



000492

**División de Información y Economía Ambiental
Ministerio del Medio Ambiente**

MEMORÁNDUM N°85/2017

A : Andrés Pica Tellez
Jefe División de Calidad del Aire y Cambio Climático

De : Sr. Rodrigo Pizarro Gariazzo
Jefe División de Información y Economía Ambiental

Mat. : Envío del documento "Análisis General de Impacto Económico y Social del Anteproyecto de la Norma de Emisión para Calderas"

Fecha : 26 de mayo de 2017

Junto con saludarlo, informo a usted que el Departamento de Economía Ambiental hace entrega oficial del documento "Análisis General de Impacto Económico y Social del Anteproyecto de la Norma de Emisión para Calderas".

Dicho documento, se elaboró en base al borrador de Anteproyecto, enviado mediante memorándum N° 207/2017 (memo conductor N° 8.329, recibido el 28 de abril de 2017) y a modificaciones posteriores indicadas mediante correo electrónico y recibidas el 9 de mayo de 2017.

Sin otro particular saluda atentamente a usted,



**RODRIGO PIZARRO GARIAZZO
JEFE DIVISIÓN DE INFORMACIÓN Y ECONOMÍA AMBIENTAL**

SBP/CGC/mso

c.c.: Archivo División Información y Economía Ambiental.



DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA AMBIENTAL – MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE

ANÁLISIS GENERAL DE IMPACTO ECONÓMICO Y SOCIAL DEL ANTEPROYECTO DE LA NORMA DE EMISIÓN PARA CALDERAS.

Mayo de 2017

Presentación

El presente informe corresponde al Análisis General del Impacto Económico y Social (AGIES) del Anteproyecto de la Norma de Emisión para Calderas.

El Ministerio del Medio Ambiente (MMA) es el encargado de proponer, facilitar y coordinar el proceso de generación de las normas de emisión, según lo establecen el artículo 40 y la letra n) de la Ley N° 19.300 Sobre Bases Generales del Medio Ambiente. Corresponde al MMA además, según el párrafo 4° del Reglamento para la Dictación de Normas de Calidad Ambiental y de Emisión (D.S. N° 38/2012), elaborar un análisis general de impacto económico y social (AGIES) del anteproyecto de norma de emisión, considerando la situación actual y la situación con anteproyecto de norma. En particular, el AGIES debe evaluar los costos y beneficios que implique el cumplimiento del Anteproyecto de norma para la población, los titulares de las fuentes reguladas y para el Estado.

El proceso de elaboración de una Norma de Emisión, desde el desarrollo del Anteproyecto hasta su aprobación, contempla la elaboración de dos documentos:

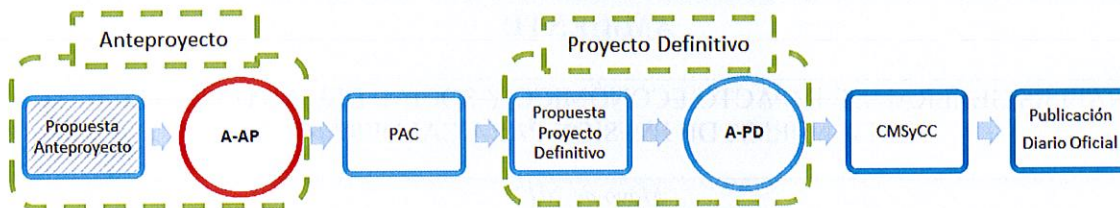
- AGIES del Anteproyecto (A-AP), para apoyar el proceso de participación ciudadana,
- Actualización de costos y beneficios para el Proyecto Definitivo (A-PD), que corresponde a una actualización de los valores del AGIES del Anteproyecto, según los cambios establecidos después del proceso de participación ciudadana, de tal forma de apoyar al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y Cambio Climático (CMSyCC) en la toma de decisión.

Es importante señalar que estos documentos son un apoyo a la toma de decisión de la autoridad y sirven para nutrir los procesos de Participación Ciudadana, el Consejo

Consultivo y el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad y el Cambio Climático, por lo cual no debe ser considerado como el único o definitivo instrumento de evaluación. Tanto el AGIES del Anteproyecto como la actualización de costos y beneficios para el Proyecto Definitivo corresponden solamente a uno de los múltiples antecedentes para la toma de decisión. Otros antecedentes corresponden por ejemplo a antecedentes geográficos y demográficos, datos históricos, situación política y la percepción pública respecto a la contaminación.

El presente documento corresponde al AGIES del Anteproyecto (A-AP) de la Norma de Emisión para Calderas; la Figura A muestra el proceso de elaboración de la Norma.

Figura A: Etapa Actual del AGIES



Fuente: Elaboración propia

En este análisis, según la información disponible por el MMA al momento de la evaluación, se evalúa el cumplimiento del Anteproyecto de la Norma de Emisión para Calderas y se estiman los beneficios valorizables producto de la reducción de casos de mortalidad, morbilidad y actividad restringida en la población en relación al MP_{2,5} y MP₁₀. Además, se estiman los costos que implica el cumplimiento de la Norma (abatimiento), los costos de monitoreo y los sobrecostos que la Norma implica por mayor fiscalización. Dentro de las limitaciones del análisis están los beneficios por reducción de MP que no son valorizados tales como la mejora en visibilidad, en materiales, efectos sobre ecosistemas, disminución de gases de efecto invernadero, beneficios para la agricultura y suelos, imagen país, externalidades positivas asociadas a la educación ambiental, efectos en la salud en otras comunas del país y beneficios derivados de la reducción de *Black Carbon*.

Resumen

El presente documento presenta los resultados del Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES) del Anteproyecto de Norma de Emisión para Calderas.

Respecto de la Norma, el Anteproyecto establece límites máximos de emisión al aire ($\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$), tanto para calderas existentes como nuevas, a los siguientes contaminantes: material particulado (MP), dióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO) y mercurio (Hg). Asimismo, se establecen plazos para el cumplimiento de estos límites. Además, el Anteproyecto establece condiciones para la medición continua y discreta de las emisiones de las fuentes reguladas. En particular, las fuentes reguladas corresponden a todo el parque nacional de calderas, exceptuando para *“aquellos contaminantes ya regulados para calderas con límites de emisión establecidos en planes de descontaminación o prevención”*. Esto implica que se evalúa el cumplimiento de la norma para todos los contaminantes en las comunas sin planes de descontaminación y/o prevención (PPDA) y para los contaminantes no regulados por PPDA en las comunas correspondientes. Además, se exceptúan las calderas ya reguladas por la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, para locomotoras y calderas de embarcaciones, calderas de uso domiciliario destinadas a calefacción de una casa individual y para calderas sujetas a la Norma de Emisión para Incineración, Coincineración y Coprocesamiento. Estas excepciones¹ se consideraron en la evaluación del Anteproyecto de Norma.

El AGIES evalúa los beneficios y costos de los límites de concentraciones definidas en el Anteproyecto en un horizonte de 10 años² (2017-2028). Los resultados indican lo siguiente:

- Los beneficios valorizados por la reducción de las emisiones en MP_{10} y $\text{MP}_{2,5}$ (considerando el NOx y SO_2 como precursor) en las comunas donde aplica la regulación se estiman en US\$342 millones³ en valor presente.
- Los costos valorizados por la reducción de la concentración al nivel de la norma se estiman en US\$97 millones en valor presente.

La valoración de los beneficios y costos del Anteproyecto de Norma indica que la implementación de la norma es altamente rentable desde la perspectiva social. La razón beneficio-costo es de 3,53.

¹ Artículo 2º del Anteproyecto de Norma.

² El horizonte de evaluación de 10 años es el que usualmente se utiliza para evaluar los efectos de la normativa ambiental. En este caso establece obligaciones entre los 3 y 5 años, por lo que al evaluar a 10 años es posible observar los efectos de la normativa en un mediano plazo. Se asume que la normativa comienza a regir el año 2018.

³ Supuestos generales. Valor de la vida estadística = 16.283 UF al año 2017, proyectado según poder de paridad de compra y crecimiento de la población. Tasa de descuento = 6%. Horizonte de evaluación = 10 años. Tipo cambio dólar octubre 2016: 663,92 CLP. Valor UF al 31/10/2016: 26.261 CLP.

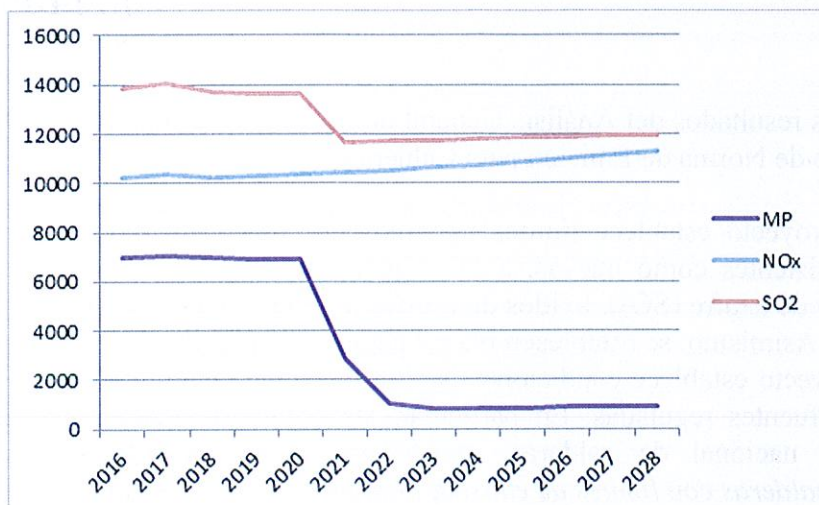


Figura A: Emisiones proyectadas (ton) con Anteproyecto de Norma.

La Figura A muestra las emisiones proyectadas (toneladas) para MP, NOx, SO₂ con Anteproyecto de Norma en el horizonte de evaluación.

Evento	Contaminante	Tipo	Casos evitados 2017-2028 (Percentil 50)	Intervalo de confianza (IC) al 90%
Mortalidad	MP2.5	Cardiopulmonar largo plazo	707	[490 - 969]
	MP10	Todas las causas largo plazo	15	[9 - 21]
Admisiones hospitalarias	MP2.5	Asma (crónica)	23	[19 - 31]
	MP2.5	Cardiovascular	348	[294 - 402]
	MP2.5	Respiratorias crónicas	101	[-16 - 183]
	MP2.5	Neumonía	413	[213 - 576]
	MP10	Bronquitis	141	[17 - 265]
Visitas Salas de Emergencia	MP10	Bronquitis crónica	437	[343 - 540]
	MP2.5	Asma	12.644	[8.045 – 20.147]
Productividad perdida	MP2.5	Días laborales	100.815	[96.553 – 108.554]
	MP2.5	Días de actividad restringida	500.289	[465.638 – 520.569]
	MP2.5	Días de actividad restringida menor	940.064	[860.324 – 988.579]

Tabla A: Casos evitados en el horizonte de evaluación (2017-2028).

Número de casos evitados debido a la implementación del Anteproyecto de Norma durante el horizonte de evaluación, atribuibles a la reducción de MP_{2,5} y MP₁₀, para el percentil 50 y sus intervalos de confianza (IC) al 10%.

Indicador	Valor
Valor presente del beneficio valorizado (MMUSD)	342
Valor presente del costo valorizado (MMUSD)	97
Razón Beneficio-Costo	3,53

Tabla B: Beneficios, costos y razón B/C.

La tabla B muestra los valores presente del beneficio y el costo valorizados en relación al cumplimiento de los límites de la Norma para Calderas, así como monitoreo y fiscalización de la Norma. Además se muestra la razón beneficio-costo.

El horizonte de evaluación corresponde a 2017-2028, donde el valor presente se calcula al 2017.

AP 201600

000495

ÍNDICE

RESUMEN.....	3
1. ANTECEDENTES.....	6
1.1. LÍMITES DE EMISIÓN Y OTROS ASPECTOS DE EVALUACIÓN	6
1.2. CARACTERIZACIÓN DEL PARQUE DE CALDERAS	8
2. METODOLOGÍA DEL AGIES	12
2.1. METODOLOGÍA GENERAL	12
2.2. CARACTERIZACIÓN DEL PARQUE NACIONAL DE CALDERAS.....	14
2.3. LÍNEA BASE Y CAMBIO DE EMISIONES.....	15
2.4. CAMBIO EN CONCENTRACIONES AMBIENTALES	16
2.5. BENEFICIOS.....	17
2.6. COSTOS.....	18
3. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN	23
3.1. LÍNEA BASE Y CAMBIO EN EMISIONES.....	23
3.2. REDUCCIÓN DE EFECTOS A LA SALUD: CASOS EVITADOS.....	27
3.3. INDICADORES ECONÓMICOS Y COSTOS DE FISCALIZACIÓN Y MONITOREO	27
4. COMENTARIOS FINALES	30
5. ANEXOS.....	31
5.1. INSUMOS PARA EMISIONES DE FUENTES	31
5.2. PROYECCIÓN DE EMISIONES: MP, MP ₁₀ , MP _{2.5} , NOX, SO ₂ , CO Y HG.	33
5.3. VALORES UNITARIOS DE BENEFICIOS EN SALUD	35
5.4. COEFICIENTES DE RIESGO UNITARIO	35
5.5. FICHA DEL AGIES	36
6. BIBLIOGRAFÍA	37

000495 VTA

1. Antecedentes

El presente documento consiste en el AGIES del Anteproyecto de la Norma de Emisión para Calderas. En esta sección se presentan los antecedentes correspondientes al Anteproyecto de Norma evaluado en el AGIES y la caracterización del parque de calderas según los aspectos que regula el Anteproyecto de Norma (número de fuentes, emisiones, rango de potencia, comuna y combustible). En la sección 2 se detalla la metodología general del AGIES y las metodologías específicas, así como supuestos realizados, para llevar a cabo la evaluación. Finalmente, en la sección 3 se presentan los resultados del AGIES, los cuales involucran la evaluación de la Norma, la estimación de la reducción de emisiones y concentraciones ambientales de contaminantes, así como los indicadores económicos que resultan de la evaluación del Anteproyecto de Norma (costos y beneficios).

1.1. Límites de emisión y otros aspectos de evaluación

El Anteproyecto de Norma de Emisión para Calderas establece límites máximos de emisión al aire ($\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$)⁴, tanto para calderas existentes como nuevas⁵, a los siguientes contaminantes: material particulado (MP), dióxido de azufre (SO_2), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y mercurio (Hg). Asimismo, se establecen plazos para el cumplimiento de estos límites⁶. Además, el Anteproyecto establece condiciones para la medición continua y discreta (monitoreo) de las emisiones de las fuentes reguladas⁷.

A continuación, en la Tabla 3 se muestran los límites de emisión para calderas existentes a evaluar en el AGIES, los que establecen límites máximos de emisión para MP y SO_2 , según rango de potencia y estado del combustible.

Tabla 3: Límites máximos de emisión para calderas existentes

Potencia (MWt)	MP ($\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$)		SO_2 ($\text{mg}/\text{m}^3\text{N}$)
	Líquido	Sólido	Sólido
$\geq 1 - < 3$	50	75	N.A.
$\geq 3 - < 20$	50	50	N.A.
≥ 20	30	50	400

Además, para las calderas existentes de potencia mayor o igual a 20 MWt que utilicen carbón y/o petcoke como combustible, se establece un límite de emisión de Hg de $0,1 \text{ mg}/\text{m}^3\text{N}$.

⁴ Título II del Anteproyecto de Norma.

⁵ Según el Anteproyecto de Norma, una caldera existente es aquella que cuenta con el número de registro de calderas obtenido a más tardar un año después de la publicación del presente decreto en el diario oficial, mientras que una caldera nueva es la que cuenta con el número de registro de calderas otorgado con posterioridad a un año después de la publicación del decreto en el diario oficial. Para efectos de la evaluación, se asume que la norma comenzaría a regir el año 2018, por lo que desde ese año en adelante las fuentes que ingresen al parque serán nuevas.

⁶ Título III del Anteproyecto de Norma.

⁷ Título IV del Anteproyecto de Norma.

En la Tabla 4 se detallan los límites de emisión de MP, SO₂ y NO_x para calderas nuevas, según rango de potencia y estado del combustible.

Tabla 4: Límites máximos de emisión para calderas nuevas

Potencia (MWt)	MP (mg/m ³ N)		SO ₂ (mg/m ³ N)			NO _x (mg/m ³ N)		
	Líquido	Sólido	Gas	Líquido	Sólido	Gas	Líquido	Sólido
≥ 1 - < 3	30	50	100	400	400	100	200	300
≥ 3 - < 20	30	50	100	400	400	30	200	300
≥ 20	20	30	50	400	400	30	200	300

Además, para calderas nuevas se establecen límites de emisión para rangos de potencia menores a 1 MWt, tanto para MP como para CO, especificados en la Tabla 5.

Tabla 5: Límites máximos de emisión para calderas nuevas de potencia menor a 1 MWt.

Potencia (kWt)	MP (mg/m ³ N)		CO (mg/m ³ N)		
	Líquido	Sólido	Gas	Líquido	Sólido
≥ 75 - < 300	N.A.	50	N.A.	N.A.	N.A.
≥ 300 - < 1000	50	50	80	80	125

Asimismo, se establece un límite de emisión de Hg de 0,1 mg/m³N para calderas nuevas de potencia mayor o igual a 20 MWt, que utilicen carbón o *petcoke* como combustible.

Es importante destacar que, en su artículo 2º, el Anteproyecto de Norma establece excepciones para su aplicación, particularmente para “*aquellos contaminantes de calderas que no estén regulados en Planes de Prevención y Descontaminación*”. Esto implica que se deberá evaluar el cumplimiento de la norma para todos los contaminantes en las comunas sin planes de descontaminación y/o prevención (PPDA) y para los contaminantes no regulados por PPDA en las comunas correspondientes. Además, el Anteproyecto establece excepciones para calderas ya reguladas por la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, para locomotoras y calderas de embarcaciones, calderas de uso domiciliario destinadas a calefacción de una casa individual y para calderas sujetas a la Norma de Emisión para Incineración, Coincineración y Coprocesamiento. Estas excepciones se consideraron en la evaluación del Anteproyecto de Norma.

Respecto de los plazos de cumplimiento, el Anteproyecto de Norma establece que las calderas nuevas deberán cumplir con los límites máximos de emisión desde el inicio de su operación, mientras que las calderas existentes deberán cumplir según el plazo establecido en la Tabla 6, contado desde la entrada en vigencia del decreto que aprueba la Norma⁸.

Tabla 6: Plazos para el cumplimiento de límites de emisión para calderas existentes.

Potencia (MWt) Caldera Existente	Plazo (años)
≥ 1 - < 3	5
≥ 3 - < 20	4
≥ 20	3

Además, el Anteproyecto de Norma exige, en su artículo 10°, la medición continua de emisiones para calderas nuevas de potencia térmica nominal mayor o igual a 20 MWt. También se exige, en los artículos 11° al 13°, la medición discreta de las emisiones para calderas nuevas y existentes.

Otros aspectos que se incluyen en la evaluación del Anteproyecto de Norma corresponden a la fiscalización en las comunas que no cuentan con PPDAs. Esto debido a que las calderas de comunas que ya cuentan con planes de descontaminación y/o prevención ya estarían siendo consideradas en la fiscalización del propio plan.

En resumen, para efectos del AGIES los límites de emisión para calderas involucran costos de abatimiento a incurrir por los regulados. El abatimiento de contaminantes involucra beneficios en salud para la población. Además, las exigencias de monitoreo implican costos para los regulados y, finalmente, la implementación del Anteproyecto de Norma implicaría costos de fiscalización para el Estado. Estos aspectos se evalúan en el presente documento, mediante un análisis costo beneficio.

1.2. Caracterización del parque de calderas

El parque nacional estimado de calderas asciende a 10.047 fuentes⁹, sumando una potencia térmica total de 18.747 MWt. La Tabla 7 muestra el parque diferenciado por comunas que cuentan con regulación debido a Planes de Prevención y/o Descontaminación (PPDA)¹⁰. Del total del número de calderas un 87% está regulado por PPDAs; sin embargo, esto corresponde a aproximadamente un 50% de la potencia térmica del parque (Tabla 7).

⁸ Para efectos de la evaluación se supone que esto ocurrirá el año 2018.

⁹ Esto corresponde a la estimación según información disponible (GreenLabUC, 2016). El año base del número y caracterización de las fuentes dependen de la región. Para la Región Metropolitana el año base es el 2014 (ATS Energía, 2015), mientras que para el resto de las regiones es el 2012 (SISTAM Ingeniería, 2013).

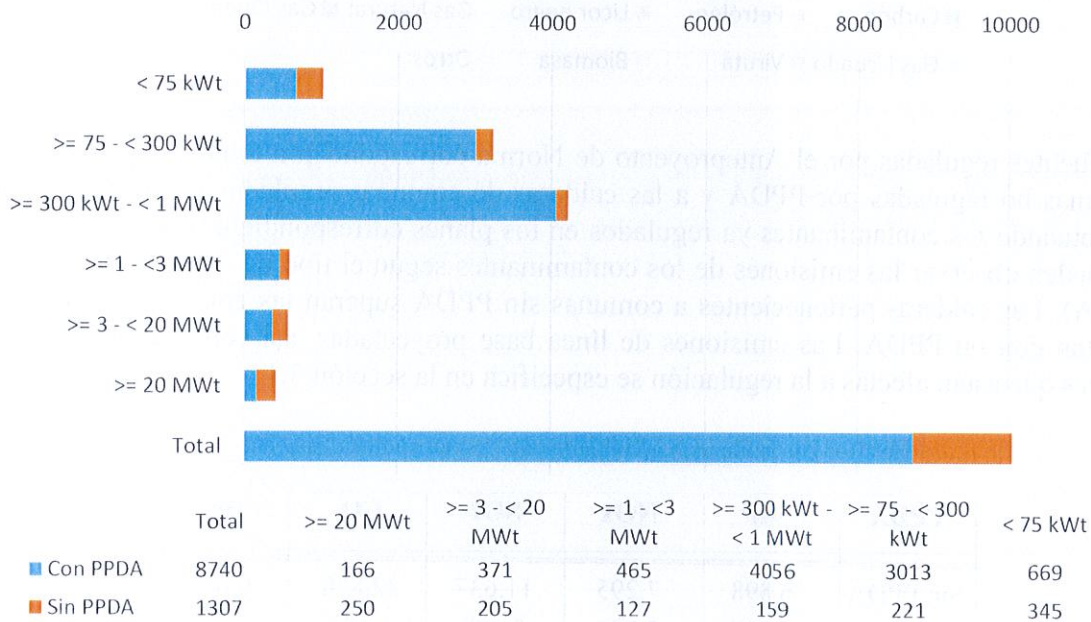
¹⁰ Se consideran los siguientes planes: Chillán-Chillán Viejo, Coyhaique, Curicó, Gran Concepción, Los Ángeles, Osorno, Concón-Quintero-Puchuncaví, Región Metropolitana, Talca-Maule, Temuco-Padre Las Casas, Valdivia y Valle Central de la VI Región.

Tabla 7: Número de calderas, según comunas que cuentan con PPDA y potencia térmica total.

Comuna	Nº Fuentes	Potencia (MWt)
Sin PPDA	1.307	9.343
Con PPDA	8.740	9.404
Total	10.047	18.747

Un 74% del total de calderas se encuentra en el rango de potencia entre 75 kWt y 1 MWt. En la Figura 2 se muestra el número de calderas por rango de potencia, diferenciando las que se encuentran en comunas que cuentan con PPDA. El número de calderas no reguladas por PPDA tiene una distribución más bien uniforme en los rangos de potencia, pero la mayor cantidad de calderas corresponde a menores de 75 kWt.

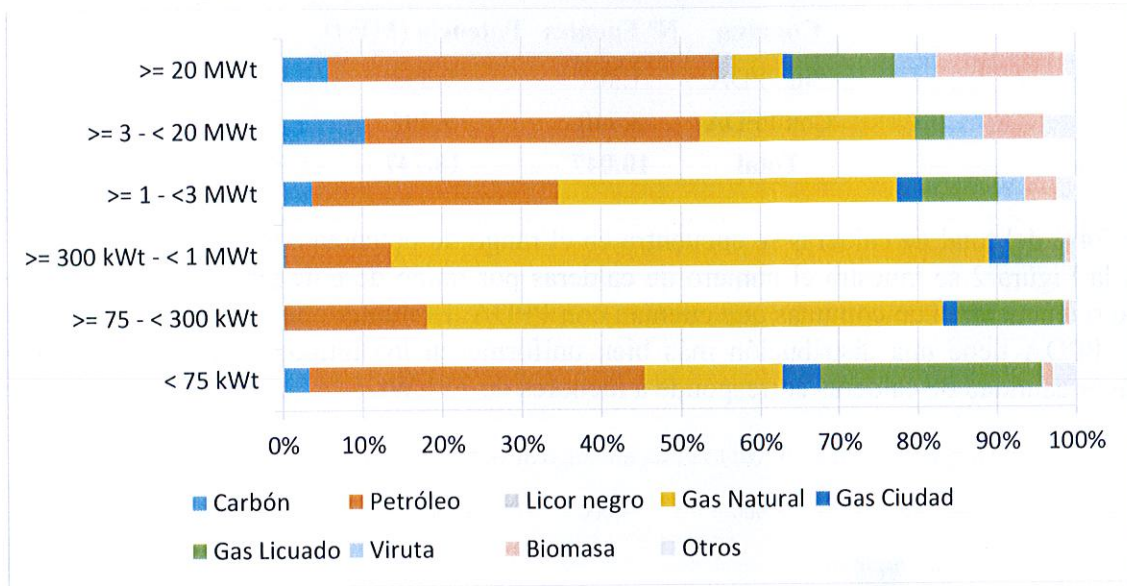
Figura 2: Número de calderas según rango de potencia y condición de PPDA.



Respecto del combustible, en general los combustibles más comunes del parque corresponden a gas natural (59%), petróleo¹¹ (22%) y gas licuado (11%). Según rango de potencia, el más predominante en las calderas del rango entre 75 kWt y 1 MWt corresponde al gas natural y al petróleo, como se observa en la Figura 3.

¹¹ Petróleo N° 5, petróleo N°6, petróleo diésel y petróleo búnker.

Figura 3: Distribución de calderas por rango de potencia y combustible.



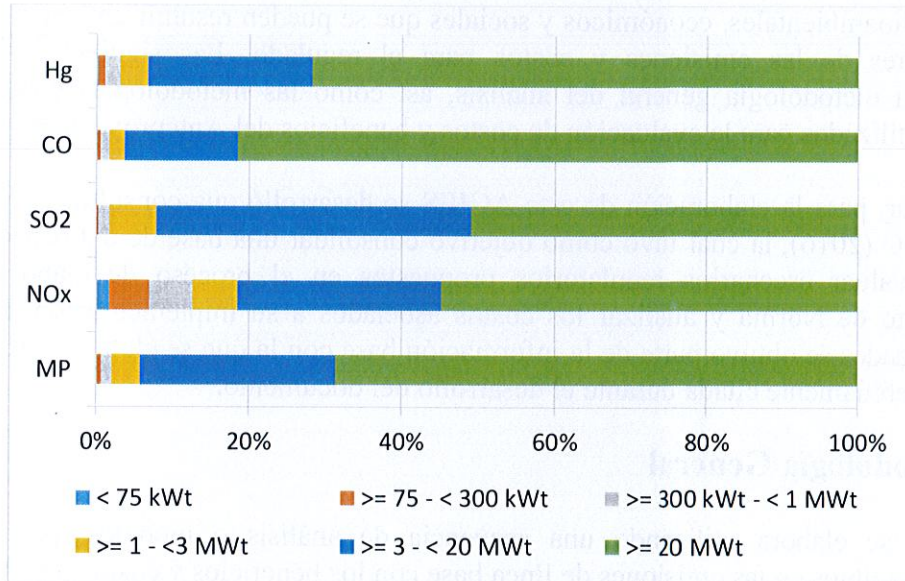
Las fuentes reguladas por el Anteproyecto de Norma corresponden a todas las calderas de comunas no reguladas por PPDA y a las calderas de comunas reguladas por PPDA, pero exceptuando los contaminantes ya regulados en los planes correspondientes. En la Tabla 8 se pueden observar las emisiones de los contaminantes según el tipo de comuna (con y sin PPDA). Las calderas pertenecientes a comunas sin PPDA superan las emisiones a las que cuentan con un PPDA. Las emisiones de línea base proyectadas, así como el número de fuentes que están afectas a la regulación se especifica en la sección 3.1.

Tabla 8: Emisiones (ton) de calderas por contaminante, según comunas que cuentan con PPDA

PPDA	MP	NOx	SO2	CO	Hg
Sin PPDA	6.898	7.295	11.637	22.820	0,08
Con PPDA	4.627	5.984	8.408	7.481	0,03
Total	11.525	13.279	20.045	30.301	0,11

La distribución de las emisiones totales según el rango de potencia de las fuentes se muestra en la Figura 4. Se observa que las calderas de mayor potencia son las mayores responsables de las emisiones de los contaminantes. En ese sentido, aproximadamente un 10% del parque nacional corresponde a calderas de potencia mayor a 3 MWt, sin embargo este rango de potencia representa un 94% de las emisiones de MP, por ejemplo¹².

Figura 4: Distribución de las emisiones según rango de potencia.



¹² Esto ocurre para todos los contaminantes considerados en esta evaluación, donde la contribución de las calderas mayores a 3 MWt a las emisiones totales es de un 82%, 92%, 96% y 93% para el NOx, SO₂, CO y Hg, respectivamente.

000498 VTA

2. Metodología del AGIES

La metodología empleada en la elaboración del AGIES es el Análisis Costo-Beneficio, el cual es ampliamente utilizado y recomendado en la literatura para la evaluación de proyectos sociales (Hanley and Spash 1993; Layard and Glaister 1994; Boardman, Greenberg et al. 2006). La reducción de emisiones asociada a normas de emisión tiene efectos medioambientales, económicos y sociales que se pueden resumir en beneficios para los receptores de las emisiones y costos para el regulado. Las siguientes secciones describen la metodología general del análisis, así como las metodologías específicas y supuestos utilizados para la evaluación de costos y beneficios del Anteproyecto de Norma.

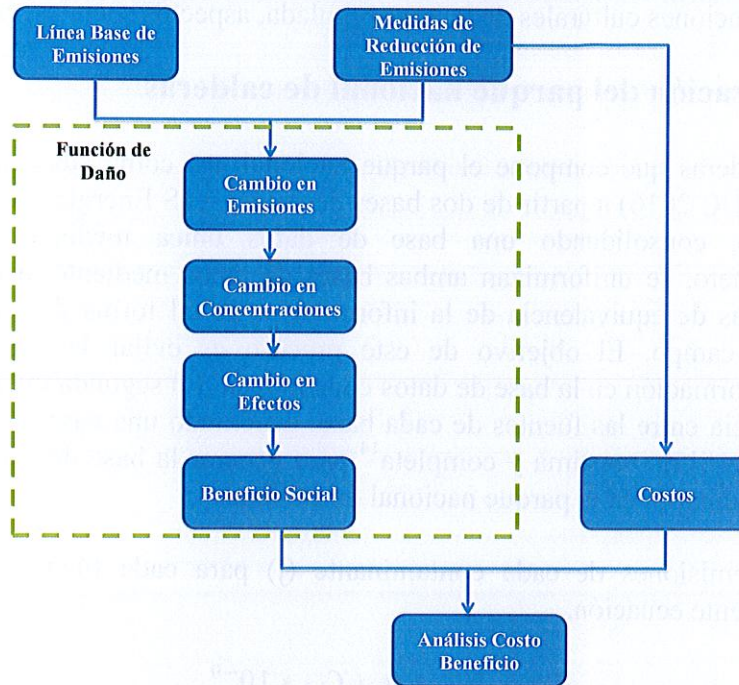
En particular, para la elaboración de este AGIES se desarrolló una consultoría a cargo de GreenLabUC (2016), la cual tuvo como objetivo consolidar una base de datos nacional de calderas, evaluar escenarios regulatorios propuestos en el proceso de elaboración de Anteproyecto de Norma y analizar los costos asociados a su implementación. Mediante estas actividades se obtuvo parte de la información base con la que se elaboró este análisis, la cual es debidamente citada durante el desarrollo del documento.

2.1. Metodología General

El AGIES se elabora utilizando una secuencia de análisis o modelos que permiten relacionar cambios en las emisiones de línea base con los beneficios y costos percibidos por los diferentes agentes impactados por la regulación. Por ello, el modelo integra una sección de emisiones, un modelo de emisión-calidad, modelo de riesgo ambiental basado en estudios epidemiológicos y, finalmente, un modelo de valorización de los beneficios. Paralelamente se integra la información de los costos de las medidas que pueden ser relacionados con los beneficios para completar el análisis costo-beneficio (ver Figura 5).

000499

Figura 5. Diagrama metodología utilizada para la evaluación del AGIES. Análisis costo-beneficio.



Fuente: Evaluación propia basado en (EPA 2000; MMA 2013)

Por una parte, los beneficios valorizados de la norma corresponden a efectos en la salud de la población expuesta a los contaminantes debido a la disminución de concentración ambiental de MP_{10} y $MP_{2,5}$ producto de la reducción de emisiones de las fuentes reguladas. Específicamente, se valoran los eventos evitados de mortalidad prematura, morbilidad, días de actividad restringida y productividad perdida.

Por otro lado, en el AGIES se incorporan costos relacionados a inversión asociados a la implementación de las medidas de abatimiento por las fuentes emisoras (equipos de control), así como costos de monitoreo y de fiscalización, este último asumido por el Estado.

Dentro de las limitaciones del análisis están los beneficios por reducción de MP que no son valorizados tales como la mejora en visibilidad, en materiales, efectos sobre ecosistemas, disminución de gases de efecto invernadero, beneficios para la agricultura y suelos, imagen país, externalidades positivas asociadas a la educación ambiental, efectos en la salud en otras comunas del país y beneficios derivados de la reducción de *Black Carbon*. Esto se debe a la carencia de metodologías validadas a nivel internacional o falta de información base.

Finalmente, es importante recalcar que los resultados del AGIES intentan orientar a los tomadores de decisiones mediante indicadores elaborados con la metodología planteada. Sin embargo, estos indicadores no deben ser considerados como el único criterio para la aprobación de una política pública (Fisher 1991; Arrow, Cropper et al. 1996). Esta debe

tener una visión integral que incorpore otras variables tales como el riesgo de la población expuesta, consideraciones culturales de la zona regulada, aspectos sociales, entre otras¹³.

2.2. Caracterización del parque nacional de calderas

El número de calderas que compone el parque nacional, así como sus características, se estimó (GreenLabUC 2016) a partir de dos bases de datos: ATS Energía (2015) y SISTAM Ingeniería (2013), consolidando una base de datos única mediante tres procesos secuenciales. Primero, se uniformizan ambas bases de datos mediante la comparación y desarrollo de tablas de equivalencia de la información, de tal forma de obtener un valor único para cada campo. El objetivo de este proceso es evitar las incongruencias o duplicación de información en la base de datos consolidada. En segunda instancia se realiza una correspondencia entre las fuentes de cada base, generando una base de datos única, la que, finalmente, se filtra, reestima y completa¹⁴ para generar la base de datos consolidada de las fuentes que componen el parque nacional de calderas.

En general, las emisiones de cada contaminante (j) para cada fuente (i) se calculan utilizando la siguiente ecuación.

$$E_{i,j} = NA_i * Q_i * C_{i,j} * 10^{-9}$$

Donde,

$E_{i,j}$: Emisión de la fuente “i” para cada contaminante “j” (ton/año)

NA_i : Nivel de actividad de la fuente “i” (hrs/año)

Q_i : Caudal de salida de la fuente “i” (m³/hr)

$C_{i,j}$: Concentración del contaminante “j” de la fuente “i” (mg/m³)

10^{-9} : Conversión de unidades (mg/ton)

Considerando la información base disponible para estimar las emisiones de cada fuente se realizan varios supuestos según sea el caso (filtrado, reestimación y completitud). Si no se cuenta con la potencia térmica (MWh), ésta se estima a partir de la tasa de consumo de energía (MWh/año/h)¹⁵. Luego, se realiza un análisis de relación entre potencia y caudal, considerando los datos existentes de esta última variable. En caso de que no exista el dato o que la relación entre caudal y potencia sea incongruente¹⁶, el caudal se estima utilizando la potencia térmica asignada y el volumen de los componentes de combustión por unidad de contenido calorífico (dsm³/MWh). Respecto de la concentración, en caso de *outliers*¹⁷ o si no se cuenta con el dato, se asigna la concentración por contaminante utilizando la mediana

¹³ D.S.38 y 39/2012 del MMA incorporan, entre otras cosas, la generación de comités, la Participación Ciudadana y el Consejo de Ministros por la Sustentabilidad, los cuales también intentan incorporar los aspectos mencionados.

¹⁴ Esto se realizó para las emisiones (MP, NOx y SO₂, CO y Hg), potencia térmica, caudal y nivel de actividad, según la variable de cada fuente que no tenga datos o presente incongruencias.

¹⁵ Consumo (MWh/año) y nivel de actividad (horas).

¹⁶ Indicador caudal/potencia (Q/P) es mayor a 3 veces la mediana de Q/P.

¹⁷ Para concentraciones que superan en más de 150% la mediana de la concentración, para el mismo contaminante y el mismo combustible.

de los valores según combustible. La mediana se estimó a partir de los datos de SISTAM Ingeniería (2013). Para más detalle, ver anexo 5.1.

Como resultado de esta etapa, se obtiene una base de datos de las calderas a nivel nacional para el 2014 en el caso de las fuentes de la Región Metropolitana y para el período 2008 a 2012 en el caso de las fuentes del resto del país. Por lo tanto, el año para el cual se cuenta con información base para la RM corresponde al 2014, mientras que para el resto del país corresponde al 2012.

2.3. Línea Base y Cambio de Emisiones

Las emisiones de línea base del parque nacional de calderas afectas al Anteproyecto de Norma se proyectan sumando emisiones de las calderas nuevas que entran al parque, para lo cual se utilizan tasas de crecimiento históricas¹⁸. Así, se estiman tasas de crecimiento regionales en base al número de calderas que han entrado al parque cada año.

La distribución de las calderas que entrarían al parque, según potencia y combustible, se estima mediante la distribución histórica entre el 2010 y el último año para el cual exista información en cada región. Respecto de la operación, se supone que el nivel de actividad de las calderas entrantes corresponde al promedio anual de las horas de actividad de las fuentes en el parque existente, equivalente a 2.947 horas. Las concentraciones se asumen por defecto como la mediana de la concentración para cada uno de los combustibles (anexo 5.1). Finalmente, el caudal se calcula a partir de la potencia térmica a la cual fue asignada, suponiendo que es equivalente al promedio de los límites del rango.

Todas las consideraciones anteriores se utilizan para obtener la proyección de emisiones de MP, NO_x, SO₂, CO y Hg para el período 2017-2028. Las fracciones del material particulado se asumen iguales a 1 para combustibles líquidos y gaseosos, mientras que para combustibles sólidos son 0,9 y 0,6 para MP₁₀ y MP_{2,5}, respectivamente. Es importante destacar el supuesto de que el parque del año base no varía sus condiciones de operación excepto para el caso de la concentración, donde puede tener variación de acuerdo a la implementación de los Planes de Descontaminación y/o Prevención Atmosférica.

Los límites de emisión propuestos por el Anteproyecto de Norma (sección 1.1) se evalúan respecto de las concentraciones de los contaminantes regulados (MP, NO_x, SO₂, CO y Hg) para cada fuente, tanto nueva como existente. Así, se identifica el número de fuentes que debe aplicar medidas de abatimiento y se calcula la reducción de concentración requerida por la norma para cada una y, por lo tanto, la eficiencia de abatimiento requerida (ϵ_{abat}). Para estimar la reducción de emisiones de cada fuente se consideran posibles equipos de control por contaminante, los cuales tienen asociadas diferentes eficiencias de reducción (Anexo 5.1). En particular, se consideran solamente equipos de control para MP, NO_x y SO₂, debido a que ninguna fuente supera los límites propuestos de emisión de Hg y a que,

¹⁸ Se consideran los datos desde el 2010, debido a que la crisis del gas argentino tuvo consecuencias importantes en la instalación de calderas, tanto en su número como en su composición y se supone que la crisis aún tiene efectos en la segunda mitad de la década anterior (año 2005 en adelante).

en el caso del CO, se asume que se pueden realizar ajustes en la combustión, por lo que no sería necesario invertir en un equipo de control adicional¹⁹.

Considerando entonces las fuentes que requerirían abatimiento por la implementación del Anteproyecto de Norma propuesto, se consideran las tecnologías que tienen una eficiencia de reducción igual o mayor a la reducción requerida (ϵ_{abat}). Luego, los costos (sección 2.6), se estiman en base a las tecnologías de abatimiento posibles para cada fuente y se escoge la tecnología, para el equipo de control que tenga el menor costo. Luego, se estima la emisión final de la fuente.

Los resultados de esta etapa corresponden a la proyección de emisiones, de línea base y considerando la implementación del Anteproyecto de Norma (escenario regulatorio evaluado), de las fuentes reguladas (comunas sin PPDA²⁰), para el período 2017 a 2028.

2.4. Cambio en Concentraciones Ambientales

El cambio en las concentraciones ambientales de MP₁₀ y MP_{2,5} se relaciona con la reducción del número de efectos en la salud de la población expuesta; por lo tanto para estimar los beneficios (sección 2.5) se debe cuantificar la reducción de dichos contaminantes debido a la implementación del Anteproyecto de Norma.

La relación entre la reducción de emisiones MP, NO_x y SO₂ y la reducción en concentraciones ambientales de MP_{2,5} se establece mediante un Factor de Emisión Concentración (FEC). El NO_x y SO₂ contribuyen a la concentración de MP_{2,5} como precursores, por lo que utilizando un FEC para cada uno de estos contaminantes la concentración ambiental de MP_{2,5} se estima según la siguiente ecuación:

$$\Delta C_{MP_{2,5}} = FEC_{MP_{2,5}} \cdot \Delta E_{MP_{2,5}} + FEC_{NO_x} \cdot \Delta E_{NO_x} + FEC_{SO_2} \cdot \Delta E_{SO_2}$$

Donde,

- $\Delta C_{MP_{2,5}}$: Cambio en concentración ambiental de MP_{2,5} (ug_{MP_{2,5}}/m³)
- FEC_j : Factor Emisión Concentración para el contaminante “j” (ug_{MP_{2,5}}/m³/ton_j)
- ΔE_j : Cambio de emisión del contaminante “j” (ton_j)

El FEC utilizado corresponde al factor estimado para ciudades de Chile por Cifuentes (2010), el cual se extrapola por provincia a nivel nacional. Debido a que la escala geográfica del FEC es provincial, las emisiones, inicialmente estimadas por fuente y agregadas por comuna, se agregan a nivel provincial también. Por lo tanto, la reducción de

¹⁹ El US Department of Health, en su documento sobre las técnicas de control para emisiones de CO de fuentes estacionarias, destaca que las medidas de mayor eficiencia corresponden a las buenas prácticas, por ejemplo las mejoras en el suministro de aire, los tiempos de residencia y la mezcla del combustible.

²⁰ Se excluyen las comunas de los siguientes planes: Chillán-Chillán Viejo, Coyhaique, Curicó, Gran Concepción, Los Ángeles, Osorno, Concón-Quintero-Puchuncaví, Región Metropolitana, Talca-Maule, Temuco-Padre Las Casas, Valdivia y Valle Central de la VI Región.

concentraciones de MP_{2,5}, y por ende la cuantificación de beneficios, se realiza a nivel provincial.

Respecto a la reducción en concentración para MP₁₀, considerando que sólo se cuenta con un FEC para la fracción fina del MP, se asume proporcional a la reducción en concentración de MP_{2,5}. Para esto, se considera una fracción MP_{2,5}/MP₁₀ de 0,7 obtenida de las emisiones totales al 2017.

Como resultado de esta etapa se obtiene la reducción de concentraciones de MP₁₀ y MP_{2,5} por la implementación del Anteproyecto de Norma.

2.5. Beneficios

Los efectos en salud por la reducción de emisiones de las fuentes reguladas se asocian principalmente a la fracción fina del material particulado (MP_{2,5}), la cual contiene partículas tan pequeñas que son capaces de ingresar a las vías respiratorias y depositarse en los alveolos pulmonares e incluso llegar al torrente sanguíneo. Esto provoca graves efectos sobre la salud de las personas, exacerbando enfermedades de tipo respiratorio y dolencias cardiovasculares, siendo los niños, ancianos y personas con enfermedades respiratorias y cardiacas los grupos más vulnerables a la contaminación. Sin embargo, en este análisis también existen efectos por MP₁₀ que fueron cuantificados, como enfermedades respiratorias y mortalidad.

El cambio en concentraciones ambientales de MP₁₀ y MP_{2,5} se relaciona con el cambio en el número de efectos²¹ a través de la utilización de funciones dosis respuesta:

$$\Delta\text{Efecto}_{j,k} = \sum_{i=1}^n (e^{(\beta_{j,k}\Delta C_{j,l})} - 1) \cdot P_{l,k,j} \cdot y_{0,k}$$

Donde,

- $\Delta\text{Efecto}_{j,k}$: Cambio en efecto en salud “k” debido al delta de emisión del contaminante “j”
- $\beta_{j,k}$: Coeficiente de riesgo unitario del efecto en salud “k” y contaminante “j” (ug/m³)⁻¹
- $\Delta C_{j,l}$: Cambio en concentración de contaminante “j” en ubicación “l” (ug_j/m³)
- $P_{l,k,j}$: Población i expuesta al contaminante “j” que puede sufrir efecto en salud “k” (habitantes)
- $y_{0,k}$: Tasa de incidencia base del efecto en salud “k” (casos/habitantes-año)

Al linealizar²² la expresión anterior de obtiene:

²¹ Debido a la reducción de emisiones de MP, SO₂ y NO_x de las fuentes reguladas, se espera una reducción en las concentraciones ambientales de MP y por ende en se reduce el número de efectos a la salud humana.

²² Expansión de Taylor de primer orden de la función exponencial. La aproximación es razonable dado que el coeficiente de riesgo β es pequeño.

$$\Delta\text{Efecto}_{j,k} \approx \sum_{i=1}^n \beta_{j,k} \cdot \Delta C_{j,l} \cdot P_{l,k,j} \cdot Y_{0,k}$$

Esto implica que para la cuantificación de efectos, y evaluación de beneficios en general, se asume una relación lineal entre los niveles de concentración y daños en la salud.

Finalmente, el beneficio valorizado se obtiene multiplicando el número de casos (efectos) reducidos por la implementación del Anteproyecto de Norma por la valoración unitaria de los efectos cuantificados, tal como se señala la siguiente ecuación:

$$\text{Beneficio}_j = \sum_j \Delta\text{Efecto}_{j,k} \cdot VU_k$$

Donde,

Beneficio_j : Beneficio de la reducción de la concentración ambiental del contaminante “j”, en este caso MP₁₀ y MP_{2,5}.

VU_j : Valoración unitaria de cada efecto cuantificado “k” (UF/caso)

El detalle de la metodología utilizada se encuentra en “Guía Metodológica para la elaboración de un Análisis General de Impacto Económico y Social (AGIES) para Instrumentos de Gestión de Calidad del Aire” (MMA 2011). Por otra parte, los valores unitarios y los coeficientes de riesgo utilizados se muestran en los anexos 5.3 y 5.4, respectivamente.

Los resultados de esta etapa corresponden a los casos evitados, según tipo de evento²³ y por contaminante, en el período 2017-2028, considerando los intervalos de confianza.

2.6. Costos

La evaluación de costos involucra los costos de implementar medidas de abatimiento para MP, NO_x y SO₂, costos de monitoreo y costos de fiscalización. Tanto los costos de abatimiento como de monitoreo son incurridos por el regulado, mientras que los costos de fiscalización corresponden al Estado.

2.6.1. Medidas de Abatimiento

Los costos de implementar medidas de abatimiento se asocian a la instalación de un equipo de control de emisiones. Estos equipos de control tienen como objetivo reducir las concentraciones de cierto contaminante emitidas a la atmósfera. En general, cada equipo se enfoca en el abatimiento de un contaminante, sin perjuicio de que tenga también efectos sobre otro contaminante (reducción o aumento). Los equipos de control considerados para la evaluación de costos se detallan en la Tabla 9.

²³ Mortalidad y morbilidad (admisiones hospitalarias, visitas a la sala de emergencia y productividad perdida).

Tabla 9: Equipos de control según contaminante

Contaminante	Equipo de Control
MP	Precipitador electrostático
	Filtro de mangas
NOx	Quemador de baja emisión de NOx (LNB ⁱ)
	Reducción selectiva no catalítica (SNCR ⁱⁱ)
	Reducción selectiva catalítica (SCR ⁱⁱⁱ)
	LNB+SCR
	LNB+SNCR
SO ₂	Depurador húmedo (<i>wet scrubber</i>)
	FGD ^{iv} Seco
	FGD ^{iv} Húmedo
	Combustible bajo en azufre (S)

ⁱ Low-NOx Burner

ⁱⁱ Selective Non-Catalytic Reduction ⁱⁱⁱ Selective Catalytic Reduction

^{iv} Flue-Gas Desulfurization

Los costos para los equipos de control se obtuvieron de CoST de la US EPA (2016), donde se aplicaron diferentes métodos para la estimación del costo de abatimiento. En la Tabla 10 se detallan las fuentes de información específicas utilizadas para la estimación de costos, así como las principales variables involucradas en el cálculo.

Tabla 10: Equipos de control según contaminante y la referencia utilizada de CoST.

Contaminante	Equipo de Control	Referencia CoST	Principal Variable
MP	Precipitador	Tabla B-11	Toneladas reducidas
	Filtro	Tabla B-11	Toneladas reducidas
NOx	LNB	Tabla B-24	Toneladas reducidas
	SNCR	Tabla B-24	Toneladas reducidas
	SCR	Tabla B-24	Toneladas reducidas
	LNB+SCR	Tabla B-24	Toneladas reducidas
	LNB+SNCR	Tabla B-24	Toneladas reducidas
SO ₂	Wet Scrubber	Ecuación tipo 16	Q, C, NA.
	FGD Seco	Ecuación tipo 11	Toneladas reducidas
	FGD Húmedo	Ecuación tipo 11	Toneladas reducidas
	Combustible bajo en S	Ecuación tipo 11	Toneladas reducidas

Como se mencionó en la sección 2.3, el equipo de control es elegido en base al mínimo costo que logre la reducción requerida por la Norma. Los costos incluyen costo de capital, costos fijos de operación y mantenimiento y costos de operación asociados a la actividad de la fuente.

En particular, cuando se utilizan las toneladas de contaminante reducidas, la estimación de costo se realiza según la siguiente ecuación.

$$C_{A_{i,j}} = E_{LB_{i,j}} \cdot \varepsilon_{abat_{i,k,j}} \cdot C_{i,k,j}$$

Donde,

- $C_{A_{i,j}}$: Costo de abatimiento del contaminante “j” para la fuente “i” (USD)
- $E_{LB_{i,j}}$: Emisión de línea base de la fuente “i” para el contaminante “j” (ton_j)
- $\varepsilon_{abat_{i,k,j}}$: Eficiencia de abatimiento de la tecnología de abatimiento “k”, asignada a la fuente “i” para el contaminante “j” (%).
- $C_{i,k,j}$: Costo unitario de la tecnología de abatimiento “k”, del contaminante “j” para la fuente “i” (USD/ton_j)

En el caso de los costos para el *wet scrubber* (SO₂), se estima el costo unitario (C) según las características específicas de operación de las fuentes a las cuales se asigna esa tecnología de abatimiento, esto es, el caudal, la concentración y el nivel de actividad (ecuación tipo 16 del CoST).

2.6.2. Monitoreo

Los costos de monitoreo se desagregan según monitoreo, sea éste del tipo continuo o discreto. El Anteproyecto de Norma establece exigencias de medición continua de emisiones solamente para calderas nuevas de potencia mayor o igual a 20 MWt. Los costos unitarios para el monitoreo continuo se obtienen del manual de costos de control de contaminación de EPA (2002), detallados en la Tabla 11. El costo total de implementar y operar el monitoreo continuo para los contaminantes indicados en la Tabla 11 se obtiene considerando el número de fuentes nuevas mayores a 20 MWt, previamente estimado en la sección 2.3.

Tabla 11: Costos (USD-2016) para monitoreo continuo (CEMS)

Contaminante	Costo Capital (USD)	Costo O&M (USD/año)	Costo Anualizado (USD/año)
NOx/SO ₂ /O ₂	93.159	38.491	51.148
MP	115.663	45.803	61.518
Total	208.822	82.294	112.666

Fuente: GreenLabUC (2016) en base a volumen 2 capítulo 4 de EPA (2002)

Por otra parte, el monitoreo discreto es exigido para las calderas, según rango de potencia y tipo de combustible, donde varían los contaminantes y la frecuencia de la medición (ver sección 1.1). En la Tabla 12 a continuación se detallan los costos de monitoreo discreto, según tipo de ensayo.

Tabla 12: Costos por ensayo (USD-2016) para monitoreo discreto.

Ensayo	Costo Medición (USD)
CH3A	315
CH-7E	1.458
CH-10	315
CH-6C	788
CH-5	788
CH-29	1.971
Total	5.637

Fuente: GreenLabUC (2016) en base a cotizaciones de mercado.

Nuevamente, a partir del número de calderas que requieren medición discreta, y considerando la frecuencia, se estiman los costos de monitoreo discreto. La siguiente ecuación describe la forma en que se calculan los costos totales de monitoreo.

$$C_M = c_{m_cont} \cdot F_{m_cont} + c_{m_dis} \cdot F_{m_dis}$$

Donde,

- C_M : Costo total de monitoreo (USD)
- c_{m_cont} : Costo unitario de medición continua (USD/fuente)
- F_{m_cont} : Número de fuentes que requieren monitoreo continuo
- c_{m_dis} : Costo unitario de medición discreta (USD/fuente)
- F_{m_dis} : Número de fuentes que requieren monitoreo discreto

2.6.3. Fiscalización

Finalmente, respecto de los costos de fiscalización, se considera solamente el sobre costo que implicaría fiscalizar a las fuentes en las comunas que no tienen un PPDA asociado. Para estimar un costo por actividad de fiscalización se considera el costo promedio por actividad de fiscalización del año 2016²⁴, equivalente a 205 USD. Sin embargo, para regiones que no cuenten con oficinas regionales de la SMA el costo por actividad será de 150% el costo promedio, suponiendo que los costos aumentarán por el transporte de fiscalizadores y equipos. Luego, se estima el número de fuentes que serán fiscalizables²⁵, considerando los plazos establecidos en el Anteproyecto de Norma, tanto para calderas nuevas (2019) como para calderas existentes (2022)²⁶. Además, se asume que las actividades de fiscalización por la Norma corresponderían a un 20% de las fuentes fiscalizables. Así, los costos de fiscalización por la implementación de la Norma se estiman según la siguiente ecuación.

$$C_F = c_f \cdot F_f \cdot 0,2 = c_f \cdot (A_{f_SMA} + 1,5 \cdot A_f)$$

Donde,

- C_F : Costo total de fiscalización (USD)
- c_f : Costo unitario de actividad de fiscalización (USD/actividad)
- F_f : Fuentes totales a fiscalizar
- A_{f_SMA} : Actividades de fiscalización en regiones con oficinas regionales de la SMA
- A_f : Actividades de fiscalización en regiones sin oficinas regionales de la SMA

²⁴ Programa de fiscalizaciones 2016 de la Superintendencia del Medio Ambiente (GreenLabUC, 2016).

²⁵ Número de fuentes que están en comunas sin PPDA.

²⁶ Suponiendo que la norma se implementa desde el año 2018.

000504

3. Resultados de la Evaluación

3.1. Línea Base y Cambio en Emisiones

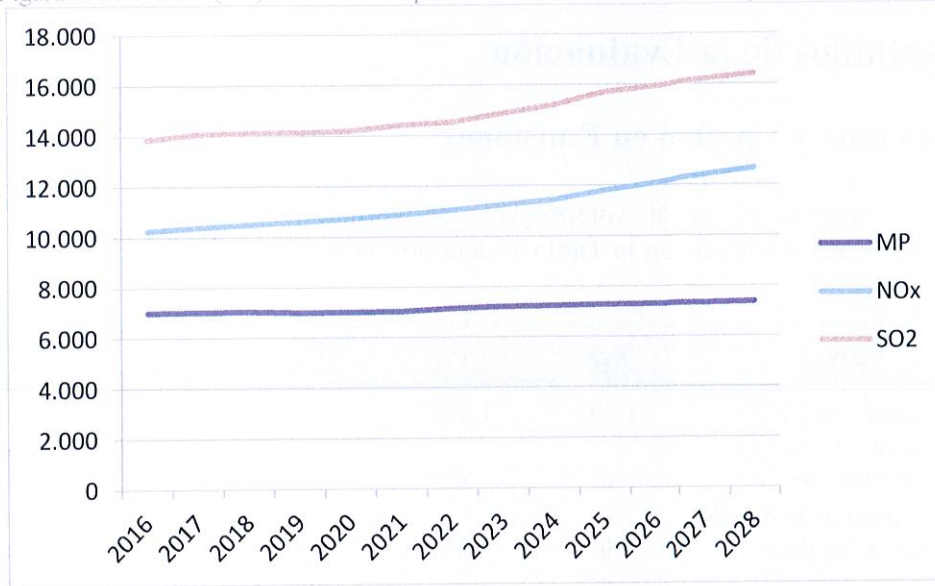
El número de calderas afectas al Anteproyecto de Norma, según contaminante y comunas con PPDA asociado, se detalla en la Tabla 13 a continuación.

Tabla 13: Número de calderas afectas a la Norma, según contaminante y PPDA asociado.

PPDA	MP	NOx	SO ₂	CO	Hg
Comunas sin PPDA	1.307	1.307	1.307	1.307	1.307
Concón, Quintero y Puchuncaví	0	0	0	30	30
Valle Central de la Región de O'Higgins	0	145	145	145	145
Talca-Maule	0	101	0	101	101
Valle Central de la Provincia de Curicó	0	45	0	45	45
Chillán-Chillán Viejo	0	52	0	52	52
Los Ángeles	0	53	0	53	53
Concepción Metropolitano	0	0	0	333	333
Temuco-Padre Las Casas	0	240	0	240	240
Osorno	0	44	0	44	44
Coyhaique	0	118	118	118	118
Valdivia	0	206	0	206	206
Región Metropolitana de Santiago	0	0	0	0	7.373
Total	1.307	2.311	1.570	2.674	10.047

Las emisiones proyectadas de línea base de MP, NOx y SO₂ para las calderas afectas al Anteproyecto de Norma se muestran en la Figura 6.

Figura 6: Emisiones (ton) de línea base para las calderas afectas al Anteproyecto de Norma.



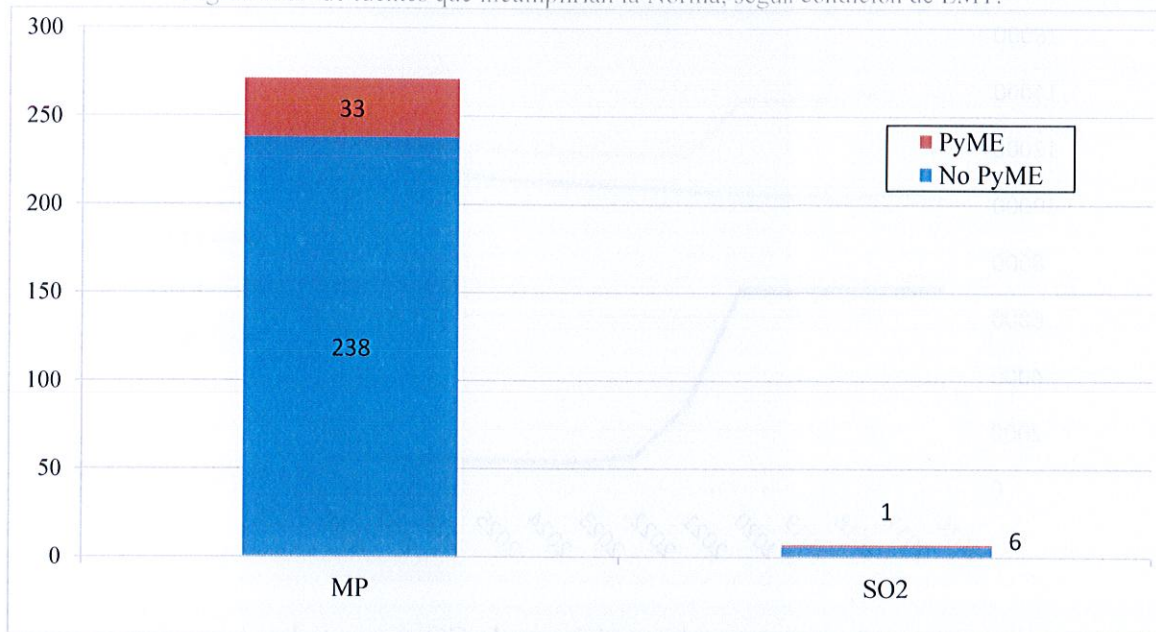
La proyección de emisiones base incluye el crecimiento del parque, y por ende emisiones, por calderas nuevas. Los datos de emisiones de línea base proyectadas por contaminante para el período de evaluación se detallan en el Anexo 5.2, Tabla 22.

Al evaluar el cumplimiento esperado del parque para los límites de emisión propuestos por el Anteproyecto de Norma, se obtiene el número de calderas existentes que incumplirían los límites de emisión impuestos por la Norma de ser implementada. Los resultados del análisis de cumplimiento se detallan en la Figura 7, donde se desagrega el número de fuentes que incumplirían según condición de Empresa de Menor Tamaño (EMT²⁷ o PyME²⁸).

²⁷ Según el Servicio de Impuestos Internos (SII), se consideran de menor tamaño aquellas empresas con ventas anuales inferiores a 100.000 UF.

²⁸ Pequeña y Mediana Empresa.

Figura 7: N° de fuentes que incumplirían la Norma, según condición de EMT.

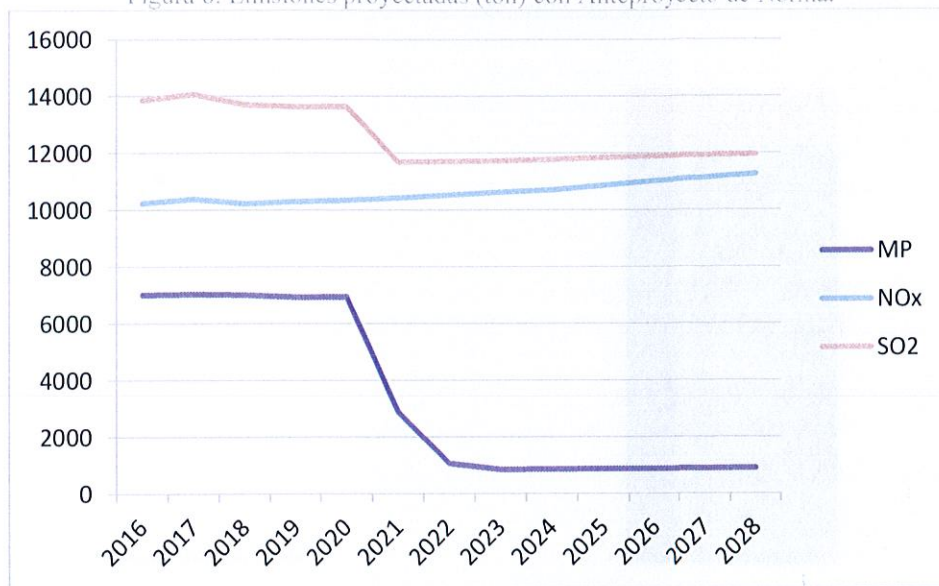


En general, el porcentaje de fuentes EMT que incumplirían la Norma es bajo, correspondiendo a un 12% y 14% del total de fuentes que incumplirían para MP y SO₂, respectivamente.

Se asume que las fuentes que incumplirían requieren implementar un equipo de control, por contaminante, para abatir sus emisiones. En ese contexto, se observa que se requiere una mayor cantidad de abatimiento para el material particulado, 271 fuentes en total (20,7% de las calderas afectas). Luego, el total de fuentes que requerirían abatimiento, para SO₂ corresponde a 7 fuentes (0,4% de las calderas afectas).

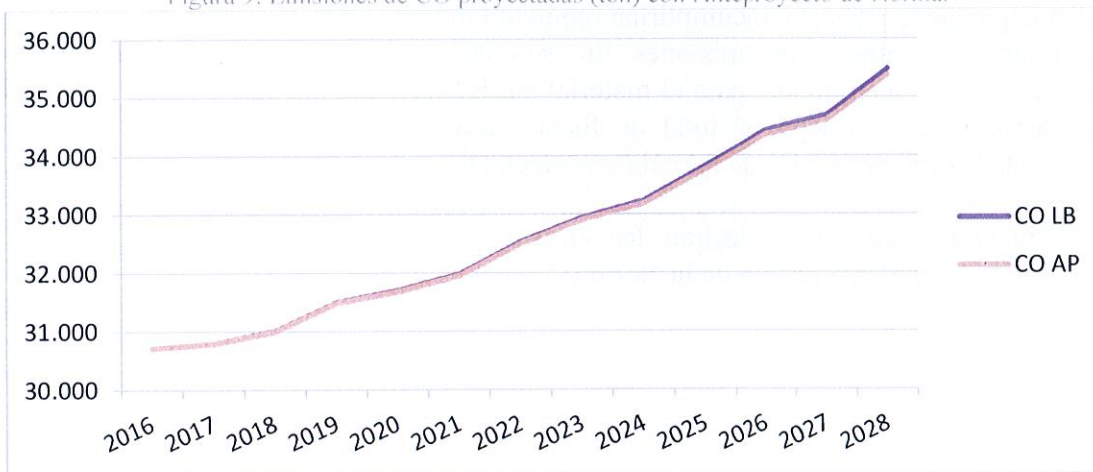
En la siguiente figura se muestran las emisiones proyectadas de MP, NO_x y SO₂ considerando la implementación de la Norma.

Figura 8: Emisiones proyectadas (ton) con Anteproyecto de Norma.



Asimismo, en la Figura 9 se muestran las emisiones de CO proyectadas, tanto para la línea base (“CO LB”) como para la situación con Anteproyecto de Norma (“CO AP”). Sin embargo, se observa que las reducciones son muy bajas, debido a que sólo se reducen emisiones de CO en calderas nuevas.

Figura 9: Emisiones de CO proyectadas (ton) con Anteproyecto de Norma.



Nuevamente, los datos de emisiones proyectadas por contaminante así como las reducciones, para el período de evaluación, se detallan en el Anexo 5.2, Tabla 23 y Tabla 24.

3.2. Reducción de Efectos a la Salud: Casos Evitados

La Tabla 14 muestra los casos evitados por la reducción de MP_{2,5} y MP₁₀ (acumulados en el horizonte de evaluación, 2017-2028) por evento y tipo de evento, especificando sus intervalos de confianza.

Tabla 14: Número de casos evitados por la reducción de MP_{2,5} y MP₁₀ (2017-2028).

Evento	MP	Tipo	Casos evitados 2028 (Percentil 50)	Intervalo de confianza (IC) al 90%	Casos evitados 2017-2028 (Percentil 50)	Intervalo de confianza (IC) al 90%
Mortalidad	MP2.5	Cardiopulmonar largo plazo	106	[72 - 145]	707	[490 - 969]
	MP10	Todas las causas largo plazo	2	[1 - 3]	15	[9 - 21]
Admisiones hospitalarias	MP2.5	Asma (crónica)	3	[3 - 4]	23	[19 - 31]
	MP2.5	Cardiovascular	50	[42 - 58]	348	[294 - 402]
	MP2.5	Respiratorias crónicas	14	[-3 - 27]	101	[-16 - 183]
	MP2.5	Neumonía	61	[32 - 85]	413	[213 - 576]
	MP10	Bronquitis	19	[2 - 36]	141	[17 - 265]
	MP10	Bronquitis crónica	63	[49 - 78]	437	[343 - 540]
Visitas Salas de Emergencia	MP2.5	Asma	1.705	[1084 - 2732]	12.644	[8045 - 20147]
Productividad perdida	MP2.5	Días laborales	13.594	[13020 - 14658]	100.815	[96553 - 108554]
	MP2.5	Días de actividad restringida	67.357	[62669 - 70118]	500.289	[465638 - 520569]
	MP2.5	Días de actividad restringida menor	126.758	[115788 - 133096]	940.064	[860324 - 988579]

Los coeficientes de riesgo unitario utilizados y los valores unitarios por evento se presentan en los Anexos 5.4 y 5.3, respectivamente.

3.3. Indicadores Económicos y Costos de Fiscalización y Monitoreo

Los indicadores económicos estimados se muestran en la Tabla 15, donde el beneficio valorizado (asociado a los casos evitados de la sección 3.2) asciende a 342 millones de USD en valor presente. El costo valorizado, equivalente al costo de abatimiento, monitoreo

000506 VTA

y fiscalización, que se estima en 97 millones de USD valor presente. Esto implica una razón beneficio costo²⁹ de 3,53.

Tabla 15: Indicadores económicos del Anteproyecto de Norma (AP).

Indicador	AP Norma
Beneficio valorizado (MMUSD)	342
Costo valorizado (MMUSD)	97
Razón Beneficio-Costo	3,53

En la Tabla 16 se muestra la desagregación de los costos de abatimiento, monitoreo y fiscalización debido a la implementación del Anteproyecto de Norma.

Tabla 16: Desagregación de los costos según tipo: abatimiento, monitoreo y sobre fiscalización, asociados al Anteproyecto de Norma (AP).

Tipo Costo (MMUSD/año)	AP Norma
Costo Abatimiento	60
Costo Monitoreo	37
Costo Fiscalización	0,16
Costo Total	37,2

Con el objeto de mostrar la variabilidad en los costos, según contaminante y condición de EMT, y en base a los costos por fuente, la Tabla 17 especifica los costos mínimos, máximos y promedio obtenidos en la evaluación. Es importante destacar que este análisis se realiza en base a los costos de abatimiento asociados solamente a las fuentes existentes. En particular, el costo de abatimiento para las fuentes existentes asciende a 45 MMUSD en valor presente. El restante del costo de abatimiento corresponde a fuentes nuevas.

²⁹ Indica la relación entre beneficios y costos, donde un valor mayor a 1 significa que el proyecto evaluado tiene una rentabilidad social positiva.

000507

000201

Tabla 17: Análisis de costos (mínimos, máximos, promedio y totales) observados según contaminante y condición de EMT, en valor presente.

Costo (USD)	MP		SO2	
	PyME	No PyME	PyME	No PyME
Min	15	1	5.895	1.310.835
Max	73.287	407.619	5.895	9.335.402
Promedio	13.276	26.585	5.895	6.400.536
Total	438.098	6.327.265	5.895	38.403.218

Además, la distribución de los costos se desgrega por categoría CIUU, lo cual se muestra en la Tabla 18.

Tabla 18: Distribución de costos según categoría CIUU y condición de EMT.

Categoría CIUU	Costo (USD)	
	PyME	No PyME
ACTIVIDADES INMOBILIARIAS, EMPRESARIALES Y DE ALQUILER	0	0
ADMINISTRACIÓN PÚBLICA Y DEFENSA; PLANES DE SEGURIDAD SOCIAL DE AFILIACIÓN OBLIGATORIA	0	0
AGRICULTURA, GANADERIA CAZA Y SILVICULTURA	58.417	243.952
COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR; REPARACIÓN DE VEHÍCULOS AUTOMOTORES, MOTOCICLETAS, EFECTOS PERSONALES Y ENSERES DOMÉSTICOS	30.039	46.102
CONSTRUCCIÓN	0	0
ENSEÑANZA	0	5.307.768
EXPLOTACIÓN DE MINAS Y CANTERAS	0	8.767
HOGARES PRIVADOS CON SERVICIO DOMESTICO	5.508	4.047
HOTELES Y RESTAURANTES	0	5.513.130
INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	321.091	33.065.183
INTERMEDIACIÓN FINANCIERA	0	0
ORGANIZACIONES Y ORGANOS EXTRATERRITORIALES	0	0
OTRAS ACTIVIDADES DE SERVICIOS COMUNITARIOS, SOCIALES Y PERSONALES	8.098	1.282
PESCA	0	164.461
s/i	0	44.363
SERVICIOS SOCIALES Y DE SALUD	17.628	0
SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS Y AGUA	3.211	331.429
TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO Y COMUNICACIONES	0	0
TOTAL	443.992	44.730.483

000507 VTA

4. Comentarios Finales

Para la evaluación de Anteproyecto de la Norma de Emisión para Calderas se realizó un análisis costo-beneficio, donde se valorizaron los beneficios en salud y los costos para reducir concentraciones ambientales de MP, NO_x y SO₂ (estos dos últimos como precursores de MP_{2,5}) en un horizonte de evaluación de 10 años (2017-2028).

Del análisis se desprende que el beneficio social total de la norma es de US\$342 millones en valor presente (al 2017) y los costos totales se estiman en US\$97 millones en valor presente (2017). La razón beneficio-costos es de 3,53 con lo cual se concluye que la implementación del Anteproyecto de Norma es rentable desde la perspectiva social.

Es importante señalar que los resultados obtenidos en esta evaluación obedecen a la metodología y supuestos establecidos y deben ser considerados como un antecedente más para la toma de decisiones, a la que se deben incorporar otros elementos relevantes para la discusión del instrumento. En el futuro se espera reportar dentro de los AGIES los efectos de la política pública en la paridad de género y pueblos originarios, además de informar acerca de los potenciales efectos asociados al cambio climático.

5. Anexos

5.1. Insumos para emisiones de fuentes

Tabla 19: Valores de poder calorífico superior (PCS) y volumen de componentes de combustión por unidad de energía (Fd).

Combustible	Fd (dsm3/hr*MW)	PCS (btu/lbm)	PCS (MWh/kg)
Petróleo Diésel	1.030	19.000	0,012
Gas de Ciudad	976	21.597	0,014
Gas Licuado	976	21.597	0,014
Gas Natural	976	22.200	0,014
Carbón Bituminoso	1.902	14.000	0,009
Kerosene	1.030	19.888	0,013
Petróleo N°6	1.030	18.200	0,012
Petróleo N°5	1.030	18.200	0,012
Biomasa	1.866	8.000	0,005
Viruta	1.794	5.200	0,003
Biogas	976	22.200	0,014
Leña	1.794	7.000	0,005
Pellets de Madera	1.035	8.852	0,006
Licor Negro	1.030	18.200	0,012

Fuente: GreenLabUC (2016) en base a datos de ATS Energía (2015) y US EPA (n.d.).

Tabla 20: Concentraciones (mg/m³) por defecto para emisiones sin control según tipo de combustible.

Combustible	CO	COV	Hg	MP	MP ₁₀	MP _{2,5}	NO _x	SO ₂
Biogas	153,5	11,3	0,0005	15,6	24,6	3,9	182,7	1,2
Biomasa	765,7	45,0	0,0005	405,4	400,2	563,0	104,2	5,2
Carbón								
Bituminoso	311,8	2,6	0,0053	831,5	311,8	114,3	389,8	2209,4
Gas de Ciudad	149,1	9,8	0,0005	13,5	3,4	3,4	497,0	1,1
Gas Licuado	48,5	5,4	0,0003	15,4	8,1	1,9	282,6	0
Gas Natural	171,9	11,3	0,0005	15,6	24,6	3,9	204,7	1,2
Kerosene	49,3	2,7	0,0011	6,1	9,6	2,2	188,5	101,8
Leña	765,7	45,0	0,0005	405,4	400,2	563,0	104,2	5,2
Licor Negro	48,2	2,6	0,0036	29,3	0,2	0,1	156,8	670
Pellets de Madera	765,7	45,0	0,0005	405,4	400,2	563,0	104,2	5,2
Petróleo								
Diésel	47,8	1,9	0,0000	19,1	9,6	2,4	229,6	6,8
Petróleo N°5	46,8	2,6	0,0037	116,3	3,4	2,2	439,6	1468,4
Petróleo N°6	46,8	2,6	0,0037	116,3	3,4	2,2	439,7	1468,9
Viruta	944,7	45,0	0,0005	500,2	1056,5	694,7	104,2	5,2

Fuente: GreenLabUC (2016) en base a SISTAM Ingeniería (2013).

Tabla 21: Equipos de control, eficiencias consideradas, vida útil y aplicabilidad según estado del combustible por contaminante.

Equipo de Control	Contaminante	Reducción (%)	Vida útil (años)	Sólido	Líquido	Gas
LNB	NO _x	47,5	15	1	1	1
SNCR	NO _x	45,0	15	1	1	1
SCR	NO _x	80,0	15	1	1	1
LNB+SCR	NO _x	91,0	15	1	1	1
LNB+SNCR	NO _x	69,5	15	1	1	1
ESP	MP	98,0	10	1	1	1
Filtro de Mangas	MP	99,0	20	1		
Wet Scrubber	SO ₂	95,0	15	1	1	1
FGD Seco	SO ₂	90,0	15	1	1	
FGD Húmedo	SO ₂	90,0	15	1	1	
Combustible bajo en S	SO ₂	75,0	-	1	1	

GreenLabUC (2016)

5.2. Proyección de emisiones: MP, MP₁₀, MP_{2.5}, NOx, SO₂, CO y Hg.

Tabla 22: Emisiones proyectadas (ton) de línea base del parque afecto a la norma.

Contaminante	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CO	30.708	30.786	31.004	31.494	31.694	31.977	32.530	32.941	33.230	33.821	34.423	34.688	35.480
Hg	0.113	0.114	0.115	0.116	0.117	0.119	0.120	0.122	0.124	0.128	0.130	0.132	0.133
MP	7.011	7.034	7.041	7.006	7.015	7.031	7.147	7.209	7.232	7.267	7.300	7.323	7.362
MP ₁₀	6.388	6.411	6.418	6.387	6.396	6.411	6.517	6.574	6.596	6.630	6.662	6.685	6.721
MP _{2.5}	4.517	4.540	4.547	4.530	4.539	4.552	4.627	4.667	4.689	4.720	4.750	4.770	4.799
NOx	10.244	10.385	10.488	10.609	10.719	10.876	11.048	11.241	11.430	11.791	12.083	12.402	12.658
SO ₂	13.851	14.061	14.116	14.125	14.195	14.402	14.519	14.848	15.169	15.674	15.913	16.174	16.381

Tabla 23: Emisiones proyectadas (ton) con Anteproyecto de Norma para el parque afecto.

Contaminante	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CO	30.708	30.786	30.992	31.480	31.673	31.947	32.495	32.901	33.182	33.760	34.354	34.608	35.381
Hg	0.113	0.114	0.115	0.116	0.117	0.119	0.120	0.122	0.124	0.128	0.130	0.132	0.133
MP	7.011	7.034	7.003	6.933	6.938	2.863	1.056	843	852	863	872	881	891
MP ₁₀	6.388	6.411	6.379	6.317	6.322	2.640	996	802	811	821	830	840	849
MP _{2.5}	4.517	4.540	4.509	4.469	4.473	1.971	817	678	686	696	705	714	723
NOx	10.244	10.385	10.229	10.296	10.342	10.418	10.526	10.620	10.704	10.865	11.018	11.132	11.263
SO ₂	13.851	14.061	13.698	13.615	13.626	11.672	11.696	11.722	11.769	11.831	11.877	11.910	11.942

Tabla 24: Reducción de emisiones proyectada (ton) por el Anteproyecto de Norma.

Contaminante	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CO	0	0	11	14	21	30	35	40	47	61	69	80	99
Hg	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MP	0	0	39	72	77	4.167	6.091	6.366	6.380	6.404	6.428	6.442	6.472
MP ₁₀	0	0	38	70	74	3.771	5.520	5.772	5.786	5.809	5.832	5.845	5.873
MP _{2.5}	0	0	38	61	66	2.581	3.810	3.989	4.003	4.024	4.045	4.056	4.076
NOx	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SO ₂	0	0	417	510	569	2.731	2.823	3.126	3.400	3.843	4.036	4.265	4.439

000509 VTA

5.3. Valores Unitarios de Beneficios en Salud

Tabla 25: Valores unitarios por casos evitados [UF/caso] para el año 2017 en escenario Normal.

Tipo de efecto	Efecto detalle	Niños	Adultos 18-29	Adultos 30-64	Adultos Mayores
Mortalidad	<i>Largo Plazo</i>	16.283	16.283	16.283	16.283
	<i>Asma</i>	28	30	30	0,0
Admisiones hospitalarias	<i>Cardiovascular</i>	0,0	49	49	49
	<i>Respiratorias crónicas</i>	0,0	62	62	62
	<i>Neumonía</i>	0,0	0,0	0,0	43
Visitas Salas de Emergencia	<i>Asma</i>	1,4	0,0	0,0	0,0
Productividad perdida	<i>Días laborales</i>	0,0	0,9	0,9	0,0
	<i>Días de actividad restringida</i>	0,0	0,3	0,3	0,0
	<i>Días de actividad restringida menor</i>	0,0	0,0	0,0	0,0

Fuente: (MMA 2011)

5.4. Coeficientes de Riesgo Unitario

En la Tabla 26 se presentan los valores correspondientes al percentil 50 de los coeficientes de riesgo unitario para el material particulado fino. Además, en la Tabla 27 se detallan los valores correspondientes al percentil 50 de los coeficientes de riesgo unitario para el material particulado grueso.

Tabla 26: Coeficientes de riesgo unitario para MP_{2.5}

Tipo de efecto	Efecto	Niños	Adultos 18-29	Adultos 30-64	Adultos Mayores
Mortalidad	<i>Largo Plazo</i>	0,00%	0,86%	0,86%	0,86%
	<i>Asma</i>	0,33%	0,33%	0,33%	0,00%
Admisiones hospitalarias	<i>Cardiovascular</i>	0,00%	0,15%	0,15%	0,16%
	<i>Respiratorias crónicas</i>	0,00%	0,24%	0,24%	0,12%
	<i>Neumonía</i>	0,00%	0,00%	0,00%	0,40%
Visitas Salas de Emergencia	<i>Asma</i>	0,44%	0,00%	0,00%	0,00%
Productividad perdida	<i>Días laborales</i>	0,00%	0,46%	0,46%	0,00%
	<i>Días de actividad restringida</i>	0,00%	0,48%	0,48%	0,00%
	<i>Días de actividad restringida menor</i>	0,00%	0,74%	0,74%	0,00%

Fuente: (MMA 2011)

Tabla 27: Coeficientes de riesgo unitario para MP₁₀

Tipo de Efecto	Efecto	Niños	Adultos 18-29	Adultos 30-64	Adultos Mayores
Mortalidad	Largo Plazo	0,39%	0,00%	0,00%	0,00%
Admisiones hospitalarias	Bronquitis	0,77%	0,00%	0,00%	0,00%
	Bronquitis crónica	0,00%	1,11%	1,11%	1,11%

Fuente: (MMA 2011)

5.5. Ficha del AGIES

ÍTEM	GLOSA	DESCRIPCIÓN
Identificación	Nombre AGIES	AGIES Anteproyecto de la Norma de Emisión para Calderas
	Nombre instrumento normativo que da origen al AGIES	Norma de Emisión para Calderas
	Tipo de regulación	Norma de Emisión
	Fecha de término del AGIES	23/05/2017
	Alcance geográfico	Nacional
	Instrumento nuevo o revisión	Nuevo
	Área de aplicación	Asuntos Atmosféricos
Metodología	Metodología	Análisis Costo-Beneficio. Beneficios salud en base a (MMA. 2013) ⁱ
	Normativas consideradas de línea base	Planes de Prevención y Descontaminación.
	Nivel de evaluación de beneficios	Valorados beneficios en salud (mortalidad, morbilidad y actividad restringida)
	Tasa de descuento	6%
	Beta	Valores Recomendados (MMA. 2011) ⁱⁱ
	Tasas de incidencia	Valores Recomendados (MMA. 2011) ⁱⁱⁱ
	Valor de la vida estadística	16.283 UF al año 2017, proyectado según poder de paridad de compra y crecimiento de la población.
	Modelo de dispersión	FEC
	Años de evaluación	2017-2028
	Parámetros	Valor del dólar
Valor de la UF		26.261,51
Resultados	Costos estimados en MM USD (valor presente)	97
	Beneficios estimados en MM USD (valor presente)	342

6. Bibliografía

Arrow. K. J., M. L. Cropper, et al. (1996). "Is there a role for benefit-cost analysis in environmental, health, and safety regulation?" Science **272**(5259): 221-222.

ATS Energía (2015). "Antecedentes para la elaboración de la Norma de Calderas, dentro del Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférico para la Región Metropolitana."

Boardman, A. E., D. H. Greenberg, et al. (2006). Cost-benefit analysis: concepts and practice. NJ: Prentice Hall.

Cifuentes, L. (2010). Relación de la norma de calidad primaria MP 2.5 con la norma de calidad primaria de MP10.

EPA (2000). Guidelines for preparing economic analyses. Washington, DC. US Environmental Protection Agency.

EPA (2002). Air Pollution Control Cost Manual (Report, Sixth).

EPA (2016). Control Strategy Tool (CoST) Cost Equations Documentation. A. Q. P. a. Standards.

Fisher, A. (1991). "Increasing the Efficiency and Effectiveness of Environmental Decisions: Benefit-Cost Analysis and Effluent Fees."

GreenLabUC (2016). Antecedentes para la elaboración de la norma nacional de calderas y procesos de combustión (hornos de vidrio y cementeras).

Hanley, N. D. and C. L. Spash (1993). Cost-Benefit Analysis and the Environment. Cheltenham: Edward Elgar Publishing Ltd.

Layard, R. and S. Glaister (1994). Cost-Benefit Analysis. Cambridge University Press. London.

MMA (2011). Guía Metodológica Inventario de Emisiones Atmosféricas M11 Metodología SINCA 2011. Elaborado por AMBIOSIS.. Ministerio del Medio Ambiente.

MMA (2011). Valores Recomendados a Utilizar en la Realización de un AGIES que incorpore un Análisis Costo Beneficio - Salud -. Santiago. Preparado por DICTUC para Ministerio del Medio Ambiente.

MMA (2013). Guía metodológica para la elaboración de un análisis general de impacto económico y social (AGIES) para instrumentos de gestión de calidad del aire. Departamento de Economía Ambiental. Chile. Ministerio del Medio Ambiente.

SISTAM Ingeniería (2013). "Generación de antecedentes técnicos y económicos para la elaboración de una norma de emisión para calderas y procesos industriales con combustión en el sector industrial. comercial y residencial."

US EPA (n.d.). "Method 19- Determination of Sulfur Dioxide Removal Efficiency and Particulate Matter, Sulfur dioxide, and Nitrogen Oxide Emission Rates.": 1-15.

ⁱ MMA (2013). Guía metodológica para la elaboración de un análisis general de impacto económico y social (AGIES) para instrumentos de gestión de calidad del aire. Departamento de Economía Ambiental. Chile, Ministerio del Medio Ambiente.

ⁱⁱ MMA (2011). Valores Recomendados a Utilizar en la Realización de un AGIES que incorpore un Análisis Costo Beneficio - Salud -. Santiago, Preparado por DICTUC para Ministerio del Medio Ambiente.

ⁱⁱⁱ MMA (2011). Valores Recomendados a Utilizar en la Realización de un AGIES que incorpore un Análisis Costo Beneficio - Salud -. Santiago, Preparado por DICTUC para Ministerio del Medio Ambiente.