados	Factores de Emisión (kg contaminante/ton combustible)	Costos (US\$ por tonelada de contaminante reducida)
10100501 (Diésel 2)	NOx = 1,4265	NOx > 25 ton/año -> Costo = 13.000
10200501 (Diésel 2)	NOx = 1,4265	NOx > 25 ton/año -> Costo = 13000
10200602 (GN) Caldera Industrial 10-100 MMBTU/h (2,93 – 29,307 MWt)	NOx = 0,67446	25 < NOx < 50 ton/año -> Costo = 23290 50 < NOx < 100 ton/año -> Costo = 12423 NOx > 100 ton/año -> Costo = 6602
10300501 (Diésel 2) Caldera Institucional	NOx=1,42 MP ₁₀ =0,1541 MP _{2,5} =0,2996	NOx > 25 ton/año -> Costo = 13000
10300603 (GN) Calderas Comercial/industrial < 10 MMBTU/h (2,93 MWt)	NOx = 0,67446	25 < NOx < 50 ton/año-> Costo = 23290 50 < NOx < 100 ton/año -> Costo = 12423 NOx > 100 ton/año U\$/Ton NOx = 6602
10300603 (Biogás) Calderas Comercial/industrial < 10 MMBTU/h (2,93 MWt)	NOx = 0,67446	25 < NOx < 50 ton/año-> Costo = 23290 50 < NOx < 100 ton/año-> Costo = 12423 NOx > 100 ton/año-> Costo = 6602

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶⁵

⁶⁵ Revisado online el 8 de agosto de 2024 en <https://www.epa.gov/air-quality-implementation-plans/menu-control-measures-naaqs-implementation>

Tabla 121. Escenario 2 para NOx: incorporación de tecnología Quemadores bajo NOx

CCF8 Afectados	Factores de Emisión (kg contaminante/ton combustible)	Costos (US\$ por tonelada de contaminante reducida)
10200401 (Diésel 6)	NOx = 5,072	NOx > 25 ton/año -> Costo = 1499
10200601 (GN) Caldera > 100 MMBTU/h (>29,307 MWt)	NOx = 2,95077	25 < NOx < 50 ton/año -> Costo = 8605
		50 < NOx < 100 ton/año -> Costo = 4603
		NOx > 100 ton/año -> Costo = 2451
10200602 (GN) Caldera Industrial 10-100 MMBTU/h (2,93 – 29,307 MWt)	NOx = 1,053	25 < NOx < 50 ton/año -> Costo = 8605
		50 < NOx < 100 ton/año -> Costo = 4603
		NOx > 100 ton/año -> Costo = 2451
10300603 (GN) Calderas Comercial/industrial < 10 MMBTU/h (2,93 MWt)	NOx=1,05385	25 < NOx < 50 ton/año -> Costo = 8605
		50 < NOx < 100 ton/año -> Costo = 4603
		NOx > 100 ton/año -> Costo = 2451

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶⁶**Tabla 122. Escenario 3 para NOx: incorporación de tecnología Recirculación de gases**

CCF8 Afectados	Factores de Emisión (kg contaminante/ton combustible)	(US\$ por tonelada de contaminante reducida)
10200601 (GN) Caldera > 100 MMBTU/h (>29,307 MWt)	NOx = 2,107	25 < NOx < 50 ton/año -> Costo = 23290
		50 < NOx < 100 ton/año -> Costo = 12423
		NOx > 100 ton/año -> Costo = 6602

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶⁶**Tabla 123. Escenario 4 para NOx: incorporación de tecnología Inyección de agua o vapor
de agua**

CCF8 Afectados	Factores de Emisión (kg contaminante/ton combustible)	(US\$ por tonelada de contaminante reducida)
20100201 (GN) Motor Combustión Interná Generación eléctrica/ Turbina	CO = 0,752 NOx = 3,26	NOx > 365 ton/año -> Costo = 3467

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶⁶

⁶⁶ Revisado online el 8 de agosto de 2024 en <https://www.epa.gov/air-quality-implementation-plans/menu-control-measures-naaqs-implementation>

Tabla 124. Escenario 5 para NOx: incorporación de tecnología Cámara de precombustión

CCF8 Afectados	Factores de Emisión (kg contaminante/ton combustible)	(US\$ por tonelada de contaminante reducida)
20100201 (GN) Motor Combustión Interna Generación eléctrica/ Turbina	CO = 0,376 NOx = 2,482	Requiere equipo con esta tecnología.

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶⁷**Tabla 125. Escenario 1 para MP: incorporación de tecnología Filtro de mangas / Ciclón**

CCF8 Afectados	Factores de Emisión (kg contaminante/ton combustible)	(US\$ por tonelada de contaminante reducida)
10100801 (Petcoke)	CO= 0,13 NO _x = 1,195 MP ₁₀ = 7,693*10 ⁻⁴ MP _{2,5} = 6,119*10 ⁻⁴ SO ₂ = 4,558	5366

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶⁷**Tabla 126. Escenario 2 para MP: incorporación de tecnología Ciclón**

CCF8 Afectados	Factores de Emisión (kg contaminante/ton combustible)	(US\$ por tonelada de contaminante reducida)
10200401 (Diésel 6)	MP ₁₀ = 7,693*10 ⁻⁴ (Ciclones múltiples)	440
10200901 (Biomasa seca) Calderas	MP ₁₀ = 3,085	440
10200903 (Biomasa húmeda) >20%	MP _{2,5} = 0,755	440
10300908 (Biomasa seca) < 20 % humedad Caldera	MP _{2,5} = 1,007	440

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶⁷**Tabla 127. Escenario 3 para MP: incorporación de tecnología Filtro lecho de grava**

CCF8 Afectados	Factores de Emisión (kg contaminante/ton combustible)	(US\$ por tonelada de contaminante reducida)
10200901 (Biomasa seca) Calderas	MP ₁₀ = 0,466 kg MP _{2,5} = 0,409 kg	440
10300908 (Biomasa seca) < 20 % humedad Caldera	MP _{2,5} = 0,409	440

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶⁷**Tabla 128. Escenario 4 para MP: incorporación de tecnología Filtro de manga**

CCF8 Afectados	Factores de Emisión (kg contaminante/ton combustible)	(US\$ por tonelada de contaminante reducida)
10200901 (Biomasa seca) Calderas	MP ₁₀ = 0,466 MP _{2,5} = 0,409	905

⁶⁷ Revisado online el 8 de agosto de 2024 en <https://www.epa.gov/air-quality-implementation-plans/menu-control-measures-naaqs-implementation>

CCF8 Afectados	Factores de Emisión (kg contaminante/ton combustible)	(US\$ por tonelada de contaminante reducida)
10200903 (Biomasa húmeda) >20%	MP ₁₀ = 0,466 MP _{2,5} = 0,409	905
10300908 (Biomasa seca) < 20 % humedad Caldera	MP ₁₀ = 0,466 MP _{2,5} = 0,409	905

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶⁶

Tabla 129. Escenario 5 para MP: incorporación de tecnología Precipitador electrostático

CCF8 Afectados	Factores de Emisión (kg contaminante/ton combustible)	(US\$ por tonelada de contaminante reducida)
10200901 (Biomasa seca) Calderas	MP ₁₀ = 0,252 MP _{2,5} = 0,22	1876
10300908 (Biomasa seca) < 20 % humedad Caldera	MP ₁₀ = 0,252 MP _{2,5} = 0,22	1876

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶⁸

Tabla 130. Escenario 6 para MP: incorporación de tecnología Scrubber húmedo

CCF8 Afectados	Factores de Emisión (kg contaminante/ton combustible)	(US\$ por tonelada de contaminante reducida)
10200901 (Biomasa seca) Calderas	MP _{2,5} = 0,409	1279
10300908 (Biomasa seca) < 20 % humedad Caldera	MP _{2,5} = 0,409	1279

Fuente: Elaboración propia en base a EPA⁶⁸

6.3.2. Propuestas técnicas para mitigación de emisiones de MP10 y NOx

Los antecedentes anteriores permiten establecer las siguientes propuestas específicas para el NOx y el MP.

NOx

1. Implementación de quemadores del tipo ultrabajo NOx con certificación de emisiones bajo 30 mg/Nm³ corregido al 3% de O₂.
2. La tecnología actual de quemadores está disponible ya sea para combustibles gaseosos, petróleo y combustible dual y su aplicación es factible para calderas de agua caliente, vapor y aire caliente en potencias de 0,1 MWt hasta 13 MWt
3. Tales quemadores deben cumplir con normas europeas tales como la norma EN 676, EN 298 y 267.
4. La implementación permitirá reducir los límites de emisión de 100 ppm hasta 25 ppm

⁶⁸ Revisado online el 8 de agosto de 2024 en <https://www.epa.gov/air-quality-implementation-plans/menu-control-measures-naaqs-implementation>

5. Se sugiere tal tecnología considerando que la otra opción tecnológica del uso de sistemas SCR, si bien permite mitigar el NOx a niveles < 10 ppm, su uso requiere de rangos de temperaturas entre 315°C – 594°C lo que energéticamente en esencia es una pérdida que puede conducir a un mayor consumo de combustible.

Adicionalmente, conviene resaltar que las medidas asociadas al NOx propuestas en el presente estudio, de manera indirecta tienen impacto positivo en el CO ya que operacionalmente contribuye a un mejor control del exceso de aire e indirectamente a un mejor desempeño en las emisiones de MP.

MP

En términos de propuestas tecnológicas para mitigar el impacto de material particulado, se perciben dos opciones. La primera, establecer propuestas en base al análisis de Pareto que principalmente da cuenta del impacto asociado al número de fuentes y la segunda en función del tipo de combustible.

Por otra parte, cuando se comparan las emisiones de MP₁₀ correspondientes a los factores de emisión utilizados con los límites de emisión establecidas en la normativa nacional de 20 mg de MP₁₀/Nm³ se observa:

Tabla 131. Comparación las emisiones de MP₁₀ correspondientes a los factores de emisión utilizados con los límites de emisión establecidas en la normativa nacional

Combustible	Factor de emisión EPA (mg/Nm ³)	Límite de emisión (mg/Nm ³)	Observación
GN	8,4	20	Cumple límite de emisión
GLP	< 8,7	20	Cumple límite de emisión
Diésel N°2	21	20	No cumple
Biomasa	622,3	20	No cumple
Biogás	13	20	Cumple límite de emisión
Carbón	1614,5	20	No cumple

Fuente: Elaboración propia

Como se observa, los combustibles gaseosos cumplen los actuales límites de emisión, de manera que combustibles líquidos y sólidos por regla general requieren de tecnología de mitigación. La tecnología más idónea para este tipo de combustible, dada sus costos, adaptabilidad a los procesos de generación y mantenimiento, corresponde a filtros de mangas los cuales para instalaciones tradicionales en Chile (20 ton de vapor/hora) permiten cumplir la normativa reduciendo las emisiones a valores de 10 mg/Nm³ los cuales están alineados con la normativa actual.

6.3.3. Evaluación de potenciales de mitigación de emisiones

Metodológicamente, se han presentado cinco escenarios para mitigar el NOx y seis escenarios de mitigación para el material particulado tanto para el MP₁₀ como para el MP_{2,5}. El porcentaje de mitigación de cada escenario viene definido por los factores de emisión definidos por la EPA para cada CCF8 cuando se aplica cierta tecnología de mitigación.

De la EPA se ha observado que para muchos casos de CCF8, no se presentan factores de emisión controlados. La razón puede ser explicada a partir de dos razones: O no existe información de los factores de emisión respectivos o ciertas tecnologías de mitigación no es aplicable.

En el presente estudio, se establece el análisis, solo con aquellos casos donde existe tecnología declarada con sus respectivos factores de emisión. Para esto, el desglose se encuentra detallado en los anexos digitales:

- ANEXO 6. Escenario 1 – Tecnología control NOx
- ANEXO 7. Escenario 2 – Tecnología control NOx
- ANEXO 8. Escenario 3 – Tecnología control NOx
- ANEXO 9. Escenario 4 – Tecnología control NOx
- ANEXO 10. Escenario 5 – Tecnología control NOx
- ANEXO 11. Escenario 1 – Tecnología control MP
- ANEXO 12. Escenario 2 – Tecnología control MP
- ANEXO 13. Escenario 3 – Tecnología control MP
- ANEXO 14. Escenario 4 – Tecnología control MP
- ANEXO 15. Escenario 5 – Tecnología control MP
- ANEXO 16. Escenario 6 – Tecnología control MP

A modo de presentación de los resultados obtenidos, a continuación, se presenta separadamente el impacto de cada escenario analizado

Tabla 132. Comparación de escenarios tecnológicos para mitigación de NOx

Escenario	Ton NOx totales sin Control	Ton NOx no afecta por tecnología aplicada	Ton NOx afecta por tecnología	Porcentaje de Reducción (%)
NOx-1	6394,11	5484,4	228,54	10,7
NOx-2	6394,11	5586,0	409,67	6,2
NOx-3	6394,11	6230,98	53,90	1,7
NOx-4	6394,11	4671,68	694,85	16,1
NOx-5	6394,11	4671,68	529,02	18,7

Fuente: Elaboración propia

Tabla 133. Comparación de escenarios tecnológicos para mitigación de MP₁₀

Escenario	Ton MP ₁₀ totales sin Control	Ton MP ₁₀ no afecta por tecnología aplicada	Ton MP ₁₀ afecta por tecnología	Porcentaje MP ₁₀ de Reducción (%)
MP-1	349,57	330,61	0,0203	5,4
MP-2	349,57	249,61	52,44	13,6
MP-3	349,57	320,41	4,89	6,9
MP-4	349,57	250,28	23,08	21,8
MP-5	349,57	320,4	2,8	7,5
MP-6	349,57	Tecnología Scrubber húmedo (no aplica a características nacionales)	No aplica para PM10	0

Fuente: Elaboración propia

6.4. PROYECCIÓN DEL IMPACTO EN EMISIONES DE LOS ESCENARIOS NORMATIVOS

Para proyectar el impacto de los distintos escenarios normativos en la evolución e las emisiones, se consideran los supuestos siguientes, que se pueden revisar/modificar en el Anexo 18.

- i. Las emisiones de las fuentes existentes al 2022 se consideran constantes en el tiempo. La evolución corresponde a nuevos proyectos.
- ii. El nuevo PPDA será obligatorio en X años más, donde X es un parámetro que puede ser ajustado en la simulación.

- iii. Los nuevos proyectos ingresan con la nueva tecnología, esto porque al conocer de la discusión de las nuevas exigencias, lo racional es tomar la decisión de modificar el proyecto original y dar cumplimiento inmediato a las nuevas exigencias.
- iv. Las instalaciones existentes tienen un plazo de Y años para realizar el cambio tecnológico para adecuarse a las nuevas exigencias del plan. Esta adecuación comienza el año en que el nuevo PPDA sea obligatorio y se da de manera uniforme en el tiempo otorgado para la adecuación. Este parámetro Y puede ser modificado en la modelación para visualizar el impacto en la extensión de este plazo.
- v. Se toma 2024 como año de partida para los análisis, dado que cualquier modificación regulatoria será posterior a este año.
- vi. Al estimar las reducciones de emisiones se tiene en cuenta que no todas las instalaciones pueden implementar la mejora, es decir, no todas las instalaciones cumplen con los requerimientos técnicos para incorporar las tecnologías de abatimiento estudiadas. Se asume que la situación para nuevas fuentes es similar, es decir, que la misma proporción de fuentes que pueden implementar la tecnología se aplica para fuentes nuevas y existentes, observándose los mismos porcentajes de reducción de emisiones.

Con lo anterior, y en base a las proyecciones para el inventario en su caso base, cuyos resultados y supuestos se muestran en el ANEXO 17, se obtienen los siguientes escenarios de reducción de emisiones.

Para las simulaciones se considera que el nuevo PPDA será oficializado en 2026, esto considerando que el año 2025 se espera contar con el anteproyecto y dicho año podría ser implementado. Para la adecuación de fuentes existentes se establece un plazo de 2 años, lo que es consistente con las exigencias del PPDA actualmente vigente⁶⁹.

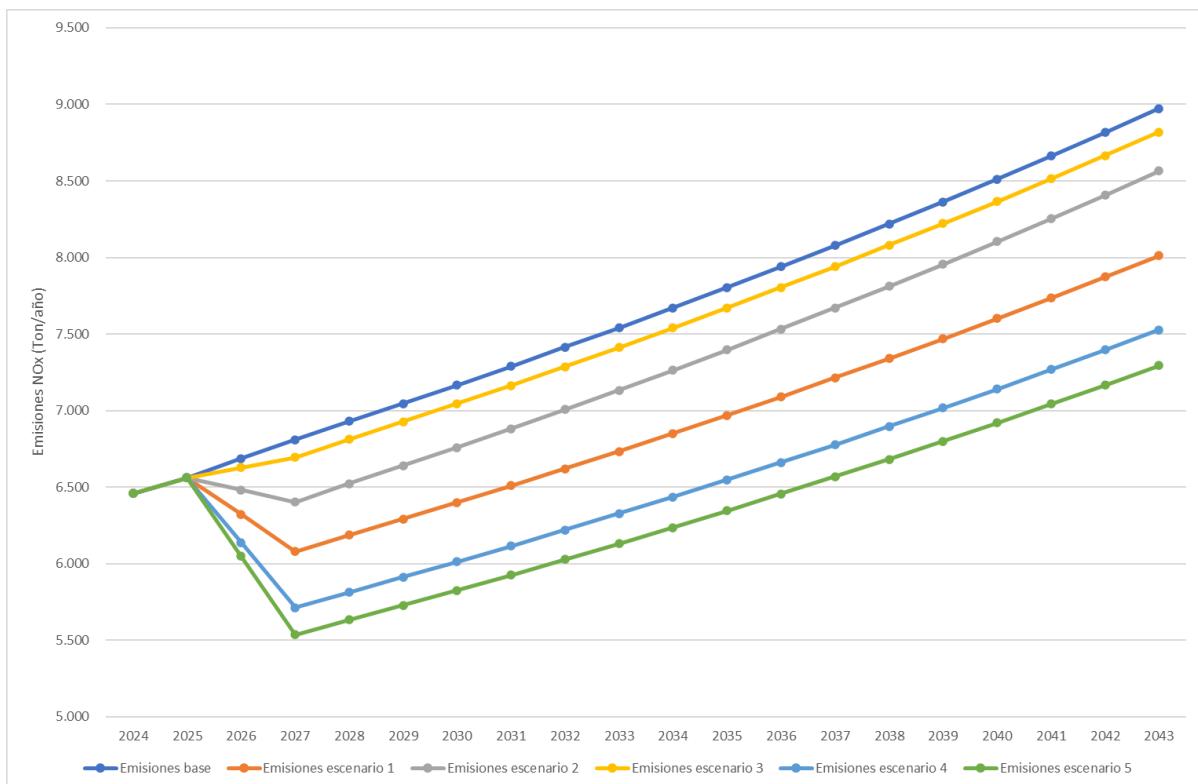
Es importante mencionar que, como se da cuenta en la sección 4 de este informe, se consideraron 2 escenarios de crecimiento, uno medio y uno alto. Las proyecciones de reducciones de emisiones se presentan para ambos.

Para el caso de NOx, las tecnologías consideradas en cada escenario son:

- Escenario 1: incorporación de tecnología Recirculación de Gas/Quemadores bajo NOx
- Escenario 2: incorporación de tecnología quemadores bajo NOx
- Escenario 3: incorporación de tecnología recirculación de gases
- Escenario 4: incorporación de tecnología inyección de agua o vapor de agua
- Escenario 5: incorporación de tecnología cámara de precombustión

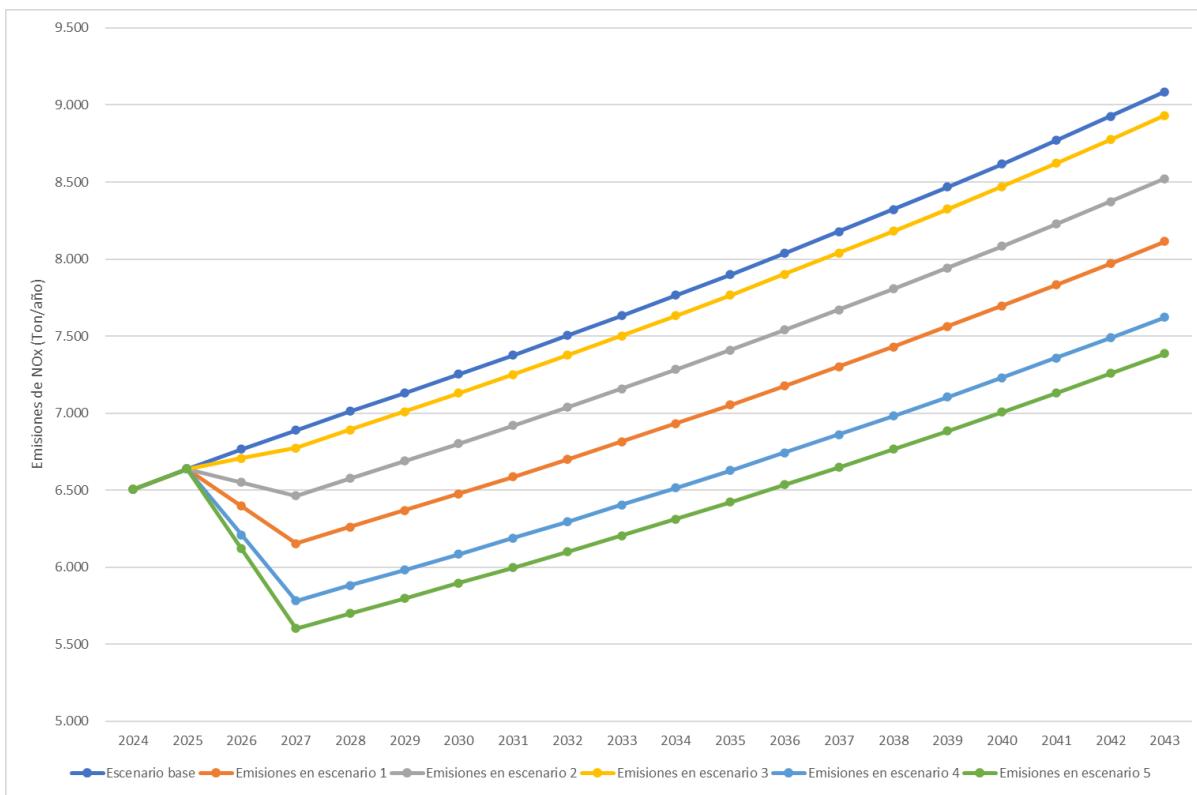
⁶⁹ El actual PPPDA inició su vigencia el 11 de octubre de 2017 y entregaba un plazo de entre 12 meses y hasta el 31 de diciembre de 2019 para la adecuación de fuentes existentes.

Figura 39. Reducción de emisiones de NOx por escenario, según crecimiento medio de la economía



Fuente: Elaboración propia

Figura 40. Reducción de emisiones de NOx por escenario, según crecimiento alto de la economía



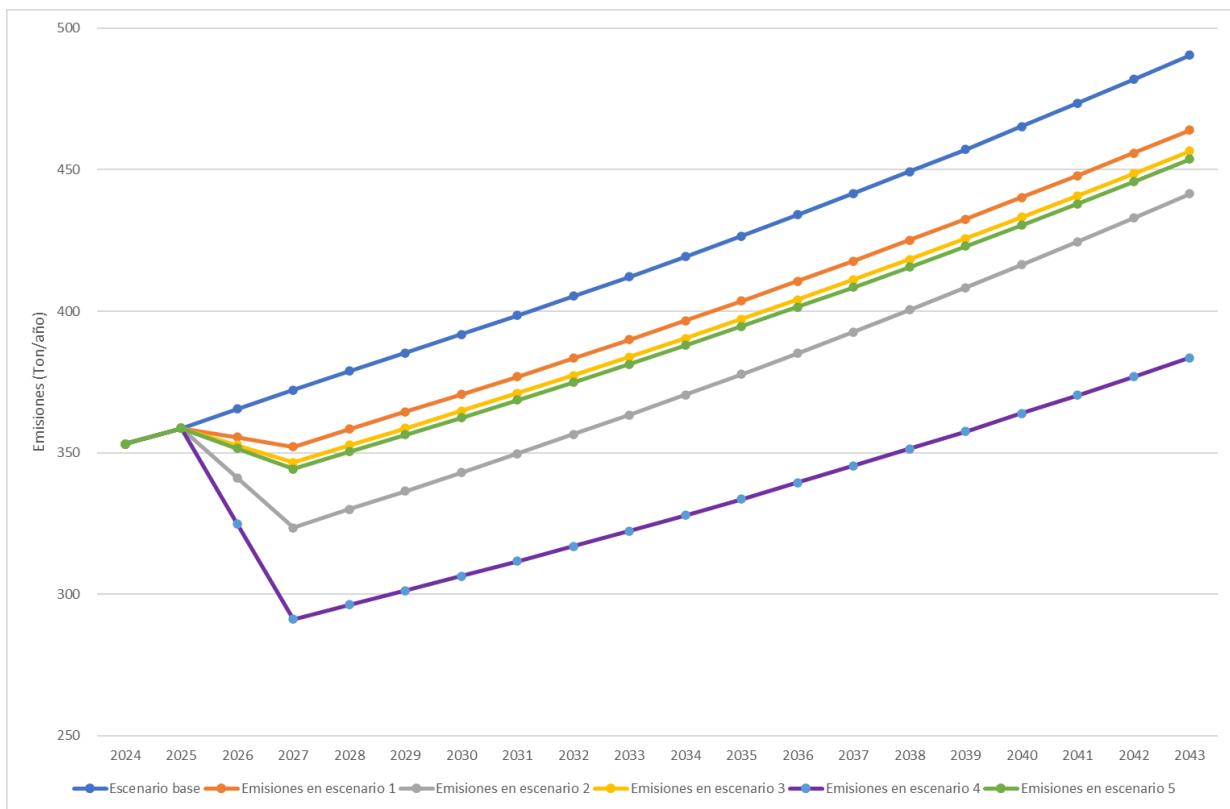
Fuente: Elaboración propia

Para el caso de material particulado, los escenarios, que aplican a MP₁₀ y MP_{2,5}, son:

- Escenario 1: incorporación de tecnología filtro de mangas / ciclón
- Escenario 2: incorporación de tecnología ciclón
- Escenario 3: incorporación de tecnología filtro lecho de grava
- Escenario 4: incorporación de tecnología filtro de manga
- Escenario 5: incorporación de tecnología precipitador electrostático
- Escenario 6: incorporación de tecnología scrubber húmedo⁷⁰

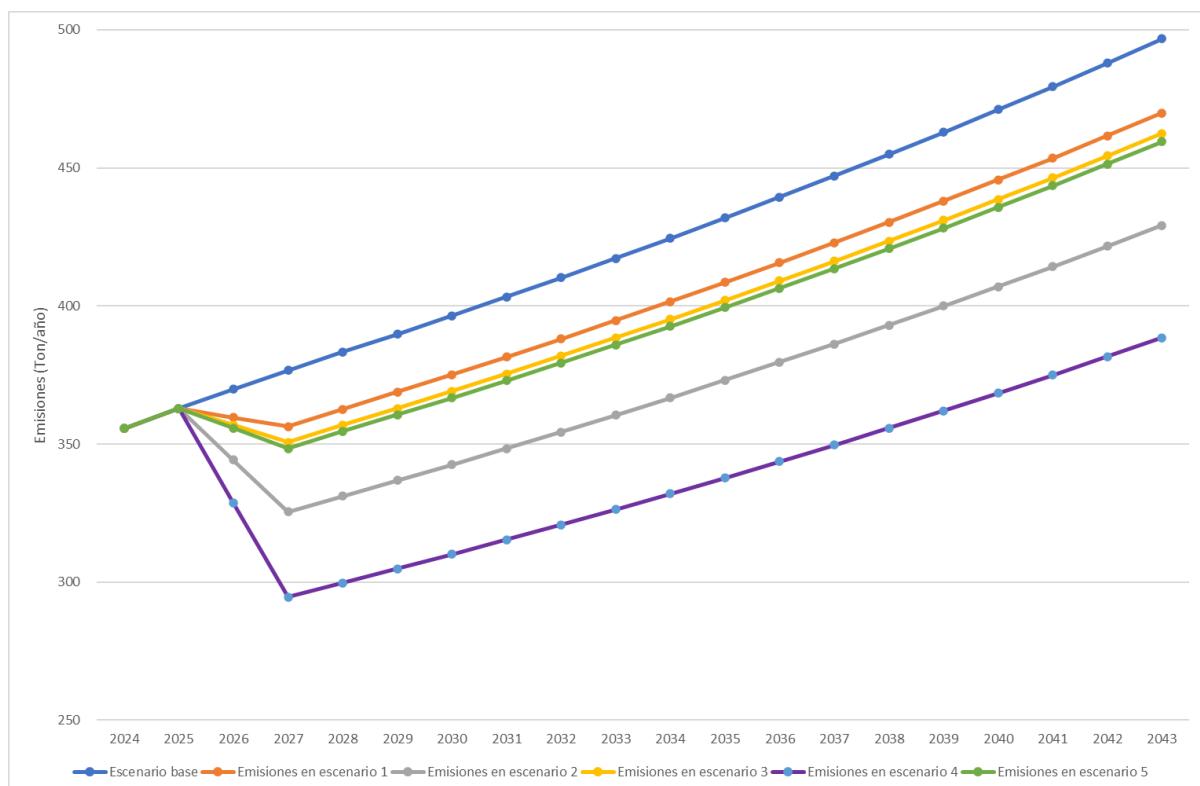
⁷⁰ No aplica para MP₁₀.

Figura 41. Reducción de emisiones de MP₁₀ por escenario, según crecimiento medio de la economía



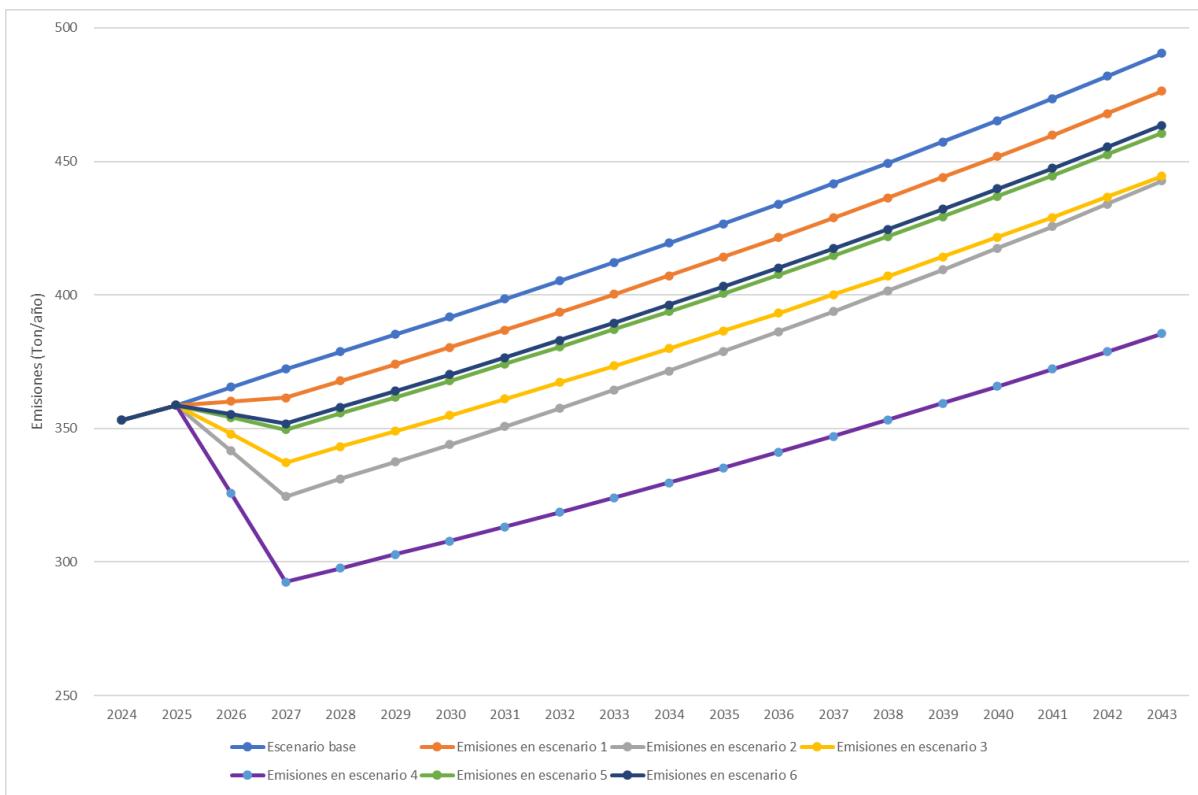
Fuente: Elaboración propia

Figura 42. Reducción de emisiones de MP₁₀ por escenario, según crecimiento alto de la economía



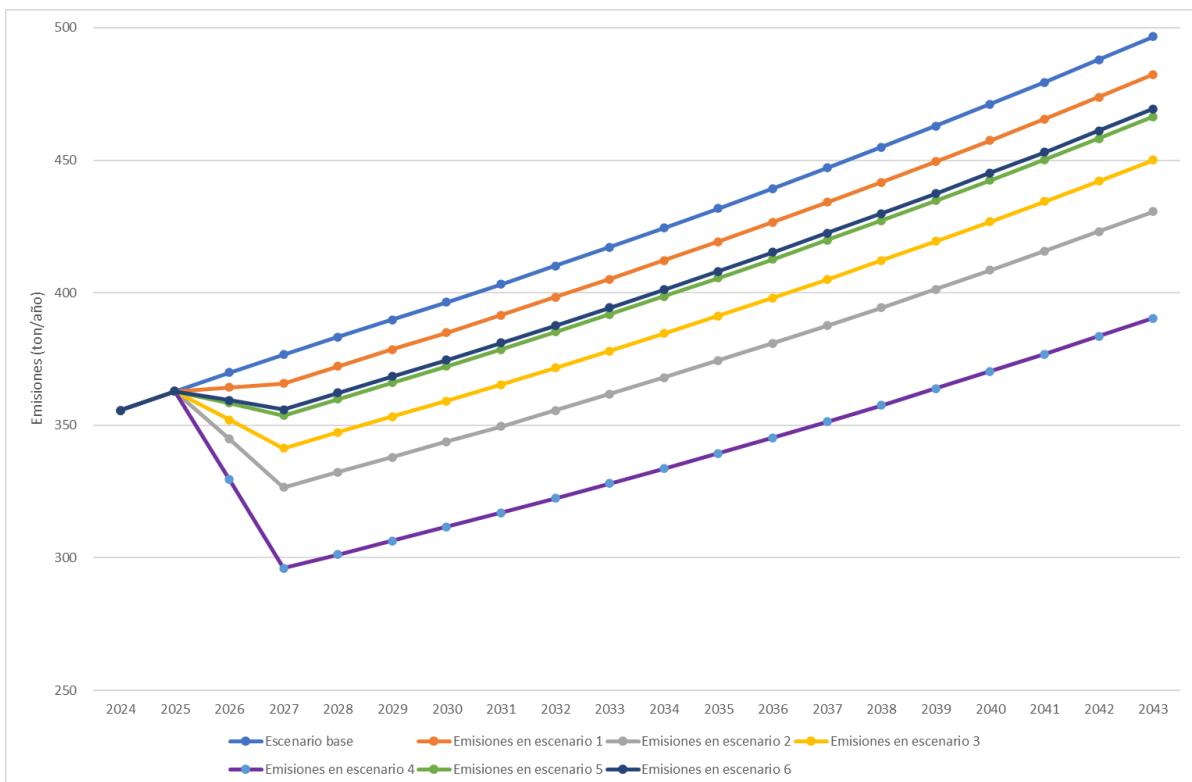
Fuente: Elaboración propia

Figura 43. Reducción de emisiones de MP_{2,5} por escenario, según crecimiento medio de la economía



Fuente: Elaboración propia

Figura 44. Reducción de emisiones de MP_{2,5} por escenario, según crecimiento alto de la economía



Fuente: Elaboración propia

6.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los resultados presentados permiten estimar potenciales de mitigación de acuerdo a la realidad tecnológica que la EPA establece al día de hoy. Se ha estimado realizar un análisis desglosado e independiente de combinaciones de estos, porque de esta manera se incluye en el análisis no solo el aspecto tecnológico, sino el número para la realidad de fuentes en la Región Metropolitana.

Adicionalmente, esto permite aplicar políticas en ciertos sectores industriales específicos o grandes fuentes puntuales.

Entre los aspectos a considerar se tienen:

Para NOx:

- Los sectores donde hay más opciones de impacto corresponden a motores de combustión interna para generación eléctrica y turbinas de gas, correspondientes a los escenarios NOx4 y NOx5. No obstante, a pesar que son sectores tecnológicamente avanzados en términos de control ambiental, se debe verificar el número de horas de operación de estas fuentes porque es posible que vaya a la baja en función de la generación eléctrica de fuentes de energía renovables. De esta manera, antes de incluir tecnología de mitigación tal como SCR se debe evaluar la tendencia nacional a que estas fuentes trabajen en un mínimo técnico

- Para los otros sectores es necesario establecer medidas de uso de quemadores de baja emisión de NOx y/o de quemadores ultra bajas emisiones. Las proyecciones con uso de quemadores ultra bajos en emisión reflejan mitigación de 10,7% contra 6,7% de quemadores de baja emisión.
- El uso de esta tecnología de quemadores de bajas emisiones es crítica a ser adoptada para efectos de mitigación ambiental.

Para MP:

- De acuerdo a la realidad tecnológica de la EPA, por considerar los factores de emisión con control tecnológico, el sector donde existe mayores opciones de mitigación corresponde al sector donde se utiliza biomasa como combustible.
- En este punto, la mitigación de emisiones de equipo con Biomasa resulta fundamental. Inicialmente se debe evaluar el tipo de biomasa utilizada y aplicar necesariamente tecnología de precipitador electrostático o en su defecto filtros de mangas.
- En términos generales, es recomendable impulsar el uso de precipitadores electrostáticos o filtros de mangas en todos los equipos que utilicen como combustible, diésel pesado y liviano N°2, carbón y biomasa.

Otras observaciones generales pueden establecerse a partir de un análisis de Pareto. Como fue dicho:

- Los grupos electrógenos y motores de combustión de fuentes fijas, a pesar de su uso horario solo como respaldo, presenta un alto impacto en los inventarios. Tecnologías de mitigación asociadas a DPF en la realidad nacional son perfectamente factibles y necesarias previo análisis técnico de los niveles de temperatura de los gases para efectos de regeneración.

Finalmente, en términos de recomendaciones se puede establecer lo siguiente:

- Es imperioso establecer mayor confiabilidad de la calidad de la información reportada en el RETC. Controles y/o verificación técnica post declaración es necesaria. Entre los aspectos fundamentales requeridos, es factible cruzar información con las declaraciones ambientales y/o ensayos de monitoreo ambiental en la fuente cuando se realice, además del número de horas de operación así como el combustible reportado.

7. ANÁLISIS DE FUENTES FIJAS NO INDUSTRIALES

Como producto adicional a esta consultoría, a través de la carta N°243022/2024 de la SEREMI, se solicitó a Cota Consultoría Ltda. la ampliación del servicio, contemplando la “Ampliación del alcance del objetivo específico B, incorporando las fuentes fijas de otros sectores, tales como el sector comercial u otros, y Grupos Electrógenos a modo mejorar el inventario y proyección de emisiones”.

El equipo de Cota Consultoría, con fecha 5 de agosto de 2024, recibió la base de datos del RETC para el periodo 2019-2023, ambos años incluidos.

Considerando que el alcance del estudio estaba referido al sector industrial, se realizó una revisión por CCF8 y rut, con el fin de identificar aquellos equipos instalados en el sector industrial. Así, se obtuvo la siguiente cantidad de fuentes que estaban dentro del sector de estudio, y fuera de él:

Tabla 134. Cantidad de fuentes contenidas en las bases de datos de RETC, por año

Año	Fuentes industriales	Fuentes fuera de alcance	Total de fuentes
2019	2.376	6.749	9.125
2020	3.032	8.503	11.535
2021	3.169	9.526	12.695
2022	3.000	8.405	11.405
2023	3.351	8.737	12.088

Fuente: Elaboración propia en base a RETC

En esta sección se detalla el trabajo realizado con las fuentes no industriales, y los resultados del mismo.

7.1. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para dar cumplimiento al objetivo específico B, a saber “Obtener una proyección del inventario de emisiones del sector Industrial para Fuentes Fijas para la RMS”, se propone realizar las actividades siguientes:

1. Identificación del sector al que pertenecen las fuentes de emisión.

Para estos efectos, se considera la revisión de datos del Servicio de Impuestos Internos, con el fin de identificar el sector de la economía al que se asocia cada fuente.

2. Revisión de la consistencia de los parámetros de operación de las fuentes

Se considera revisar si existe consistencia entre el consumo de combustible declarado, el nivel de actividad y la potencia del artefacto. En caso de encontrar registros incongruentes, se propondrá, de manera justificada, una corrección.

3. Determinación de los factores de emisión asociados a las fuentes

En base a la información más actualizada de EPA, se procederá a establecer los factores de emisión asociados a las distintas fuentes.

4. Revisión de las emisiones por sector de la economía y tipo de combustible

Considerando los resultados que se obtengan del cruce de datos revisados en el punto 2 de esta metodología de trabajo, con los factores de emisión definidos en el punto 3, se obtienen emisiones por fuente, distinguiendo el tipo de combustible utilizado. Para cada sector de la economía, se revisará de manera detallada las

fuentes que más contaminantes emitan (corresponde a las que emiten sobre 5 Ton/año de MP₁₀), con el fin de revisar la consistencia de los valores. Para esto se contrasta la información con otras fuentes de similares características, revisando la existencia o no de mecanismos de mitigación para los grandes emisores. Con esto, se obtendrá una base de datos con las emisiones de contaminantes para el periodo 2019-2023 revisada.

5. Contacto con empresas titulares de las fuentes que más aportan en emisiones y que presenten valores irregulares

En caso que se identifiquen valores anómalos, y que no sea posible realizar las correcciones de manera justificada, se tomará contacto con los titulares de las fuentes, con el fin de verificar que la información cargada en RETC está correcta. En caso contrario, se obtendrán los datos para realizar las correcciones pertinentes.

6. Revisión de consistencia entre años

Es esperable que las magnitudes totales de emisiones obtenidas para el periodo de estudio presente cierta consistencia interanual, es decir, no se espera que existan grandes escalones a la baja o como aumento entre los años. Es por eso que se contempla la revisión de los datos para todo el periodo. En caso de encontrar inconsistencias, se buscará la fuente y se realizarán las correcciones correspondientes, entregando una justificación clara de las correcciones realizadas.

7.2. REVISIÓN DE DATOS RETC

En primer lugar, se procedió a limpiar las bases de los datos que no tuviesen niveles de actividad, tipo y consumo de combustible declarado. Al realizar este proceso se dio cuenta que para el año 2019 solo un 0,75% de los registros contaba con toda la información requerida, mientras que para el año 2020 la situación fue similar, presentando solo el 4,1%.

Es por lo anterior que no resultó posible extender el análisis para los años 2019 y 2020, reduciendo la revisión a los años 2021 y 2022.

Luego de establecidos los registros con información completa, se procedió a revisar la consistencia de los datos. Para las fuentes no industriales se realizó el mismo procedimiento de cálculo de las emisiones y de corrección de datos anómalos que se mencionó en la sección 3.2.2 de este informe.

Es importante mencionar que, además de realizar la revisión de los datos para la generación del inventario, se procedió a establecer el rubro económico al que pertenece cada emisor, en base a información del Servicio de Impuestos Internos, asignándose 160 categorías distintas, las que fueron agrupadas en sectores de la economía, para verificar el impacto de las fuentes fijas por sector económico.

7.2.1. Revisión de datos de 2022

Un cálculo sin corrección de las emisiones no industriales de MP₁₀ en la base de datos del RETC da como resultado 39.160.013.626 ton/año que obviamente es incorrecto. Un análisis de la base de datos del RETC muestra que existen 30 fuentes que emiten más de 5 ton/año cada una y que en total son responsables de 39.160.013.404 ton/año de MP₁₀. Es decir, estas 19 fuentes son responsables del 99,9 % de las emisiones totales y se muestran en la Tabla 135.

Tabla 135. Fuentes responsables del 99,9% de las emisiones comerciales de MP₁₀ en la RM en la base de datos RETC 2022

Establecimiento	Tipo de fuente	Emisiones ton/año
Establecimiento de Prueba RETC MMA	Caldera Industrial (generadora de vapor o agua caliente)	314,79
Clínica Universidad De Los Andes	Caldera Agua Caliente	21.923,56
Comunidad Edificio Boulevard Del Polo	Caldera Agua Caliente	7,6780656
Comunidad Edificio Marín	Caldera Agua Caliente	7,7815548
Comunidad Edificio Marín	Caldera Agua Caliente	7,7815548
KSB Chile S.A.	Caldera Agua Caliente	12,68
Establecimiento De Prueba RETC MMA	Caldera Agua Caliente	5,792160875
Cesfam Dr. Salvador Allende Gossens	Caldera Agua Caliente	6,25968
Comunidad Edificio San Damián II	Caldera Agua Caliente	20,74
Comunidad Edificio San Damián II	Caldera Agua Caliente	20,74
Comunidad Edificio San Damián II	Caldera Agua Caliente	20,74
Comunidad Edificio San Damián II	Caldera Agua Caliente	20,74
Comunidad Edificio San Damián II	Caldera Agua Caliente	20,74
Comunidad Edificio San Damián II	Caldera Agua Caliente	20,74
Comunidad Edificio San Damián II	Caldera Agua Caliente	20,74
Comunidad Edificio San Damián II	Caldera Agua Caliente	20,74
Comunidad Edificio San Damián II	Caldera Agua Caliente	20,74
Comunidad Edificio San Damián II	Caldera Agua Caliente	20,74
Serv. De Salud Metrop. Central Cesfam Ahues	Caldera Agua Caliente	248,21
Edificio Burgos	Grupo Electrógeno	19.605.519.360,00
Edificio Burgos	Grupo Electrógeno	19.554.463.320,00
Express Gran Avenida	Grupo Electrógeno	9,886667729
Líder Cordillera	Grupo Electrógeno	19,43
Mall Plaza Norte	Grupo Electrógeno	5,765523739
N725 - Sisa Cd Noviciado	Grupo Electrógeno	8,822483712
Canal 13 Spa	Grupo Electrógeno	9,635437792
Comunidad Edificio El Quillay	Grupo Electrógeno	7.879,70
Centro De Distribución La Farfana	Grupo Electrógeno	7,29372

Fuente: Elaboración propia en base a RETC

A continuación se realiza análisis detallado de las fuentes indicadas en la Tabla 135. Es importante destacar que las correcciones se hicieron en base al criterio experto del equipo consultor, sin consultar a los titulares de las fuentes.

1. El Edificio Burgos tiene:

- a. Un grupo electrógeno con Petróleo N°2, con una actividad de 27.428.571.428.571 horas al año. Se reemplazó por 8760 horas que es el máximo posible.

- b. Un grupo electrógeno con Petróleo N°2, con una actividad de 27.357.142.857.143 horas al año. Se reemplazo por 8.760 horas⁷¹ que es el máximo posible.
2. La Comunidad Edificio El Quillay tiene un grupo electrógeno con Petróleo N°2, con un consumo nominal de 108.034 ton/h y un consumo real de 1.296,408 ton/h. Pero en la base de datos del Dictuc, la misma caldera tiene un consumo de 1.296,408 ton/año. Luego hubo un problema de unidades que se corrigió.
 3. La Clínica Universidad de Los Andes tiene una caldera de agua caliente con que usa gas natural y un consumo de 13,73 ton/h. En la base de datos del Dictuc, la misma caldera tiene un consumo de 13,73 ton/año. Se corrigió a ton/año. Además, el uso por año era de 2.207.276.829 horas. Se corrigió a 8760 horas.
 4. La Comunidad Edificio San Damián II tiene 12 calderas de agua caliente que usan gas natural y un consumo de 84.201,12 m³/h cada una. En la base de datos del Dictuc, las mismas calderas tienen un consumo de 84,20112 m³/h. Se corrigió a 84,20112 m³/h.
 5. El Servicio de Salud Metrop. Central Cesfam Ahues tiene una caldera de agua caliente que usa gas natural y un consumo de 13.122 m³/h pero se cambió a 13,122 m³/h, ya que era un consumo muy alto y probablemente hubo un error de transcripción en el punto decimal.
 6. El Líder Cordillera tiene un grupo electrógeno que usa petróleo diésel y un consumo de 122 l/h y un uso de 31.192 horas al año. Se cambió a 8.760 que es el máximo de horas por año. Probablemente hubo un error de transcripción.

Con los ajustes indicados en los números 1 al 6 se obtiene un total de 322,1 ton de MP₁₀ para la Región Metropolitana. Para el MP_{2,5} se utilizaron las mismas fuentes, niveles de consumo y horas de uso. Los resultados de las emisiones industriales de MP_{2,5} son: 321,1 ton/año.

7.2.2. Revisión de datos de 2021

Siguiendo la misma lógica que el análisis para 2022, se revisa la información para 2021:

- La Comunidad Edificio El Quillay tenía un consumo nominal de 108.034 ton/h, pero el consumo indicado en la base de datos RETC 2022 era de 1.296,408 ton/año. Se corrigió el consumo.
- El Edificio Torre 1 tenía 188.976.378 horas de operación al año, se cambió a 1,8 que es lo indicado en la base de datos del RETC 2022.
- La Comunidad Edificio San Damián II tiene 13 calderas de agua caliente con un consumo de 84201,12 m³/h, lo que es muy alto para este tipo de calderas. Se

⁷¹ Este valor puede estar sobre estimado, dado que un edificio residencial solo debiese operar ante cortes de suministro, o bien para la realización de pruebas en periodo de mantención. Según (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2023), el índice de duración promedio de las interrupciones (SAIDI, por las siglas en inglés de System Average Interruption Duration) para la Región Metropolitana fue de 9,69 horas/año. Sin embargo, al desconocer cuáles son los parámetros de operación de estos aparatos, solo se realiza la corrección al máximo de horas anuales posibles.

cambiaron los consumos a 84,201 m³/h, ya que probablemente hubo un error de digitación.

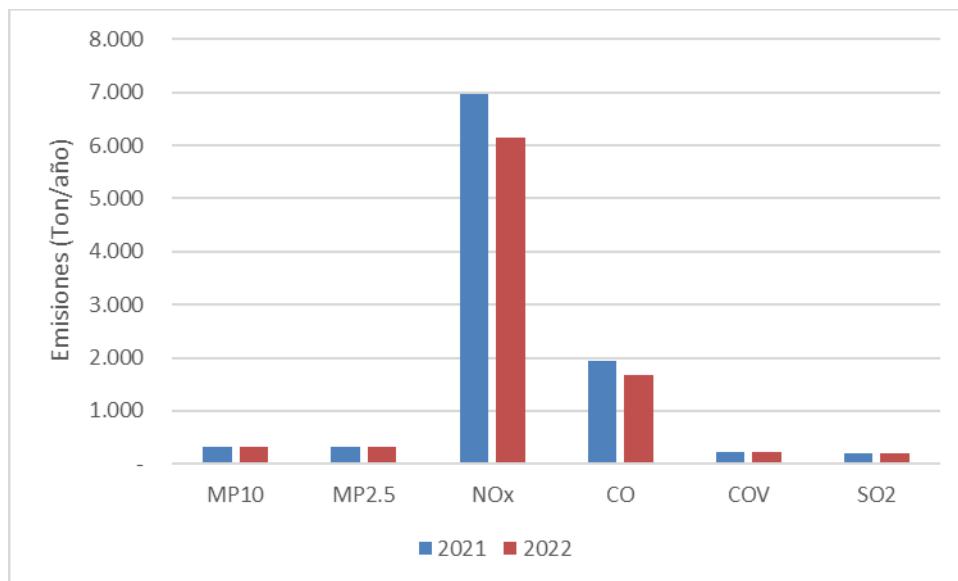
- Una de las calderas de La Comunidad Edificio San Damián II tiene 7.151.328 horas de operación al año. Sin embargo las demás calderas de la misma Comunidad tienen 24 hora de uso al año. Se corrigió por 24.
- El Hospital Luis Calvo Mackenna Nº 360 tiene 8 calderas de agua caliente con 8760 hora de uso al año, pero la base de datos del RETC del año 2022 tiene 720 horas de uso al año para las mismas calderas. Luego puede haber sido un error de digitación. Se cambió por 720 horas.

7.3. INVENTARIO

En base a la revisión de información anteriormente descrita, se aplicaron los factores de emisión determinados para el sector industrial, dado que corresponden a los mismos CCF8 para las fuentes fijas.

A continuación se muestran los resultados por contaminante, para los años 2021 y 2022:

Tabla 136. Emisiones no industriales, años 2020 y 2021

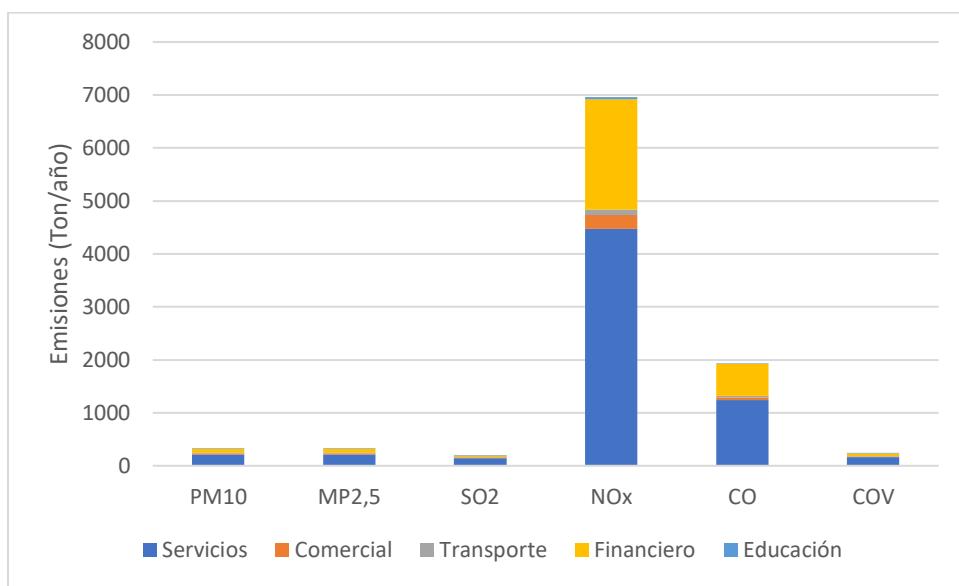


Fuente: Elaboración propia

Al revisar los resultados globales, se aprecia una consistencia entre los años de estudio, destacándose bajas en la emisión de NOx y CO, mientras que los MP, COV u SO2 se mantienen relativamente constantes entre ambos años.

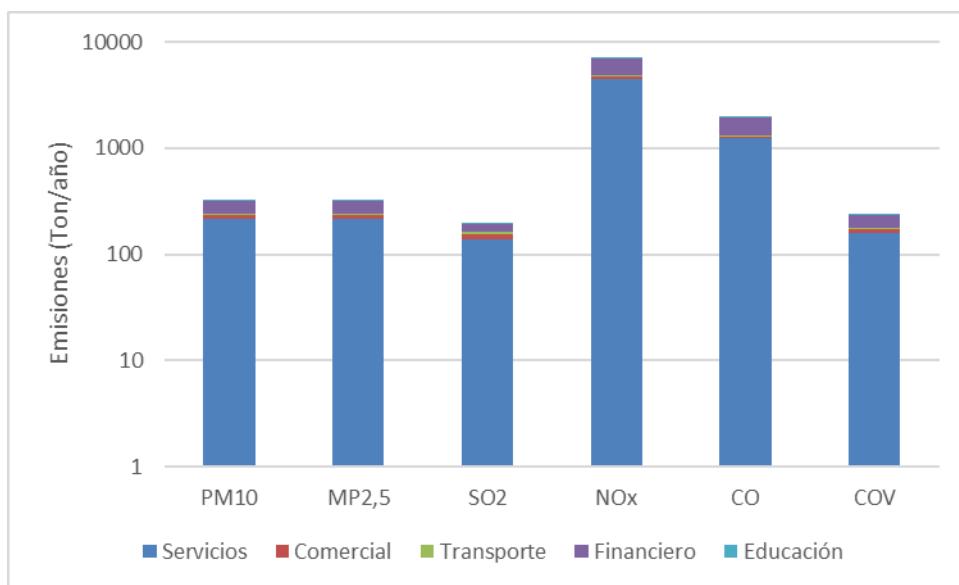
A continuación, se presentan los resultados desagregados por sector económico para los años 2021 y 2022.

Figura 45. Emisiones de fuentes fijas en segmento no industrial, año 2021



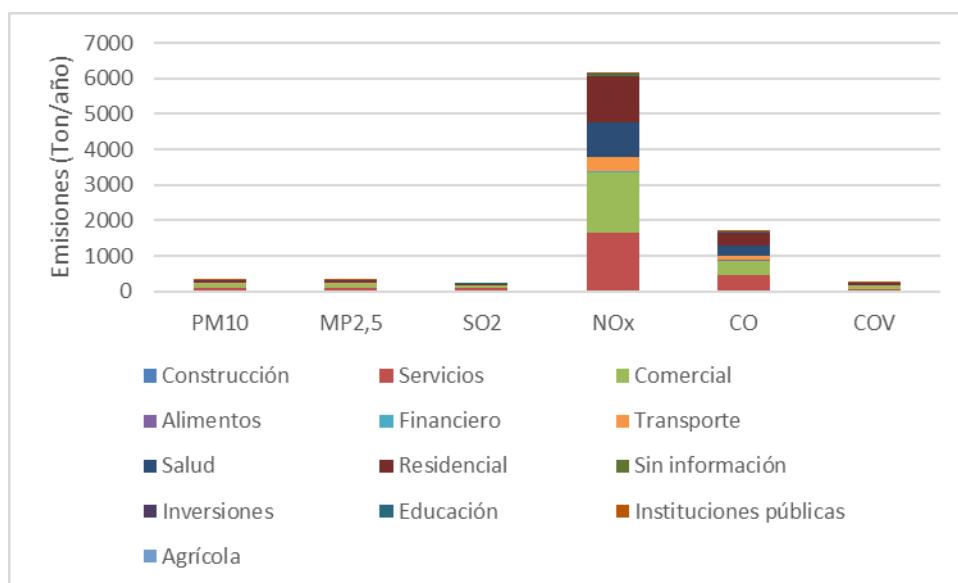
Fuente: Elaboración propia

Figura 46. Emisiones de fuentes fijas en segmento no industrial, año 2021 (escala logarítmica)



Fuente: Elaboración propia

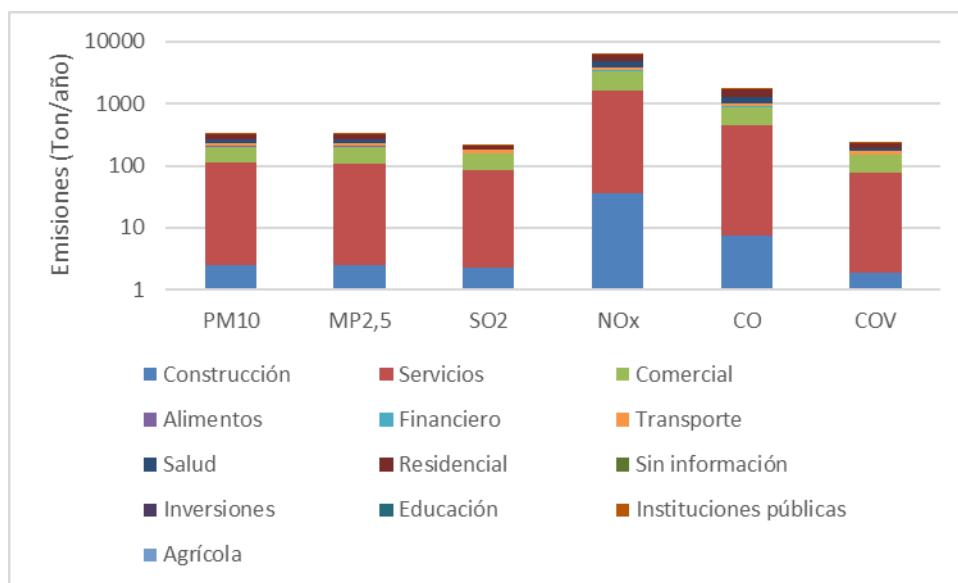
Figura 47. Emisiones de fuentes fijas en segmento no industrial, año 2022



Fuente: Elaboración propia

Para visualizar de mejor manera los datos, se muestran en escala logarítmica:

Figura 48. Emisiones de fuentes fijas en segmento no industrial, año 2022 (escala logarítmica)



Fuente: Elaboración propia

Como complemento, se presentan las emisiones anuales, en toneladas por CCF8:

Tabla 137. Emisiones por CCF8, sector no industrial, año 2021

CCF8	MP10	MP2.5	NOx	CO	COV	SO2
10300603	103,02	103,02	3.794,96	1.138,52	74,53	8,10
20300101	199,96	199,96	2.844,58	612,78	150,64	187,06

CCF8	MP10	MP2.5	NOx	CO	COV	SO2
10200603	1,09	1,09	14,28	12,01	0,79	0,09
10200602	1,00	1,00	13,20	11,10	0,73	0,08
10201002	0,22	0,22	4,16	2,40	0,08	0,00
10200501	0,10	0,07	1,08	0,22	0,01	0,00
10201001	-	-	-	-	-	-
10301001	14,75	14,75	276,58	154,88	9,22	0,02
10200601	-	-	-	-	-	-
10301002	0,20	0,20	3,63	2,10	0,13	0,00
20300201	0,00	0,00	0,40	0,06	0,02	0,00
10300908	0,92	0,97	0,72	1,89	0,05	0,08
10300501	0,79	0,70	7,93	1,67	0,11	0,00
10200502	-	-	-	-	-	-
10200903	-	-	-	-	-	-
10200901	-	-	-	-	-	-
20300301	0,00	0,00	0,02	0,01	-	0,00
20100102	-	-	-	-	-	-
20100201	-	-	-	-	-	-
10100801	-	-	-	-	-	-
20100202	-	-	-	-	-	-
10100501	-	-	-	-	-	-
10200401	-	-	-	-	-	-
Total	322,05	321,99	6.961,55	1.937,63	236,31	195,43

Fuente: Elaboración propia

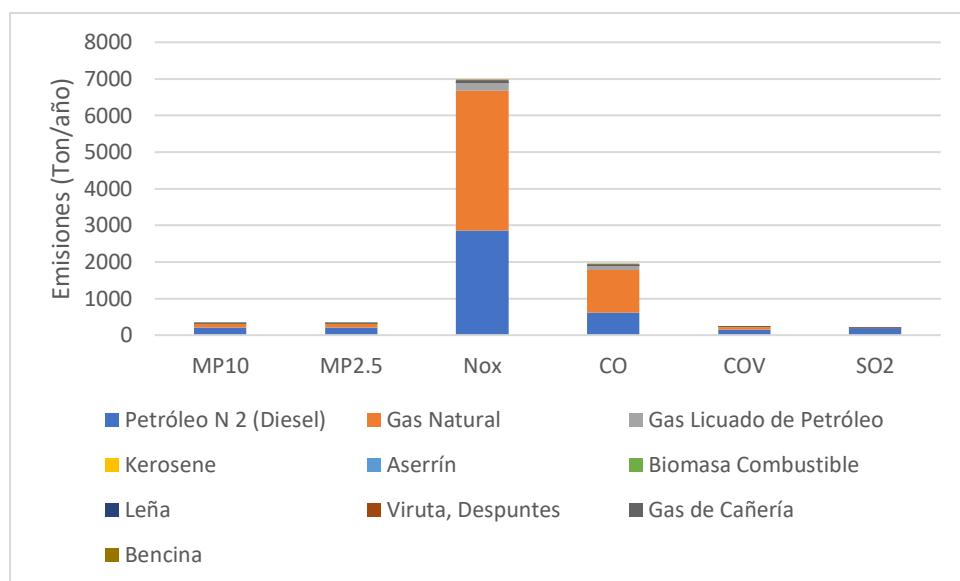
Tabla 138. Emisiones por CCF8, sector no industrial, año 2022

CCF8	MP10	MP2.5	NOx	CO	COV	SO2
10300603	72,08	72,08	2.655,39	796,64	52,15	5,67
20300101	221,02	221,02	3.144,12	677,30	166,51	206,76
10200603	0,91	0,91	12,00	10,09	0,66	0,07
10200602	0,91	0,91	11,95	10,05	0,66	0,07
10201002	0,17	0,17	3,19	1,84	0,06	0,00
10200501	0,05	0,03	0,53	0,11	0,00	0,00
10201001	-	-	-	-	-	-
10301001	15,31	15,31	284,13	163,92	10,26	0,02
10200601	-	-	-	-	-	-
10301002	0,32	0,32	5,93	3,42	0,21	0,00
20300201	-	-	-	-	-	-
10300908	7,05	6,26	9,07	12,11	0,34	0,50
10300501	0,97	0,87	9,80	2,04	0,14	0,01
10200502	-	-	-	-	-	-
10200903	-	-	-	-	-	-
10200901	0,31	0,27	0,14	0,38	0,01	0,02
20300301	-	-	-	-	-	-
20100102	-	-	-	-	-	-
20100201	-	-	-	-	-	-
10100801	-	-	-	-	-	-
20100202	-	-	-	-	-	-
10100501	-	-	-	-	-	-
10200401	-	-	-	-	-	-
Total	319,12	318,15	6.136,26	1.677,91	231,01	213,12

Fuente: Elaboración propia

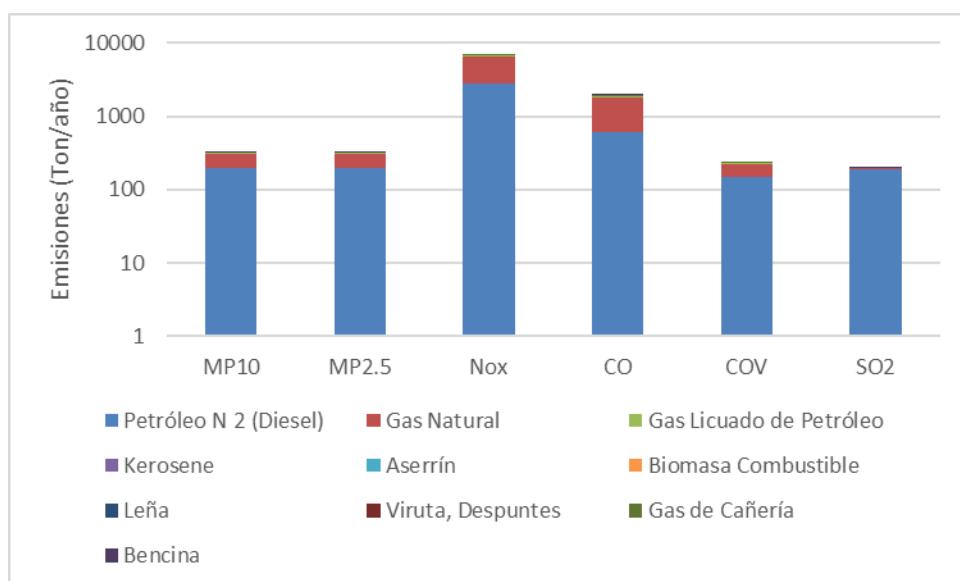
Luego, para conocer el impacto en la contaminación por el tipo de combustible utilizado, se muestra la situación en los años 2021 y 2022:

Tabla 139. Emisiones en sector no industrial, según combustible utilizado, año 2021



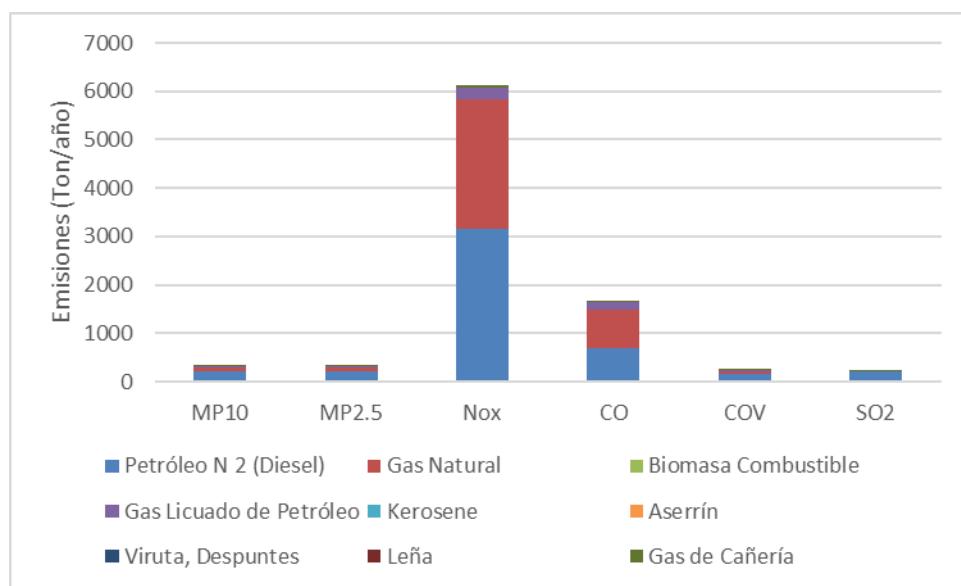
Fuente: Elaboración propia

Tabla 140. Emisiones en sector no industrial, según combustible utilizado, año 2021 (escala logarítmica)



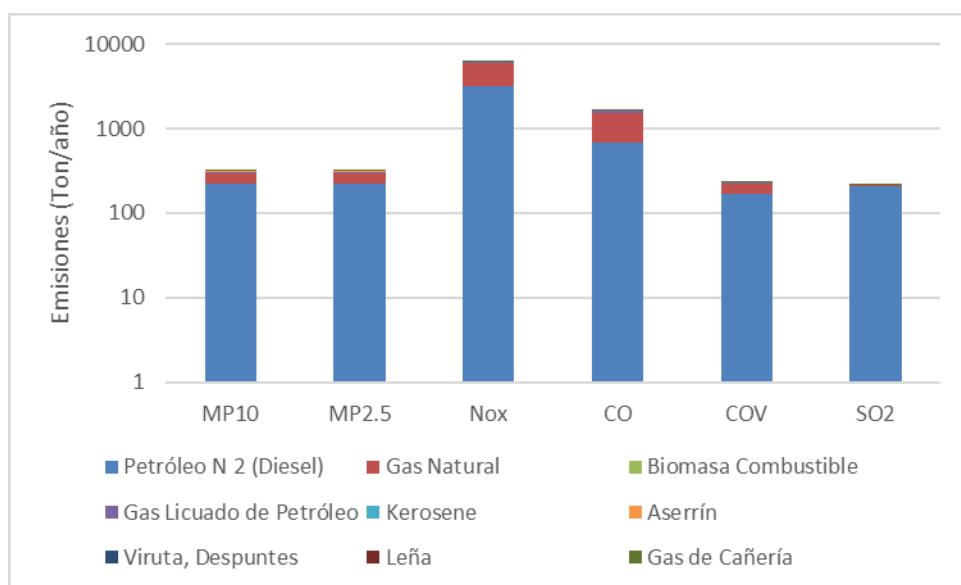
Fuente: Elaboración propia

Tabla 141. Emisiones en sector no industrial, según combustible utilizado, año 2022



Fuente: Elaboración propia

Tabla 142. Emisiones en sector no industrial, según combustible utilizado, año 2022 (escala logarítmica)



Fuente: Elaboración propia

8. COMENTARIOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En primer lugar, es muy relevante destacar la necesidad de contar con información certera para la construcción del inventario. En el caso de este trabajo, se tomó como base la información del RETC, la cual presentó los siguientes problemas, para los cuales este equipo consultor propone las soluciones que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 143. Problemas identificados y recomendación de solución

Problema identificado	Solución propuesta
Los consumos de combustibles reportados, en muchos casos, eran mayores que el consumo que tendría el equipo trabajando la cantidad de horas declaradas como nivel de actividad, considerando el consumo a potencia nominal.	La plataforma donde deben ingresarse los distintos parámetros asociados a las características y operación del equipo, debe contar con mecanismos de verificación de la información, impidiendo el envío de los datos si se detecta un error evidente. Por ejemplo, si el consumo de combustible es mayor que el producto de la potencia nominal por el nivel de actividad, debe generar una alerta. Lo mismo si se detecta alguna inconsistencia de unidades, por ejemplo si el equipo se especifica en kWt y los valores son muy bajos (por ejemplo valores inferiores a 10), debe generar una alerta para revisar la consistencia. Adicionalmente, puede solicitarse la carga de la foto de la placa de características para que, en caso de que quien trabaje con los datos perciba un error, pueda revisar.
Los consumos de combustible se escapan del rango en que podrían calificarse como razonables	Debe establecerse rango de confianza. Si quien ingresa la información entrega valores fuera del rango, la plataforma debiese dar una alerta para que se verifiquen los valores.
Existen equipos cuya comuna/región de emplazamiento está establecida como "null". Lo mismo ocurre con códigos CCF8	La plataforma donde deben ingresarse los distintos parámetros asociados a las características y operación del equipo, no pueden permitir el envío de los datos si la información básica no está completa.
La información relativa a consumos de combustibles nominal y emisiones asociadas debiesen respaldarse con monitoreos isocinéticos.	Para dar cuenta de la operación real de los equipos, se estima necesario contar con información recopilada en la práctica por un organismo o persona con las competencias para aquello, asegurando así la calidad de la información. En la revisión del equipo de Cota Consultoría de la información contenida en el RETC, se encontraron errores importantes que pudieron ser corregidos al tomar contacto con los titulares de las fuentes. Sin embargo, este trabajo se llevó a cabo para las fuentes que tenían mayor participación en las emisiones, no pudiendo realizarse por los plazos y alcance del estudio, para las 3.000 fuentes existentes en la RMS.
En la información recibida del RETC no se contó con data respecto de la existencia de tecnología de abatimiento de emisiones en cada fuente, por lo que no es posible determinar en todos los casos (se exceptúan aquellos que fueron contactados por el equipo consultor) las	La información de la tecnología de abatimiento debe ser incorporada en la base de datos del RETC, la que debiese ser pública, con el fin de incentivar a las empresas a incorporar mejor tecnología.

Problema identificado	Solución propuesta
emisiones de base para el año 2022 y el potencial impacto de los escenarios normativos, tiene incertezas que no fue posible despejar.	
Publicidad de la información. Si bien se entiende que información de consumo energético podría ser sensible para algunas empresas, el hacer que la información esté disponible para el público contribuye a una fiscalización activa por parte de la ciudadanía, y es un incentivo para que las empresas busquen alternativas de mejora en sus procesos que los lleven a reducir sus emisiones	Se propone estudiar la factibilidad de implementar un modelo como el establecido en el Reglamento (UE) 2024/1244, descrito en la sección 5.1.2.2 de este documento.
Respecto al nivel de actividad anual, el sistema no debe permitir el ingreso de 8.784 h para años bisiestos y 8.760 h para el resto. En un caso se reporta un nivel de actividad anual de 27.428.571.428.571 h lo que claramente es un error.	Se debe incorporar una restricción en la plataforma de recopilación de información que impida el ingreso de valores mayores a la cantidad de horas que tiene un año.
En las visitas a empresas surgió el comentario que las empresas ingresan la información pero no visualizan el informe generado con su data, por lo tanto, no pueden verificar que los cálculos propios sean consistentes con lo generado por el motor de cálculo interno de la plataforma. Esta situación no es deseable porque el visualizar resultados finales, permite identificar errores.	Se propone que, previo al envío de los datos al sistema, se despliegue el borrador del informe, para que quienes ingresan la información puedan verificar que los resultados sean coherentes. En la actualidad, cuando se emite una factura en la plataforma del Servicio de Impuestos Internos, luego del ingreso de los datos se despliega el borrador de la factura, donde pueden identificarse errores y realizar correcciones. Un mecanismo similar debiese contemplar la plataforma donde se ingresan los datos para la carga del RETC.
Un error común se da por la utilización del carácter para la separación de decimales. Así, por ejemplo, un usuario puede pensar que con la "," está dando cuenta de la separación de decimales, pero otro puede asumir que es un separador de miles.	El sistema debe definir un único carácter admisible para la separación de decimales, y no permitir que se incorporen otros caracteres no numéricos en el campo de ingreso de las horas de actividad y del consumo de combustible. Además, debe permitir el ingreso de un único carácter como separador de decimales por campo. En caso de error (por ejemplo del ingreso de un carácter no numérico distinto al separador de decimales admitido, o el ingreso en más de una ocasión, en un mismo campo de más de un carácter separado de decimales) el sistema debe generar una alerta visible y no permitir el guardado de los datos si no se realiza la corrección.

Fuente: Elaboración propia

9. REFERENCIAS

- Clean Air Technology Center. (noviembre de 1999). Óxidos de Nitrógeno (NOx), ¿Por Qué y Cómo Se Controlan? Estados Unidos: EPA 456/F-00-002.
- Comisión Nacional de Energía. (2016). Anuario Estadístico de Energía. 2005-2015. Chile.
- Comisión Nacional de Energía. (2017). Anuario Estadístico de energía. 2016. Chile.
- Comisión Nacional de Energía. (2018). Anuario Estadístico de Energía. 2017. Chile.
- Comisión Nacional de Energía. (2019). Anuario Estadístico de Energía. 2018. Chile.
- Comisión Nacional de Energía. (2020). Anuario Estadístico de energía. 2019. Chile.
- Comisión Nacional de Energía. (2021). Anuario Estadístico de Energía. 2020. Chile.
- Comisión Nacional de Energía. (2022). Anuario Estadístico de Energía. 2021. Chile.
- Comisión Nacional de Energía. (2023). Anuario Estadístico de Energía año 2022. Chile.
- Coordinador Eléctrico Nacional. (enero de 2024). Proyección de Demanda de Largo Plazo del Sistema Eléctrico Nacional. Periodo 2023-2043. Chile.
- Dictuc. (15 de mayo de 2007). Informe final. Actualización del inventario de emisiones de contaminantes atmosféricos en la Región Metropolitana 2005. Chile: Desarrollado para la Comisión Nacional del Medio Ambiente.
- Dictuc. (6 de diciembre de 2023). Inventario RMS industria - agroindustria. ID Licitación: 611134-3-LE23. Santiago, Chile.
- División de Calidad del Aire - Ministerio del Medio Ambiente. (19 de julio de 2024). Revisión de la norma de emisión para centrales termoeléctricas. Presentación Comité Operativo Ampliado | SESIÓN N°7/2024. Chile.
- ecos. (2023). Revisión de medidas del PPDA Región Metropolitana. Licitación ID 608897-78-LE23. Chile: Preparado para la SEREMI del Medio Ambiente de la Región Metropolitana de Santiago.
- EGEA ONG. (sin año). Estrategia Energética Local Calera de Tango. Calera de Tango, Región Metropolitana de Santiago, Chile: Documento preparado para la Ilustre Municipalidad de Calera de Tango.
- EPA. (6 de octubre de 2022). 40 CFR Part 63. National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants for Major Sources: Industrial, Commercial, and Institutional Boilers and Process Heaters . Estados Unidos: Federal Register/Vol. 87, No. 193.
- Gobierno de Chile. (abril de 2024). Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023 - 2030. Chile.
- Larki, I., Zahedi, A., Asadi, M., Forootan, M. M., Farajollahi, M., Ahmadi, R., & Ahmadi, A. (2023). Review: Mitigation approaches and techniques for combustion power plants flue gas emissions: A comprehensive review. Science of the Total Environment 903 (2023) 166108.
- Ministerio de Energía. (29 de julio de 2024). Anteproyecto. Plan sectorial de adaptación y mitigación al cambio climático del sector energía. Chile.

Ministerio de Hacienda. (20 de diciembre de 2022). Evolución y perspectivas de la Economía Chilena después de tres años críticos. Chile: Seminario Visión Económica, SOFOFA-UDD.

Ministerio del Medio Ambiente. (18 de enero de 2011). Decreto Supremo 13. *Establece norma de emisión para centrales termoeléctricas*. Chile.

Ministerio del Medio Ambiente. (30 de julio de 2013). Decreto 29. *Establece norma de emisión para incineración, coincineración y coprocesamiento y deroga Decreto N°45 del Ministerio Secretaría General de la Presidencia*. Chile.

Ministerio del Medio Ambiente. (11 de octubre de 2016). Decreto 31. *Establece plan de prevención y descontaminación atmosférica para la Región Metropolitana de Santiago*. Chile.

Ministerio del Medio Ambiente. (2019). Guía metodológica para la estimación de emisiones provenientes de fuentes puntuales. Santiago, Chile.

Narvik. (diciembre de 2018). Informe Final. *Estudio análisis y determinación de horario de punta en el Sistema Eléctrico Nacional*. Chile: Desarrollado para la Comisión Nacional de Energía.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2023). Anuario Regional 2022 - Región Metropolitana. *Resumen Anual de la Industria Energética*. Chile.

Universidad de Santiago de Chile. (22 de abril de 2014). Actualización y sistematización del inventario de emisiones de contaminantes atmosféricos en la Región Metropolitana. Santiago, Chile.

10. ANEXOS

10.1. ANEXO 1. DATOS RETC

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 1 – Datos RETC.xls”.

Esta base de datos contiene la información original y procesada, obtenida desde RETC.

10.2. ANEXO 2. INVENTARIO FUENTES FIJAS SECTOR INDUSTRIAL, AÑO 2021

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 2 – Inventario fuentes fijas sector industrial-2021.xls”.

En este archivo se encuentra el cálculo del inventario para fuentes fijas industriales, para MP₁₀, MP_{2,5}, NOx, CO, COV y SO₂.

10.3. ANEXO 3. INVENTARIO FUENTES FIJAS SECTOR INDUSTRIAL, AÑO 2022

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 3 – Inventario fuentes fijas sector industrial-2022.xls”.

En este archivo se encuentra el cálculo del inventario para fuentes fijas industriales, para MP₁₀, MP_{2,5}, NOx, CO, COV y SO₂.

10.4. ANEXO 4. INVENTARIO FUENTES FIJAS SECTOR NO INDUSTRIAL, AÑO 2021

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 4 – Inventario fuentes fijas sector no industrial-2021.xls”.

En este archivo se encuentra el cálculo del inventario para fuentes fijas no calificadas como industriales (pudiendo ser comerciales, institucionales, residenciales, entre otras), para MP₁₀, MP_{2,5}, NOx, CO, COV y SO₂.

10.5. ANEXO 5. INVENTARIO FUENTES FIJAS SECTOR NO INDUSTRIAL, AÑO 2022

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 5 – Inventario fuentes fijas sector no industrial-2022.xls”.

En este archivo se encuentra el cálculo del inventario para fuentes fijas no calificadas como industriales (pudiendo ser comerciales, institucionales, residenciales, entre otras), para MP₁₀, MP_{2,5}, NOx, CO, COV y SO₂.

10.6. ANEXO 6. ESCENARIO 1 – TECNOLOGÍA CONTROL NOX

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 6 – Escenario 1 – Tecnología control NOx.xls”.

10.7. ANEXO 7. ESCENARIO 2 – TECNOLOGÍA CONTROL NOX

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 7 – Escenario 2 – Tecnología control NOx.xls”.

10.8. ANEXO 8. ESCENARIO 3 – TECNOLOGÍA CONTROL NOX

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 8 – Escenario 3 – Tecnología control NOx.xls”.

10.9. ANEXO 9. ESCENARIO 4 – TECNOLOGÍA CONTROL NOX

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 9 – Escenario 4 – Tecnología control NOx.xls”.

10.10. ANEXO 10. ESCENARIO 5 – TECNOLOGÍA CONTROL NOX

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 10 – Escenario 5 – Tecnología control NOx.xls”.

10.11. ANEXO 11. ESCENARIO 1 – TECNOLOGÍA CONTROL MP

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 11 – Escenario 1 – Tecnología control MP.xls”.

10.12. ANEXO 12. ESCENARIO 2 – TECNOLOGÍA CONTROL MP

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 12 – Escenario 2 – Tecnología control MP.xls”.

10.13. ANEXO 13. ESCENARIO 3 – TECNOLOGÍA CONTROL MP

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 13 – Escenario 3 – Tecnología control MP.xls”.

10.14. ANEXO 14. ESCENARIO 4 – TECNOLOGÍA CONTROL MP

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 14 – Escenario 4 – Tecnología control MP.xls”.

10.15. ANEXO 15. ESCENARIO 5 – TECNOLOGÍA CONTROL MP

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 15 – Escenario 5 – Tecnología control MP.xls”.

10.16. ANEXO 16. ESCENARIO 6 – TECNOLOGÍA CONTROL MP

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 16 – Escenario 6 – Tecnología control MP.xls”.

10.17. ANEXO 17. PROYECCIÓN DE EMISIONES EN EL ESCENARIO BASE

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 17 – Proyección inventario base.xlsx”.

10.18. ANEXO 18. PROYECCIÓN DE LA REDUCCIÓN DE EMISIONES SEGÚN DISTINTOS ESCENARIOS NORMATIVOS

Se entrega el archivo como anexo digital “Anexo 18 – Proyección de reducción de emisiones por escenario.xlsx”.

10.19. ANEXO 19. EVENTO DE DIFUSIÓN DE LOS RESULTADOS DEL PROYECTO

El día 26 de noviembre, en dependencias del Ministerio del Medio Ambiente, en particular en el auditorio del piso 8, se llevó a cabo la jornada de difusión de los resultados de este estudio.

Las personas que acudieron de manera presencial al evento de difusión, junto a la institución a la que representan, se muestran a continuación:

Tabla 144. Asistentes presenciales al evento de difusión de los resultados del estudio

#	Asistente	Institución/Empresa
1	Germán Araya Vásquez	Nivel central – PDA
2	Nathaly Reyes Neira	Seremi MMA RMS
3	Cecilia Carvacho S.	Seremi MMA RMS
4	Roberto Martínez	División de Calidad del Aire
5	Javiera Cuenca Jacob	USACH
6	Gloria Schwerdtfeger	UACH
7	Erik Opitz A.	SGS Chile Ltda.
8	Joyce Vera	MMA

#	Asistente	Institución/Empresa
9	Mariel Opazo	División de Calidad del Aire
10	Gabriel Zúñiga	Cristalerías Chile
11	Rafael Moreno	Seremi de Salud RMS
12	Cristian Tolvett	MMA - DCA
13	Sebastián Leiva Espinoza	Lucchetti Chile S.A.
14	Dasna Aravena Sepúlveda	Lucchetti Chile S.A.
15	Evelyn Contreras Moreno	SMA
16	Diego Fischer	MMA
17	Diego Ramírez	Seremi MA RMS
18	Raquel Saavedra	Seremi MA RMS
19	Rocío Toro	Dpto. Planes y Normas nivel central MMA
20	Tanya Basso	KDM Empresas
21	Marcelo Corral	División de Calidad del Aire
22	Alejandra Gómez D.	División de Calidad del Aire

Fuente: Lista de asistentes

En el desarrollo del evento, la Sr(t)a. Giannina Sambuceti , como contraparte técnica del estudio, dio la bienvenida a los asistentes e introdujo el objetivo del evento, que era difundir los resultados del estudio.

Posterior a la presentación de la Sr(t)a. Sambuceti, la Srta. Iris Silva realizó, por parte del equipo de Cota Consultoría, la primera sección de la presentación, donde se dio cuenta de la metodología de trabajo, destacando el tipo de datos erróneos contenidos en la base de datos del RETC. Posteriormente, el Sr. Ernesto Gramsch, jefe de proyecto por parte de Cota Consultoría, dio cuenta de los resultados del inventario, indicando el tenor de las correcciones realizadas ante problemas con la base de datos del RETC. Finalmente, el Sr. Roberto Santander, también miembro del equipo consultor, presentó respecto de tecnologías de mitigación de emisiones y los escenarios normativos propuestos.

Finalmente, se realizó una ronda de preguntas y respuestas que apuntó a profundizar respecto de la metodología de trabajo utilizada, los resultados del inventario, dejando en claro que los valores corresponden a emisiones sin considerar tecnologías de control, salvo para casos específicos en que se tomó contacto con las empresas para revisar la validez de los datos contenidos en el RETC. Además, se consultó respecto de la obligatoriedad de instalación de horómetros en el marco del nuevo PPDA, lo que fue negado por la Sr(t)a. Sambuceti, indicando que aún no existe un borrador del nuevo plan.

Luego de terminado el evento, los asistentes disfrutaron de un pequeño coctel, donde compartieron con el equipo consultor y la contraparte, realizando preguntas y comentarios adicionales.

Un registro fotográfico de la jornada se muestra a continuación:

Figura 49. Registro fotográfico del evento de difusión de los resultados del estudio





La presentación realizada por el equipo de Cota Consultoría se entrega como Anexo digital a este informe.

10.20. ANEXO 20. PRESENTACIÓN REALIZADA EN EL EVENTO DE DIFUSIÓN DE RESULTADOS

Se entrega, como anexo digital, el archivo Anexo 20 - Pres inventario industrial RMS - Cota Consultoría.pdf.