



Programa de Energías
Renovables y Eficiencia
Energética en Chile

Comparación de Instrumentos Económicos del Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático en base al **Modelo Energético PMR**

INFORME FINAL



giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Por encargo de:



Ministerio Federal
de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza
y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania



Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Global Carbon Market
Alameda 1449, Piso 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
www.giz.de / www.4echile.cl

Responsable:

David Fuchs, GIZ

Equipo de Trabajo:

Isabella Villanueva, GIZ
Juan Pedro Searle, Ministerio de Energía
María José García, Ministerio de Energía
Francisco Dall'Orso, Ministerio de Energía
Valeria Cintolesi, Ministerio de Medio Ambiente
Isabel Rojas, Ministerio de Medio Ambiente
Fernanda Abarzúa, BID – Ministerio de Medio Ambiente

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
www.minenergia.cl

Título:

Comparación de instrumentos económicos en base al modelo energético PMR

Autor:

Centro de Energía, Universidad de Chile

Carlos Benavides, Manuel Díaz, Rodrigo Palma, Rigoberto Torres, Jorge Reyes,
Fernando Fuentes.



Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto “Global Carbon Market” implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, con su contraparte el Ministerio de Energía, en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU). Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 07 de diciembre de 2021

Tabla de Contenidos

1	INTRODUCCIÓN	4
1.1	ANTECEDENTES	4
1.2	OBJETIVOS	5
2	METODOLOGÍA	5
2.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DE METODOLOGÍA	5
2.2	REVISIÓN DE ANTECEDENTES INTERNACIONALES	6
2.2.1	Revisión de estándares de emisión de CO ₂ para distintos sectores	10
2.3	REVISIÓN DE ANTECEDENTES NACIONALES	13
2.4	COMPARACIÓN DE SISTEMA DE NORMA DE EMISIONES Y UN SPET	17
2.5	DEFINICIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO PARA EVALUAR LOS INSTRUMENTOS Y CARACTERIZACIÓN DE LOS SECTORES	20
2.6	MODIFICACIONES A MODELO ENERGÉTICO PMR PARA REPRESENTAR NORMA DE EMISIONES	23
2.7	MEDIDAS DE MITIGACIÓN	25
2.7.1	Medidas sector energía	25
2.7.2	Compensación de emisiones	28
3	CASOS DE ESTUDIO	35
3.1	DESCRIPCIÓN GENERAL DE CASOS DE ESTUDIO	35
3.2	RESULTADOS MODELACIÓN CASO 1	36
3.3	RESULTADOS MODELACIÓN CASO 2	37
3.4	RESULTADOS MODELACIÓN CASOS 3 Y 4	40
3.5	ANÁLISIS DE COSTOS	43
4	CONCLUSIONES	44
5	BIBLIOGRAFÍA	46
6	ANEXO	47
6.1	SUDÁFRICA: <i>BENCHMARK</i> DE INTENSIDAD DE LOS PROCESOS	47
6.2	CALIFORNIA	48
6.3	MÉXICO	54
6.4	CARACTERIZACIÓN DE FUENTES DE EMISIÓN	58
6.5	CARACTERIZACIÓN SEGÚN CAPACIDAD INSTALADA	60
6.6	RESUMEN DE SECTORES CONSIDERANDO UMBRALES	61
6.7	FUENTES DE INFORMACIÓN PRODUCCIONES INDUSTRIALES	62

1 Introducción

1.1 Antecedentes

Por encargo del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania (BMU), la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) brinda apoyo a los países para el uso de mecanismos de mercado para la reducción de gases de efecto invernadero a través del proyecto Mercado Global del Carbono (GCM) que se implementa en Chile, India, Túnez y Uganda.

En Chile, el proyecto GCM apoya y complementa los esfuerzos del Gobierno en el desarrollo de instrumentos de precio al carbono y la exploración en financiamiento climático para contribuir con el cumplimiento de las metas de mitigación de gases de efecto invernadero comprometidas por el país en el marco del Acuerdo de París (AP) sobre Cambio Climático.

En enero del 2020 inició el proceso de tramitación en el Senado del Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático (PdLMCC) que tiene como objetivo principal regular la institucionalidad del cambio climático. Para esto se crea un marco jurídico e instrumentos que permitan enfrentar los desafíos del cambio climático en Chile, transitar a un desarrollo bajo en emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), aumentar la resiliencia a los efectos del cambio climático y cumplir los compromisos internacionales en esta materia. En agosto del 2020 el PdLMCC fue aprobado en general por unanimidad en la sala del Senado y, desde noviembre del mismo año se inició la discusión y votación en particular en la Comisión de Medio Ambiente de la Cámara Alta de las 847 indicaciones recibidas para el proyecto.

Entre los artículos del Proyecto de Ley, destaca el Artículo 4 que establece una meta de mitigación para el país, siendo el año 2050 para alcanzar la carbono neutralidad. Además, son de especial relevancia para el proyecto GCM el Título III, junto a los Artículos 13 y 14, donde se establece un sistema de normas de emisión de GEI y certificados de reducción de emisiones. Estas normas, según lo planteado en el proyecto, serán elaboradas por el Ministerio del Medio Ambiente y fijarán la cantidad máxima de emisiones de GEI y/o un contaminante climático. Mientras que, para el caso de los certificados, estos acreditarán la reducción, absorción o excedentes de emisiones de GEI, los que podrán ser traspasados (a través de un sistema de compra y venta) entre agentes regulados y no regulados al cumplimiento de la norma, estableciéndose un potencial mercado de carbono, de ser aprobada -sin modificaciones- la Ley.

Por esto, con la finalidad de contribuir a la discusión y robustez del Proyecto de Ley en el diseño de instrumentos de precio al carbono, el presente estudio encargado por el proyecto GCM de GIZ en colaboración con el Ministerio de Energía, busca realizar un análisis comparativo entre el eventual sistema de normas de emisión fijado por el PdLMCC y un Sistema de Comercio de Emisiones (Emissions Trading System o ETS, por sus siglas en inglés) utilizando el modelo energético PMR, para identificar cuáles son los impactos económicos y ambientales de estos instrumentos, así como cuál de estos instrumentos aporta de manera más costo-efectiva a la implementación de las medidas. El modelo energético PMR es una herramienta de simulación de políticas energéticas e instrumentos de precio al carbono.

Este documento corresponde al informe final desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile por encargo de GIZ y el Ministerio de Energía.

1.2 Objetivos

El objetivo general de este estudio es realizar un análisis cuantitativo y cualitativo que permita comparar el sistema de normas de emisión propuesto en el Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático con un Sistema de Comercio de Emisiones, en base al modelo energético PMR, para evaluar la implementación de ambos instrumentos desde una perspectiva económica y ambiental, que permitan concluir cuál es más costo-efectivo para la implementación de las medidas asociadas a la carbono neutralidad.

2 Metodología

2.1 Descripción general de metodología

Para cumplir con el objetivo general antes señalado, el Centro de Energía utilizó la versión actualizada del Modelo Energético PMR. El Modelo Energético PMR es una herramienta de simulación y análisis para evaluar los impactos económicos y ambientales de las políticas de mitigación del cambio climático. Originalmente fue desarrollado para evaluar la implementación de instrumentos de precio al carbono, tales como el impuesto a las emisiones de GEI y un Sistema de Permisos de Emisiones Transables (SPET) o Sistema de Comercio de Emisiones. No obstante, el modelo puede ser utilizado, adaptado y ampliado, para analizar otro tipo de instrumentos. El desarrollo de esta herramienta de simulación permitiría a los tomadores de decisión evaluar el impacto de la determinación de distintos atributos que definen el impuesto a las emisiones y/o un SPET, tales como son los sectores afectos a estos instrumentos, el nivel del impuesto, el límite de emisiones máximas (para un SPET), el porcentaje de *offsets*, el umbral de aplicación, entre otros aspectos. Más información de este modelo se puede encontrar en (Centro de Energía, 2019) y (Benavides *et al.*, 2021).

El Modelo Energético PMR se ha adaptado para evaluar la norma de emisiones que se propone en PdLMCC y comparar su impacto con respecto a la implementación de un Sistema de Comercio de Emisiones. El impacto se evalúa en términos de la efectividad para reducir emisiones de GEI y el costo para lograr dicha reducción, es decir, se evalúa la costo-eficiencia. Es importante destacar que la norma de emisiones definida en el PdLMCC tiene atributos que son propios de un SPET, como son la definición de un límite de emisiones y la compensación de emisiones en sectores que no participan de este sistema (conocidos como *offset*). Con respecto a este punto, en la sección 2.4 se realiza un análisis cualitativo para comparar un sistema de Norma de Emisiones y un SPET.

Como principal antecedente para este estudio, se tendrá en cuenta la definición de Norma de Emisiones del PdLMCC establecida en el Artículo 13 y el sistema de compensaciones establecido en el Artículo 14, que se describen a continuación. Al momento del término de este estudio, ambos artículos todavía no han sido aprobados, por lo que la redacción final de dichos artículos podría tener algunos cambios en el proyecto que finalmente sea aprobado.

Norma de emisión (Artículo 13): El Artículo 13 define que el Ministerio del Medio Ambiente establecerá “la cantidad máxima de un gas de efecto invernadero y/o un contaminante climático de vida corta que podrá emitir un establecimiento, fuente emisora o agrupación de estas, en función de un estándar de emisiones de referencia por tecnología, sector y/o actividad”. El modelo PMR será utilizado para evaluar la implementación de este artículo.

Certificados de reducción, absorción o excedentes de emisiones de gases efecto invernadero (Artículo 14): El proyecto de ley establece que para el cumplimiento de las normas de emisión podrán utilizarse “certificados que acrediten la reducción,

absorción o excedentes de emisiones de gases de efecto invernadero, obtenidas mediante la implementación de proyectos para tal efecto”.

Como se ha explicado anteriormente, el modelo PMR permite determinar las medidas de mitigación que se podrían implementar para cumplir con el límite de emisiones máximas que definan los usuarios del modelo. Los sectores podrían reducir sus emisiones por debajo del límite de emisión establecido, generando excedentes de emisiones que se podrían transferir a otros sectores afectos a la Norma o SPET (certificados de “excedentes de emisiones” o transferencias de derechos de emisiones en un SPET). Asimismo, el modelo permite que las fuentes afectas al límite de emisiones puedan compensar las emisiones mediante el desarrollo de proyectos en otros sectores (certificados de “reducción o absorción” de emisiones). Por ejemplo, el estándar se podría aplicar sobre el sector industria, pero las emisiones se podrían compensar en el sector forestal, residuos, etc. El modelo PMR será utilizado para evaluar la implementación de este artículo.

2.2 Revisión de antecedentes internacionales

A continuación, se realiza una revisión de experiencias internacionales sobre la aplicación de normas de emisiones de gases efecto invernadero o normas afines al contexto de este estudio. Estos antecedentes, en conjunto con los antecedentes nacionales, serán utilizados para el análisis y modelación de los casos de estudio a nivel nacional. La revisión también se realiza tomando en cuenta que en Chile no existe experiencia previa en la definición de una Norma de emisiones para gases de efecto invernadero.

A nivel internacional, es posible encontrar diversas combinaciones de políticas climáticas. Estos instrumentos pueden agruparse en dos tipos diferentes: los basados en el mercado y los no basados en el mercado. La siguiente figura presenta una taxonomía de los instrumentos de política ambiental divididos en instrumentos de mercado y no de mercado.

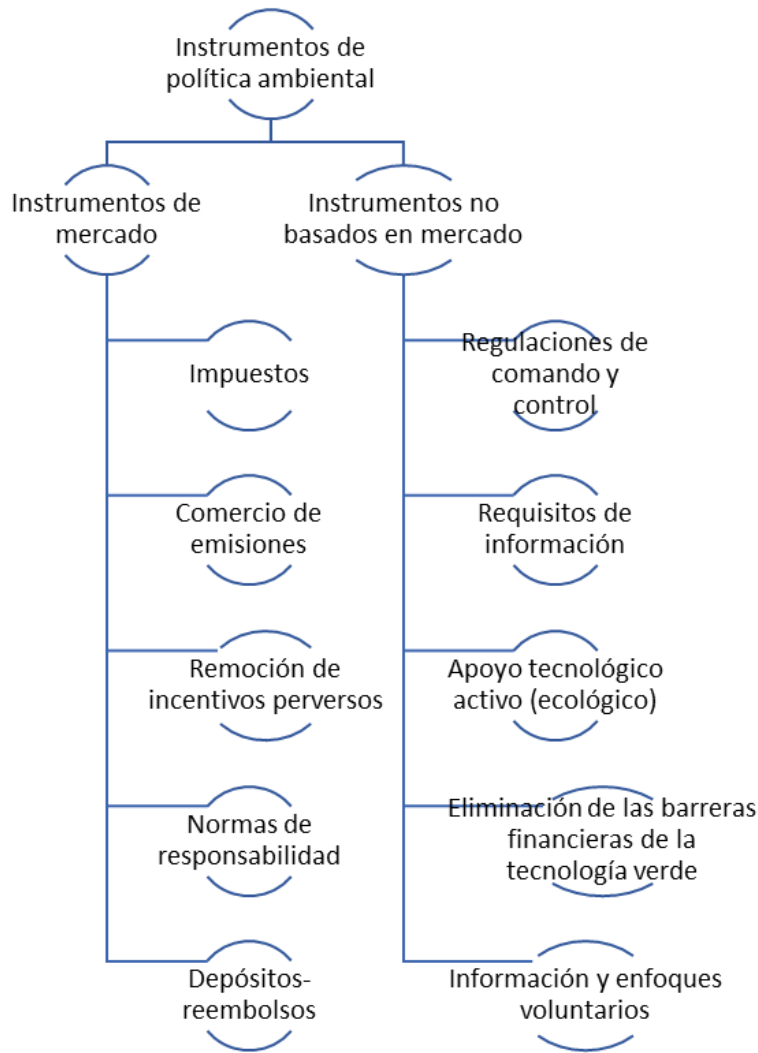


Figura 2-1: Taxonomía de los instrumentos de política climática. Instrumentos de política ambiental divididos en instrumentos de mercado y no de mercado. Fuente: Prahl y Hofmann (2016).

Los instrumentos basados en el mercado son políticas que abordan las externalidades del mercado "cerrando las brechas" (que reducen el bienestar) entre los costos (y/o beneficios) privados y sociales de las actividades de mercado (impulsadas por actores privados) (Görlach, 2013). Los instrumentos basados en el mercado incorporan los costos externos de la producción o el consumo en el precio. También se denominan instrumentos económicos.

Los instrumentos no basados en el mercado corresponden a todos los instrumentos que no funcionan mediante la modificación de los precios, sino mediante la imposición de obligaciones (comando y control) o fomentando/desalentando determinados comportamientos mediante incentivos no monetarios.

En el caso de los instrumentos no basados en mercado se encuentran las regulaciones de comando y control, las que imponen una intervención reguladora directa mediante el establecimiento de normas, por ejemplo, de reducción de contaminación o requisitos tecnológicos (como sería el caso del Artículo 13 del PdLMCC). En las políticas de cambio climático, estas están relacionadas principalmente con las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) o la eficiencia energética. Las normas suelen combinarse con la aplicación legal en caso de incumplimiento, corresponden a una forma muy directa de intervención política con relativa certeza sobre la eficacia ambiental. Las formas de instrumentos de comando y control comprenden principalmente normas

marco, de rendimiento y tecnológicas, así como la prohibición de determinados productos y prácticas (Prahl y Hofmann, 2016).

Las normas de rendimiento (también denominados estándares mínimos de rendimiento energético o puntos de referencia) persiguen un objetivo medioambiental específico sin definir qué tecnología debe utilizarse. Estas normas exigen que productos o procesos específicos cumplan ciertos niveles mínimos o medios de rendimiento técnico (por ejemplo, toneladas de dióxido de carbono por kilowatt-hora o km por litro) y pueden ser desde flexibles, amplias y basadas en el mercado, hasta prescriptivas y específicas para cada lugar. Estas normas pueden aplicarse en muchos sectores económicos diferentes. Por ejemplo, pueden establecer un punto de referencia para las emisiones de las centrales generadoras; un punto de referencia para la cantidad de energía que debe provenir de fuentes de energía bajas en carbono (una norma de energía limpia); o un punto de referencia para el ahorro de combustible para los autos nuevos (normas de km por litro). Entre los ejemplos de normas de rendimiento se encuentran las normas de electricidad limpia y las normas de cartera de renovables en el sector energético; las normas de ahorro de combustible, las normas de combustible renovable, las normas de combustible de baja emisión de carbono y las normas de vehículos de cero emisiones en el sector del transporte; las normas de rendimiento de emisiones en el sector industrial; y las normas de eficiencia de los aparatos y los códigos de construcción en los sectores comercial y residencial (RFF, 2021).

Por su parte, las normas tecnológicas prohíben o eliminan progresivamente determinadas tecnologías perjudiciales para el medio ambiente o establecen normas mínimas, por ejemplo, de eficiencia energética (MEPS, por sus siglas en inglés). La Directiva Europea sobre diseño ecológico¹ introdujo normas de ámbito comunitario para mejorar el rendimiento medioambiental, especialmente la eficiencia energética, de los productos que utilizan energía y los relacionados con ella. Entre estas se encuentran las normas sobre el *stand-by* y apagado de los equipos domésticos y de oficina o la eliminación progresiva de las ampollas tradicionales. En el caso de Chile, hay numerosos ejemplos de MEPS que han sido implementados, los que van desde la prohibición de importación de luminarias incandescentes², hasta motores eléctricos³, entre otros.

Como se mencionó previamente, las normas de rendimiento pueden diseñarse con grados muy diversos de flexibilidad y comerciabilidad entre las empresas. En el extremo más prescriptivo del continuo se encuentran las normas tecnológicas, que exigen a las empresas que instalen y utilicen tipos específicos de tecnologías para reducir las emisiones. Un buen ejemplo de este tipo de normas prescriptivas son los requisitos de la Agencia de Protección del Medio Ambiente de EE. UU. sobre la "Revisión de Nuevas Fuentes" para la construcción de centrales eléctricas nuevas o significativamente mejoradas (ver detalle en la sección 2.2.1 "Industria de Generación Eléctrica"). Para obtener un permiso, estas centrales deben incluir planes para instalar la "mejor tecnología de control disponible" para mitigar las emisiones de contaminantes atmosféricos convencionales.

Las normas de rendimiento más flexibles no suelen dictar qué tecnologías debe utilizar una empresa para cumplir los puntos de referencia establecidos, sino que permiten a

¹ Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council of 21 October 2009.

² Resolución Exenta N° 60 (2013), que fija el Estándar Mínimo de Eficiencia Energética que deberán cumplir las ampollas para su comercialización en el país.

³ Resolución Exenta N° 3 (2017) que fija Estándar Mínimo de Eficiencia Energética para motores eléctricos de inducción trifásicos.

las empresas hacerlo de la forma más rentable posible. Estas políticas suelen tener en cuenta una amplia gama de tecnologías como opciones de cumplimiento, lo que da lugar a la creatividad de la industria con respecto a la forma de cumplir los objetivos al menor costo. Estas normas pueden establecer diferentes puntos de referencia a nivel de instalación o de empresa, u ofrecer flexibilidad para cumplir los puntos de referencia en una parte sustancial de la economía a través de la comerciabilidad. Por ejemplo, se han propuesto normas de electricidad limpia que fijan objetivos para que una parte creciente de las ventas totales de electricidad provenga de energía limpia, lo que daría lugar a un mercado nacional de créditos de energía limpia.

Las normas de rendimiento tienen el efecto de aumentar el costo de las tecnologías de bajo rendimiento (como un auto con mayores emisiones de gases de efecto invernadero) en relación con las de mayor rendimiento. En comparación con las políticas de fijación de precios del carbono, las normas de rendimiento tienen un menor impacto en los precios al consumidor, pero también conducen a reducciones de emisiones más costosas. Esto se debe a que, en el caso de las normas, los consumidores no siempre llevan a cabo el cambio tecnológico de manera temprana. Las normas de rendimiento pueden ser eficaces en combinación con las políticas de fijación de precios del carbono o por sí solas, y cuando se diseñan cuidadosamente pueden tener un alto grado de rentabilidad dentro de un sector determinado.

A continuación se describen otros instrumentos presentados en la taxonomía de la figura anterior.

- Remoción de incentivos perversos: Este instrumento se refiere a la eliminación de las subvenciones a actividades y productos perjudiciales para el medio ambiente, como las subvenciones a la extracción o producción de combustibles fósiles, las exenciones de los impuestos sobre la energía o las subvenciones a los combustibles fósiles para mantener el nivel de precios bajo.
- Normas de responsabilidad: Instrumento que impulsa a las partes interesadas a internalizar los costos externos mediante la amenaza de los costos derivados.
- Los sistemas de devolución de depósitos cobran a los consumidores un pago por adelantado por la eliminación incorrecta de los residuos. El reembolso es una recompensa por devolver los residuos al punto de acopio correcto.
- Las políticas activas de apoyo a la tecnología se crean para promover el desarrollo y la implantación de tecnologías. Lo consiguen mediante incentivos de I+D o de adopción. El énfasis de las políticas activas de apoyo a la tecnología es actuar directamente sobre la oferta y no depender de la demanda ecológica. Algunos ejemplos son la inversión pública en I+D relacionada con el medio ambiente, la financiación pública de la I+D privada, la contratación pública para fomentar las actividades verdes, los certificados verdes y los *feed-in tariffs*.
- Las políticas para eliminar los obstáculos financieros a la adquisición de tecnología verde son instrumentos financieros que movilizan recursos financieros con el propósito explícito de proteger el medio ambiente. Algunos ejemplos son las desgravaciones de capital en el Reino Unido para la inversión en equipos eficientes desde el punto de vista energético, los préstamos patrocinados o las exenciones fiscales para los edificios energéticamente eficientes.

2.2.1 Revisión de estándares de emisión de CO₂ para distintos sectores

Industria del transporte

En la Unión Europea se tiene el ejemplo de una norma de rendimiento (reglamento de 2009 de la UE) sobre la reducción de las emisiones de CO₂ de los vehículos nuevos. En ella se establece una determinada cantidad de CO₂ que pueden emitir por kilómetro (130 g/km) los vehículos nuevos e inscritos en la UE. El objetivo era reducir este nivel a 95 g de CO₂/km para 2020. Así, los fabricantes se vieron obligados a producir autos que se ajusten a esta normativa. Otro ejemplo es la Directiva de Diseño Ecológico, que establece normas a escala de la UE para mejorar el rendimiento medioambiental de los productos que utilizan energía, como los electrodomésticos y la electrónica de consumo, así como de los productos relacionados con la energía, como las ventanas, el material aislante, etc. Además, los códigos y normas de construcción establecen objetivos medioambientales en la construcción de edificios.

En el caso de las normas de ahorro de combustible en EE.UU. (UCSUSA, 2017), el Congreso estableció por primera vez las normas CAFE (Corporate Average Fuel Economy o Consumo Medio de Combustible, en español) en 1975, como respuesta al embargo de petróleo de 1973. Estas fijaban el consumo medio de combustible de los vehículos nuevos, ponderado por las ventas, que debe alcanzar la flota de un fabricante. Se establecieron normas de ahorro de combustible para los autos nuevos a partir del año modelo (MY) 1978, hasta alcanzar las 27,5 millas por galón en el año modelo (MY) 1985⁴.

En 2009, un nuevo acuerdo entre el Gobierno Federal, los reguladores estatales y la industria automovilística estableció un Programa Nacional para aplicar mejoras significativas en la eficiencia del combustible y las primeras normas de contaminación por calentamiento global para los vehículos ligeros. La primera fase del Programa Nacional (periodo 2012-2016) permitía una mejora del 23% en las normas de contaminación de los vehículos nuevos, una mejora media anual de casi el 5%. También, la EPA estableció normas de contaminación por calentamiento global de 250 gramos por milla, de media, para los vehículos del año base 2016 y la National Highway Traffic Safety Administration (NHTSA) estableció normas de eficiencia de combustible que apuntan a un promedio para vehículos nuevos de 34,1 millas por galón en el mismo año. La segunda fase de las normas de ahorro de combustible y emisiones de GEI para los vehículos ligeros abarca los años modelo 2017-2025. Estas normas fueron elaboradas por la Agencia de Protección Ambiental y el Departamento de Transporte de los Estados Unidos y reduciría las emisiones medias de GEI de los nuevos autos y camiones ligeros a 163 gramos por milla (g/mi) en el año 2025⁵. Esta regulación fue derogada por la administración Trump.

Industria de Generación Eléctrica

Se ha considerado la experiencia de EE.UU. (junio de 2019, EPA) que emitió regulaciones de emisiones de GEI para las centrales eléctricas de combustibles fósiles existentes en la Regla de Energía Limpia Asequible (Affordable Clean Energy, ACE). La regla instruiría a los estados a requerir que las plantas de energía de carbón utilicen tecnologías preestablecidas para mejorar su tasa de calor (es decir, aumentar la eficiencia), como un mejor sistema de reducción de emisiones para el dióxido de

⁴ 1 milla por galón = 0,425 km/l

⁵ 1 gramo por milla = 0,621 gr/km

carbono. No se espera que la norma ACE reduzca las emisiones del sector eléctrico respecto al escenario base⁶.

En el caso de las centrales de generación eléctrica, en 2015 la EPA estableció Normas de Desempeño de Fuentes Nuevas (NSPS, por sus siglas en inglés) para limitar las emisiones de dióxido de carbono de las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles. La norma de 2015 determinaba que las nuevas centrales eléctricas de gas natural no pueden emitir más de 1.000 libras de CO₂/MWh, lo cual es posible con la última tecnología de ciclo combinado y que las nuevas centrales de carbón no pueden emitir más de 1.400 libras de CO₂/MWh, lo que requiere, casi con seguridad, el uso de tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CAC)⁷.

Luego, la norma propuesta para 2018 establece el mejor sistema de reducción de emisiones para las nuevas unidades grandes construidas equivalente a una planta de carbón supercrítica, que tiene una tasa de emisiones de 1.900 libras de CO₂/MWh y el mejor sistema de reducción de emisiones para las unidades pequeñas a 2.000 libras de CO₂/MWh. También establece normas de rendimiento separadas para las unidades de combustión de carbón nuevas y reconstruidas con una tasa de 2.200 libras CO₂/MWh⁸.

Industria y minería

A nivel internacional también se pueden encontrar experiencias relacionadas con la definición de *benchmark* de emisiones a nivel industrial. Los indicadores utilizados en los *benchmark* permiten definir criterios para acceder a descuentos en el pago de impuesto de emisiones (por ejemplo, la experiencia de Sudáfrica), y permiten definir criterios para distribuir derechos de emisiones a industrias que participan de un SPET (experiencia de California y México). Este tipo de indicadores asociados a los *benchmark* se pueden interpretar como estándares de emisiones, que es el objeto de estudio de este proyecto. En la sección 2.4 se analiza cómo este tipo de *benchmark* puede ser utilizado en la definición de un estándar de referencia que eventualmente pudiera implementarse con un sistema de norma de emisiones.

Sudáfrica

Sudáfrica se impuso metas de reducción de gases de efecto invernadero a 34% al 2020 y 42% al 2025. Ratificó el Acuerdo de París en noviembre de 2016 y se asignó una meta de Contribución Nacional (NDC) que limita al país a dejar de aumentar sus emisiones al 2025, mantener sus emisiones por 10 años y disminuirlas a partir del 2036. Para asegurar esto, en 2019 promulgó la política pública Carbon Tax Act la cual establece, tanto a la industria manufacturera como agricultores, costos de emisiones de CO₂ en su producción, consumo e inversión.

⁶ Sustituyó al Plan de Energía Limpia, finalizado en agosto de 2015, que había establecido tasas de emisión específicas para cada estado y proporcionaba varias disposiciones de cumplimiento flexible basadas en el mercado.

⁷ 1 libra = 0,454 kg

⁸ El 6 de diciembre de 2018, la EPA propuso revisar las Normas de Desempeño de Nuevas Fuentes (NSPS) para las emisiones de gases de efecto invernadero de las centrales eléctricas de combustibles fósiles nuevas, modificadas y reconstruidas. Después de un nuevo análisis y revisión, la EPA propone determinar que el mejor sistema de reducción de emisiones (BSER) para las unidades de carbón de nueva construcción, es el ciclo de vapor más eficiente demostrado en combinación con las mejores prácticas operativas. Esta propuesta de BSER reemplazaría la determinación de la norma de 2015, que identificó el BSER como la captura y el almacenamiento parcial de carbono. La razón principal de esta revisión propuesta es el alto costo y la limitada disponibilidad geográfica de la CAC.

Sudáfrica ofrece un porcentaje de emisiones libres de impuestos a las empresas dependiendo del tipo de actividad que desempeñe el contribuyente, como también de los procesos que este ocupe. Además, si el contribuyente adopta medidas de mitigación de emisiones en sus procesos, el gobierno de Sudáfrica le otorga hasta un 5% más de emisiones libres de impuesto.

La cantidad de impuestos a pagar, según la normativa sudafricana, se calcula de la siguiente forma⁹:

$$\text{Impuesto} = (\text{Emisiones de } CO_2 - \text{Emisiones capturadas}) * (1 - \text{Porcentaje de emisiones libre de impuestos}) * 120 \text{ Rand}$$

Estos porcentajes de emisiones libres de impuestos están tabulados por sector y subsector de la industria sudafricana. Para calcular el aumento de este porcentaje por medidas de mitigación, se utiliza la siguiente fórmula, en la cual se compara la intensidad de emisiones (tCO₂/producción¹⁰) de la industria con la intensidad de referencia (*benchmark*) del sector:

$$\text{Porcentaje extra} = \left(\frac{\text{Intensidad benchmark sector}}{\text{Intensidad de emisiones reales del contribuyente}} - 1 \right) * 100$$

Así, si el contribuyente logra reducir su intensidad de emisiones en un 5%, podrá optar a un aumento del porcentaje de emisiones libre de impuestos.

California

Actualmente California tiene implementado un SPET. La regulación del estado de California establece límites de emisiones de gases de efecto invernadero del estado en su conjunto. Ellos estiman que para el año 2030 se genere la mitad de las emisiones del año 2019. La agencia estatal California Air Regulation Board (CARB), que promueve y protege la salud pública y de los recursos ecológicos velando por la reducción de contaminantes atmosféricos, define unos *benchmark* de intensidad de emisiones diferenciado por el sector o subsector de la industria. Dependiendo del sector, la producción puede ser en toneladas métricas, miles de unidades, galones, entre otros.

Este *benchmark* establece el límite de emisiones de una empresa. Las empresas que tengan excedentes de emisiones tienen derecho a comercializar sus derechos de emisión no utilizados en un SPET, mientras que las empresas que superen los límites de emisión, deben ver la manera de mitigar o compensar sus emisiones a través de la adquisición de derechos de emisiones desde empresas que tienen exceso de derechos o mediante la implementación de proyectos de compensación (*offset*). Este SPET reúne a todas las empresas localizadas en California. Además, se pueden comercializar con el SPET de Quebec (Canadá) (ambos SPETS están vinculados desde enero de 2014), lo que da mayor flexibilidad a la hora de la compra o venta de derechos de emisión.

⁹ 120 RAND equivale a 8,2 USD\$ aproximadamente.

¹⁰ La unidad de producción depende cada industria. En Anexo 6.3 se muestra el detalle de las unidades utilizadas.

México

En 2019, México realizó una reforma a la Ley General de Cambio Climático, donde se redacta la normativa para su plan de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero. Los objetivos de esta reforma son:

- Reducción de los GEI al 30% en 2020 y al 50% en 2050.
- Participación de tecnologías limpias en los procesos productivos al 35% en 2035.
- Generación de energía limpia al 35% en 2024 y del 43% en 2030.

Esta reforma establece límites de emisiones de una empresa a través de permisos de emisión que son distribuidos de acuerdo a un *benchmark* de intensidades de emisión por sector. Al igual que California, se establece un SPET para que las empresas que tengan excedentes de emisión pueden transar sus permisos con empresas que deban compensar sus emisiones. Este SPET se implementará con un periodo de prueba de 4 años y un periodo operativo. El mercado de emisiones abarcará a la industria y energía de México, que representan aproximadamente un 45% de las emisiones de GEI.

En el anexo de este estudio se pueden encontrar los *benchmark* de referencia de estos 3 países.

2.3 Revisión de antecedentes nacionales

A nivel nacional no existe mayor evidencia acerca de la implementación de estándares de emisiones o *benchmarks*, como se muestra en la revisión internacional. Se podría mencionar el ejemplo de la industria del cemento que ha avanzado con medidas voluntarias con el fin de la reducción de emisiones de GEI. En esta línea también se encuentra la promulgación de Estándares Mínimos de Eficiencia Energética (MEPS) o los estándares de rendimiento vehicular y estándares de edificación incorporados en la ley de eficiencia energética.

En el sector generación eléctrica se puede mencionar la medida de retiro de centrales a carbón como una acción que busca limitar las emisiones de este sector, pero que no significa que esto sea un estándar de emisiones como se identifica en la literatura internacional. El plan de retiro de centrales a carbón contempla la salida adelantada de cuatro centrales a carbón desde nuestra matriz de generación eléctrica: Angamos 1 y 2, Nuevas Ventanas (Ventanas 3) y Campiche (Ventanas 4), las que en su conjunto totalizan 1.097 MW, es decir, el 20% de capacidad instalada actual de centrales a carbón. Este plan anunciado el año 2021 acelera el calendario original firmado en el año 2019. De hecho, para 2025 se retirarán 18 centrales, en lugar de 8, lo que representaría el 65% de las unidades a carbón de Chile. Esto significa el cese de todas las centrales a carbón en Puchuncaví y del 80% en Mejillones al 2025. Este cronograma debe ser aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía.

En el sector industria del cemento es posible encontrar antecedentes relacionados con la reducción de emisiones utilizando unidades de medidas similares a los *benchmark* encontrados a nivel internacional. A partir de la “Hoja de Ruta” de la industria chilena del cemento (ICH, 2019) se considera el compromiso de reducir las emisiones desde los actuales 581 kg CO₂/ton cemento hasta 520 kg CO₂/ton al mismo año, lo cual es consistente con las metas de la industria del cemento a nivel mundial. Estas metas internacionales se observan en el siguiente cuadro.

Tabla 2-1: Metas internacionales de reducción de emisiones de la industria del cemento. Fuente: IEA (S.I.)

Atributo asociado a meta	Año base	Escenario tecnológico de referencia Caso de baja variabilidad			Visión del Roadmap (2DS) Caso de baja variabilidad		
		2014	2030	2040	2050	2030	2040
Producción de cemento (Mt/año)	4 171	4 250	4 429	4 682	4 250	4 429	4 682
Relación clínker-cemento	0.65	0.66	0.67	0.66	0.64	0.63	0.60
Intensidad de energía térmica del clínker (GJ/t clínker)	3.5	3.4	3.3	3.2	3.3	3.2	3.1
Intensidad eléctrica del cemento (kWh/t de cemento)	91	89	86	82	87	83	79
Uso de combustibles alternativos (porcentaje de energía térmica)	5.6	10.9	14.4	17.5	17.5	25.1	30.0
CO ₂ capturado y almacenado (MtCO ₂ /año)	-	7	65	83	14	173	552
Intensidad de CO ₂ en el proceso directo del cemento (tCO ₂ /t cemento)	0.34	0.34	0.34	0.33	0.33	0.30	0.24
Intensidad de CO ₂ directa del cemento (tCO ₂ /t cemento)	0.54	0.53	0.52	0.50	0.52	0.46	0.36

Por otro lado, en el estudio “Technical Inputs for the development of carbon pricing policy mix in Chile” (2021) financiado por el Partnership for Market Readiness (PMR), iniciativa implementada por Banco Mundial, se analiza la implementación de una norma de emisión en Chile, en conjunto con otros instrumentos que se podrían aplicar en forma simultánea. La norma de emisión propuesta en este estudio es del tipo Tradable Performance Standard o TPS, por su anacrónico en inglés. El concepto de “Tradable” hace alusión a que se podrían transferir excedentes de emisiones entre empresas reguladas. El estudio hace una revisión de experiencias internacionales y realiza un análisis cualitativo de la forma de implementación de un “mix de instrumentos” en Chile y de los arreglos institucionales que se requerirían para su implementación. En el estudio no se realiza un análisis cuantitativo del impacto de la aplicación de este “mix de instrumentos”, ni tampoco se realiza un análisis detallado de la implementación de la norma de emisiones a nivel sectorial.

A continuación, se realiza un resumen de algunos aspectos destacados de este estudio que serán considerados en el proceso de modelación y definición de casos a evaluar.

Tabla 2-2: Resumen de aspectos destacados de estudio “Technical Inputs for the development of carbon pricing policy mix in Chile”.

Aspecto técnico	Elementos destacados a considerar
Elegibilidad y adicionalidad	<ul style="list-style-type: none"> Las instalaciones susceptibles de generar compensaciones deben demostrar claramente que estas no son el resultado de exigencias normativas, que no están gravadas por los impuestos verdes o por la eventual norma de emisiones propuesta en el Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático. Además, se debe demostrar que las reducciones son adicionales a las obligaciones impuestas por planes de prevención o descontaminación, normas de emisión, resoluciones de calificación ambiental o cualquier otra obligación legal.
Metodologías y/o sectores con potencial de generación de compensaciones	<ul style="list-style-type: none"> Racionalidad económica llevaría a que inicialmente se ejecuten los proyectos con menores costos marginales de abatimiento, permitiendo que aquellos sectores con costos más elevados accedan a reducciones costo-efectivas, lográndose menores costos de cumplimiento y habilitando así una distribución de la carga transversal entre los distintos sectores de la economía.

Aspecto técnico	Elementos destacados a considerar
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Las decisiones que el regulador tome respecto a la factibilidad de reconocer compensaciones originadas en distintos sectores son muy relevantes. ▪ Rol que tendrá el sector forestal y los proyectos relacionados al hidrógeno verde en la provisión de futuras absorciones y compensaciones.
Escala de potenciales proyectos de proveedores de compensaciones	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gran interés en promover tecnologías como el hidrógeno verde, generación distribuida y proyectos a nivel del sector forestal. ▪ Gran interés por trabajar proyectos pequeños de alta pertinencia local, los que por su escala y costos de transacción no logran entrar en los estándares internacionales. ▪ Se identifican ciertas aprensiones respecto de trabajar con sectores muy atomizados y con MRVs que podrían ser poco robustos.
Distribución justa de carga entre sectores	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Enfocándose en los principales emisores, con potencial de reducción (costo/oportunidad) y factibilidad de establecer MRVs robustos. ▪ Abordando sectores que aún no cuentan con otros instrumentos y/o no se visualizan reducciones fácilmente implementables. ▪ Integrando a las PYMEs, posiblemente bajo esquemas voluntarios y/o acuerdos especiales.
Alternativas para la estructuración del mix de instrumentos de precio al carbono en Chile	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La actual combinación de políticas que se está debatiendo se basaría en tres instrumentos principales: un impuesto al carbono, un sistema de compensación y una norma de emisión, similar a un estándar de desempeño transable (TPS, por sus siglas en inglés). ▪ TPS tendería a asegurar ciertos niveles mínimos de demanda por compensaciones, promoviendo la creación y liquidez del mercado. ▪ TPS exigirá la reducción gradual de las emisiones de los sectores y establecimientos cubiertos, pudiendo muchos de ellos no ser alcanzadas con reducciones internas, debiendo ser forzosamente adquiridas en el mercado de compensaciones o excedentes de cumplimiento del TPS (a fin de evitar una sanción por no cumplimiento). ▪ A medida que el TPS siga incrementando la demanda por compensaciones, y mientras la oferta de estas se vaya ajustando con la demanda, el precio de estos instrumentos de flexibilidad iría al alza, pudiendo exceder sin problemas el valor del impuesto al CO2. ▪ Se podría llegar a promover un “precio piso”, asociado al valor del impuesto, para las compensaciones y los excedentes que se transen en el mercado. ▪ Dentro de un determinado sector <u>habrá un rango de costos marginales</u>, donde las plantas con costos más bajos venderán sus excedentes de cumplimiento a las plantas con costos marginales más altos.
Disponibilidad tecnológica	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sectores con mayor disponibilidad debiesen contar con criterios más exigentes de cumplimiento normativo. ▪ Sectores con menor disponibilidad tecnológica, o menor nivel de costo-efectividad de las medidas, se les podría exigir curvas de reducción atenuadas o bien permitir mayores porcentajes de uso de los instrumentos de flexibilidad, como son las compensaciones. ▪ Los sectores o subsectores no regulados, con altos niveles de eficiencia o desafíos importantes en materia de tecnología, barreras o granularidad de sus fuentes de emisión, debiesen actuar como los principales proveedores de compensaciones.

La siguiente figura muestra la propuesta de implementación del “mix de instrumentos” realizada en el estudio en revisión. Se propone aplicar la norma de emisión a instalaciones con las siguientes características:

- Establecimientos cuyas emisiones asociadas a procesos de combustión superan las 25 ktCO₂/año.
- Establecimientos cuyas emisiones asociadas a procesos industriales superan las 25 ktCO₂/año.
- Establecimientos cuyas emisiones asociadas a procesos de combustión y/o procesos industriales varían entre 10 y 25 ktCO₂/año.
- Establecimientos emisores de metano asociadas a la disposición de residuos sólidos.
- Fuentes del sector silvoagropecuario, centrado principalmente en emisiones de metano y óxido nitroso.
- Empresas del sector transporte, centrado principalmente en el transporte comercial.

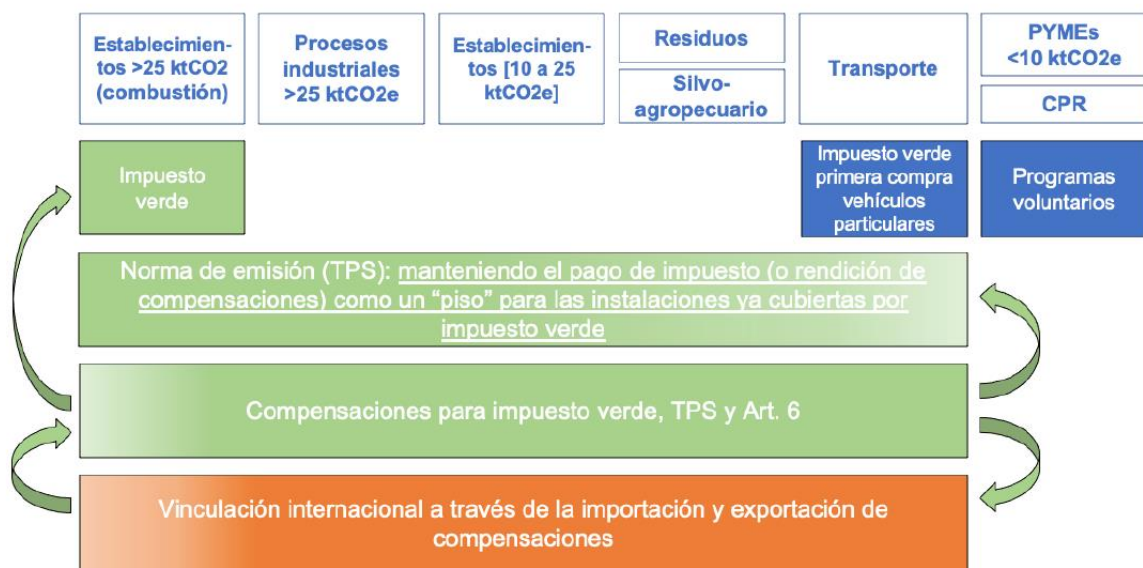


Figura 2-2: Propuesta de implementación de Norma de Emisiones. Fuente: “Technical Inputs for the development of carbon pricing policy mix in Chile”

En la definición de los casos de estudio que se describen en la sección 2.5 se toman en cuenta algunos de los supuestos de este estudio previo.

2.4 Comparación de sistema de Norma de Emisiones y un SPET

La siguiente tabla muestra una comparación de distintos atributos de un Sistema de Norma de Emisiones con un SPET. La tabla comparativa se realiza a partir de la revisión de antecedentes del PdLMCC, de la revisión de antecedentes nacionales e internacionales descritos en las secciones anteriores, de los resultados de las reuniones de trabajo realizadas con la contraparte técnica y de la experiencia previa del equipo consultor.

Tabla 2-3: Cuadro comparativo de un sistema de Norma de Emisiones y un SPET. Fuente: Elaboración propia.

Atributo	Norma de Emisiones	SPET
Emisiones máximas que puede emitir una fuente	Las emisiones máximas de una fuente están determinadas por el límite que define la norma.	Las emisiones máximas de una fuente están determinadas por el número de derechos de emisiones que posee la fuente. Un "derecho" típicamente corresponde a 1 ton CO ₂ .
Unidad de las emisiones máximas	La norma puede definir el límite de emisiones considerando distintas unidades, por ejemplo, tCO ₂ /ton de producción (para el caso de industria), tCO ₂ /MWh (para centrales eléctricas), tCO ₂ /km recorrido (para vehículos), etc.	El límite se define en tCO ₂ y es variable en el tiempo de acuerdo con la cantidad de derechos que adquiera una instalación.
Emisiones máximas por agrupación de fuentes o sectores	El máximo estaría definido por estándar de referencia. De acuerdo con discusiones con la contraparte técnica del estudio, la norma puede definir un estándar de referencia variable en el tiempo. Los límites o estándares que define la norma se deben revisar cada 5 años.	El máximo de emisiones se controla a partir de la cantidad de derechos que son distribuidos entre las fuentes que participan del SPET. El límite de emisiones puede ir variando año a año (atributo deseable para poder alcanzar la carbono neutralidad).
Distribución de los derechos de emisiones	No se distribuyen los derechos de emisiones. Las fuentes se deben preocupar de cumplir con los límites establecidos por la norma.	Los derechos de emisión que adquiere una fuente al comienzo de cada año pueden ser subastados por el regulador y/o pueden ser distribuidos por este mismo bajo un criterio preestablecido.
Criterio para distribuir derechos de emisión o criterio para definir norma de emisiones.	De acuerdo con la revisión de la experiencia internacional, el criterio para definir el estándar de emisión que afecta a una industria o agrupación de industrias se puede definir en base un criterio de <i>benchmark</i> . Asimismo, la norma debería considerar los costos de implementación de las medidas de mitigación a nivel sectorial y los presupuestos de carbono sectorial que sean coherentes con la meta de carbono neutralidad.	Sistema sin subastas: El regulador podría distribuir los derechos de emisión de manera similar al criterio para definir el estándar de un sistema de Norma de Emisiones. Sistema con subastas: El regulador distribuye los derechos de emisión de acuerdo con los resultados del sistema de subastas. Bajo este esquema, la distribución inicial de derechos de emisiones podría ser distinta a la distribución resultante en un sistema de Norma de Emisiones.

Atributo	Norma de Emisiones	SPET
<p>Consecuencias si una fuente emite más que el límite establecido por la norma o los derechos de emisión que fueron adquiridos al regulador (para un SPET).</p>	<p>La fuente puede compensar sus emisiones adquiriendo certificados de emisiones.</p> <p>Los certificados de emisiones podrían provenir de fuentes que están afecta a la norma, pero cuyas emisiones son menores que lo fijado por la norma (certificados de excedentes de emisiones o "excedente de TPS" como se denominan en estudio previo)¹¹.</p> <p>Asimismo, los certificados de reducciones/absorciones podrían provenir de sectores que no están afectos a la norma de emisión.</p>	<p>La fuente puede compensar sus emisiones adquiriendo derechos de emisiones en un mercado secundario tipo bolsa que se implementa o adquiriendo <i>offsets</i>.</p> <p>Los derechos de emisiones adicionales se adquieren en un mercado en el cual se venden y compran derechos de emisiones (mercado secundario tipo bolsa). En este mercado solo participan las fuentes que participan del SPET.</p> <p>Las emisiones también se pueden compensar a través de <i>offset</i> implementados en sectores que no participan del SPET.</p>
<p>Definición del precio de las compensaciones</p>	<p>El precio de los certificados se debería determinar a través de los acuerdos bilaterales entre las partes que compran y venden derechos de emisiones.</p>	<p>El precio de los derechos de emisiones adicionales está definido por el precio resultante entre la curva de oferta y demanda de las fuentes que transan en el mercado tipo bolsa.</p> <p>En el caso de los <i>offsets</i>, el precio está definido por el costo de implementación del <i>offset</i> o el precio al cual se vendan los certificados de reducción/absorción de dichos proyectos.</p>
<p>Disponibilidad temporal de excedentes de emisiones o derechos de emisiones</p>	<p>Los excedentes de norma de emisiones (o excedentes de "TPS") estarían disponibles al final del año, una vez que se verifique que las emisiones de la instalación no superaron el límite definido por la norma de emisiones.</p>	<p>Los excedentes de derechos de emisiones de los regulados están disponibles durante todo el año y estos se pueden transar de manera constante en el mercado secundario.</p>
<p>Disponibilidad temporal de reducción de emisiones de proyectos de compensación.</p>	<p>La disponibilidad de certificados de emisiones provenientes de fuentes no afectas a la norma de emisiones va a depender de los tiempos de desarrollo de estos proyectos, los tiempos de certificación y los tiempos de verificación de la reducción/absorción de emisiones.</p>	<p>De manera análoga al sistema de Norma de emisiones, la disponibilidad de certificados de emisiones provenientes de fuentes no afectas al SPET, va a depender de los tiempos de desarrollo de estos proyectos, los tiempos de certificación y los tiempos de verificación de la reducción/absorción de emisiones.</p>
<p>Porcentaje de las emisiones que se puede compensar</p>	<p>Dependiendo de cómo se diseñe la norma, una fuente podría adquirir todos los certificados de emisiones que sean necesarios para cumplir con la norma. Asimismo, dependiendo del diseño, se puede definir de qué sectores pueden provenir esos certificados.</p>	<p>Una fuente puede adquirir todos los derechos que estime conveniente en el mercado de venta y compra de derechos. Es importante destacar, que el número de derechos que se transen en el mercado estará limitado por la oferta y demanda de estos derechos.</p>

¹¹ Este atributo depende de cómo se diseñe el sistema de norma de emisiones.

Atributo	Norma de Emisiones	SPET
		Con respecto a la adquisición de <i>offsets</i> , generalmente se establece un límite máximo que se puede compensar en sectores que no participan del SPET. Por ejemplo, el límite máximo podría ser un 10%.
Ingresos por parte del regulador/Estado	El regulador/Estado no recibe ingresos, excepto aquellos asociados a las multas por incumplimiento de la norma.	El regulador/Estado recibe como ingreso los montos recaudados resultados de dicha subasta. Dichos ingresos se podrían utilizar para financiar proyectos de mitigación. También el regulador/Estado recibe ingresos asociados a las multas por incumplimiento del límite de derechos adquiridos.

De la tabla comparativa anterior, se observa que existen similitudes entre una norma de emisiones y la implementación de un SPET. En efecto, los derechos de emisiones que se distribuyen entre las fuentes que participan del SPET podrían hacerse bajo los mismos criterios que se definen en la norma de emisiones. Los “excedentes de TPS” de la norma de emisiones que se pueden vender a otras fuentes son equivalentes a los derechos de emisiones que no son ocupados por las fuentes sujetas a participar del SPET y que son vendidos a empresas deficitarias de derechos. Las principales diferencias identificadas son las siguientes:

- Disponibilidad temporal de excedentes de emisiones o derechos de emisiones: En un sistema de Norma de emisiones estarían disponibles solo a final de año, mientras que un SPET la disponibilidad es continua durante todo el año.
- Criterio para distribuir derechos de emisiones: Bajo un SPET con subastas de derechos de emisiones, la distribución inicial de derechos podría ser distinta a la distribución resultante en un sistema de Norma de Emisiones.
- Ingresos para el ente regulador: Bajo un SPET con subastas de derechos de emisiones, el regulador/Estado recibe como ingreso los montos recaudados resultados de dicha subasta.
- Forma en que se define el precio de los derechos de emisiones que se transan. Mientras que un SPET el precio corresponde al precio de despeje de la curva de oferta y demanda (todos los derechos se venden y compran a este precio), en el caso de una norma de emisiones no está la obligación de este mercado tipo bolsa y el precio de los certificados y “excedentes de TPS” es el resultado de las negociaciones entre las partes que participan de esta transacción.

2.5 Definición de los casos de estudio para evaluar los instrumentos y caracterización de los sectores

A continuación, se establece una propuesta de definición de los casos de estudio para determinar la costo-efectividad de un Sistema de Norma de Emisiones en comparación con un SPET. Los casos de estudio estarán caracterizados por los parámetros descritos en la siguiente tabla.

Tabla 2-4: Descripción de casos de estudio

Atributo de casos de estudio	Descripción
Definición de horizonte de evaluación	Las simulaciones son realizadas considerando el horizonte de evaluación 2020-2050.
Año a partir del cual se aplican los instrumentos	Se considerará que la implementación de los instrumentos a evaluar podría ocurrir a partir del año 2025.
Definición emisiones máximas del sector energía	<p>El proyecto de ley en uno de sus artículos establece el margo general para que el Ministerio de Medio Ambiente tenga la potestad legal de definir un mecanismo de control de las emisiones máximas de distintas fuentes o sectores: “la cantidad máxima de un gas de efecto invernadero y/o un contaminante climático de vida corta que podrá emitir un establecimiento, fuente emisora o agrupación de estas, se definirá en función de un estándar de emisiones de referencia por tecnología, sector y/o actividad, con el objeto de cumplir los objetivos de la Estrategia Climática de Largo Plazo y la Contribución Determinada a Nivel Nacional”</p> <p>Suponiendo que se define un cantidad máxima de emisiones por “agrupación de fuentes”, las simulaciones se realizarán considerando que las emisiones deberán ser coherentes con metas de la NDC actualizada, el presupuesto de emisiones a nivel nacional y la meta de carbono neutralidad hacia el año 2050. La trayectoria de emisiones máximas se obtiene de la propuesta de actualización de NDC e informe de carbono neutralidad del Ministerio de Energía.</p> <p>En una primera etapa se realizarán simulaciones con el Modelo PMR considerando un límite de emisiones agregado. A partir de los resultados de las simulaciones, se obtendrá como resultados las medidas de mitigación más costo-efectivas de implementar a nivel sectorial para cumplir con este límite de emisiones agregado. Asimismo, se obtendrán como resultado las emisiones sectoriales, lo cual será considerado como antecedente para definir límites de emisiones por sector (generación eléctrica, transporte, etc.).</p>
Definición de sectores o fuentes que estarían afectos a los instrumentos que serán evaluados	<p>Tomando en cuenta la experiencia nacional e internacional, en una primera etapa se consideran los siguientes sectores del sector energía que estarán afectos a la aplicación de los instrumentos: sector generación eléctrica, sector minería, sector industria y sector transporte de carga.</p> <p>En un principio la propuesta metodológica consideraba que las fuentes iban a ser agrupadas de manera de poder diferenciar aquellos cuyos grupos de instalaciones que superen un determinado nivel de emisiones (nivel a partir del cual las fuentes podrían estar afectas a la norma o SPET), por ejemplo, por sobre 10 o 25 ktCO₂/año o un determinado umbral de capacidad instalada. Este análisis se iba a realizar considerando las emisiones por fuentes reportadas a través del Sistema RETC. En los anexos 6.4, 5.5 y 6.6 de este informe se presenta un análisis del porcentaje de fuentes que se verían afectas a la aplicación de los instrumentos considerando el umbral de emisiones de 25 kton CO₂/año o capacidad instalada de 10 MWt. Sin embargo, dicha</p>

Atributo de casos de estudio	Descripción
	<p>desagregación no fue posible realizarla debido a razones de tiempo y a dificultades encontradas con la base de datos de la fuente de origen de la información. Esto significa que las simulaciones que presentan en la sección 3 de este informe se hicieron suponiendo que todas las fuentes por sectores quedaron afectas a la aplicación de los instrumentos evaluados. Este supuesto no debería afectar significativamente los resultados debido a que en el análisis presentado en el anexo 6.6 se muestran que, si se hubiera considerado el umbral de 25 ktCO₂/año, en los sectores industria, minería y generación eléctrica, más del 88% de las emisiones totales se hubiera visto afecta a la aplicación del instrumento.</p>
<p>Definición de emisiones máximas de agrupación de fuentes emisoras a nivel sectorial.</p>	<p>El límite de emisiones sectoriales se puede obtener a partir de simulaciones con el Modelo PMR o límites de emisiones utilizados en la actualización de la NDC. La propuesta original consideraba explorar distintas sensibilidades a partir del límite de emisiones obtenidos para el caso base (caso con límite de emisiones a nivel agregado). Las sensibilidades buscan analizar el impacto económico que tendrían en los sectores niveles de reducción más o menos exigentes con respecto a dicha referencia. Los resultados que se presentan en la sección 3 se hicieron considerando un límite de emisiones coherente con las proyecciones de emisiones sectoriales del NDC.</p>
<p>Definición de emisiones máximas según estándar de referencia</p>	<p>El Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático establece que la cantidad máxima de un gas de efecto invernadero se definirá en función de un estándar de emisiones de referencia por tecnología, sector y/o actividad. En este sentido, la propuesta original consideraba la utilización de métricas analizadas en la revisión de antecedentes nacionales e internacionales para definir un estándar de emisiones que permita controlar las emisiones máximas a lo largo del horizonte de evaluación. Sin embargo, la evaluación de los casos de estudio de este informe se hizo considerando las emisiones de GEI como única métrica. A continuación, se presentan otras métricas que podrían haber sido evaluadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Generación eléctrica: emisiones máximas por fuente, tCO₂/MWh, emisiones máximas por capacidad instalada. ▪ Industria y minería: Emisiones máximas según nivel de producción (tCO₂/producción). Las proyecciones de producción a nivel sectorial se ingresan de manera exógena al modelo. Mediante restricciones del modelo de optimización, se busca limitar el valor de la intensidad, lo cual incentivará la implementación de medidas de mitigación o la compra de compensaciones en otros sectores. ▪ Transporte: Emisiones máximas por km recorrido (tCO₂/km). Este indicador se podría aplicar para agrupación de fuentes.
<p>Nivel de compensación de emisiones que se permite en otros sectores que no participan de la aplicación de los instrumentos evaluados.</p>	<p>Se incorpora en el análisis aplicación de opciones de compensación de emisiones en sectores que no están afectados a la norma de emisiones o SPET. Se utilizaron resultados de estudios previos para caracterizar fuentes de compensación, costos de abatimiento y potencial de mitigación¹².</p> <p>Se considerarán distintos porcentajes de compensación para efecto de sensibilizar el impacto de esta flexibilidad con la que cuentan las fuentes. Se realizan sensibilidades de este parámetro,</p>

¹² Por ejemplo, se revisó el reporte: StratCarbon. (2020). “Análisis de la oferta de créditos de carbono de proyectos de reducción de emisiones GEI existentes en Chile”. Estudio licitado por GIZ.

Atributo de casos de estudio	Descripción
	<p>variando el porcentaje desde un 0% a un 100% de compensación en otros sectores.</p> <p>También se contemplaba originalmente realizar sensibilidades con respecto a los sectores y tipos de proyectos que se podrían contabilizar para realizar dichas compensaciones. Sin embargo, los resultados de este informe no incluyen estas últimas sensibilidades por razones de tiempo. En ese sentido, se plantea como trabajo futuro analizar el impacto de restringir el tipo proyectos que pueden realizar compensaciones en el sector forestal.</p>
<p>Nivel de multa en caso de no cumplir con norma de emisión.</p>	<p>La propuesta original consideraba la sensibilización de valores para penalizar el incumplimiento de la norma de emisiones. Sin embargo, las evaluaciones se realizaron suponiendo que siempre se iba a tener que cumplir la norma o respetar el límite de derechos de emisiones.</p>

La siguiente figura muestra etapas para definir los casos de estudio a analizar. A partir de la definición de un límite de emisiones globales, se estiman los niveles de emisiones sectoriales. Las emisiones por sector se utilizan para definir los límites de emisiones sectoriales correspondientes. Con esta información, se definen métricas para caracterizar el estándar de referencia que podría afectar a las fuentes en particular de cada sector. Se realizarán sensibilidades con respecto a este parámetro y sobre el porcentaje y sectores en los cuales se pueden adquirir compensaciones.

A partir de los resultados de las simulaciones, se obtiene la proyección de emisiones por sector, los costos de inversión (CAPEX), los costos de operación y mantenimiento (OPEX), las medidas implementadas, las compensaciones adquiridas en otros sectores, entre otras salidas.

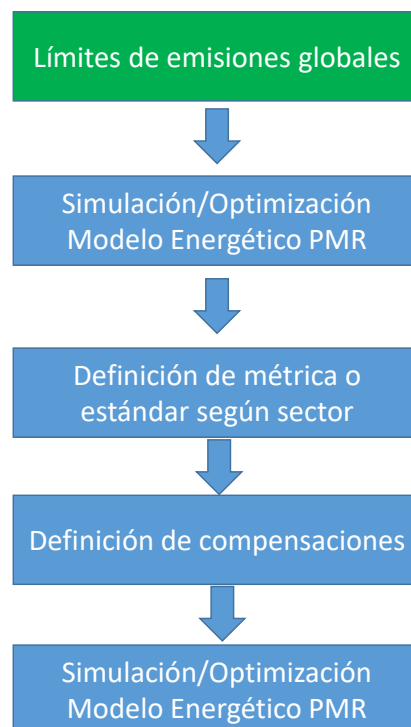


Figura 2-3: Etapas consideradas durante la simulación de los casos de estudio.

2.6 Modificaciones a Modelo Energético PMR para representar norma de emisiones

El modelo PMR está basado en un enfoque de optimización para representar las decisiones de inversión y operación que podrían tomar los distintos agentes ante la implementación de instrumentos de precio al carbono. El modelo minimiza los costos de operación asociados al consumo de energía, los costos de inversión en tecnologías necesarias para satisfacer los requerimientos de demanda (calderas, hornos, motores, generadores, etc.), los costos de mantenimiento, los costos asociados al pago de derecho de emisiones y los costos asociados a los pagos de compensación de emisiones en otros sectores.

El modelo supone que la implementación de instrumentos de precio al carbono fomentará que las fuentes/sectores utilicen tecnologías bajas en emisiones en sus procesos productivos o compensen sus emisiones en otros sectores.

Como resultado del modelo de optimización se obtienen proyecciones de demanda de energía, oferta de energía y emisiones de gases de efecto invernadero para horizontes de evaluación de largo plazo (por ejemplo, 2020-2050), costos de inversión y costos de operación para cada escenario evaluado, intensidad de emisiones, costos de abatimiento, entre otras salidas. De esta forma, la herramienta computacional ayuda a los tomadores de decisión a determinar la aplicación de los instrumentos más costo-efectivos. La formulación completa del problema de optimización se encuentra disponible en el estudio “Desarrollo de una herramienta de modelamiento y simulación de políticas climáticas” (Centro de Energía, 2019).

A continuación, se detallan algunos de los cambios que están siendo implementados para modelar la norma de emisiones, por lo que la estructura general del modelo se mantendría.

La ecuación (1) representa la función objetivo del problema de optimización. La función objetivo minimiza el costo total de operación asociado al consumo de energía (c_{oper}), el costo de inversión en las tecnologías necesarias para satisfacer la demanda o inversión necesaria para reducción emisiones de GEI (c_{inv}), el costo de operación y mantenimiento (c_{coma}), el costo de adquisición de derechos de emisión ($c_{derechos}$) en un SPET y el costo asociado a la compensación de emisiones en otros sectores ($c_{compensaciones}$).

El costo asociado a las opciones de compensación se obtiene a partir de fuentes de información de estudios previos, como se detalla en la sección 2.7.2. Por ejemplo, se estimarán costos de compensaciones de proyectos asociados a capturas del sector forestal, sector agropecuario, etc.

La evaluación se realiza para todos los procesos productivos (representados por el índice i) y para todo el horizonte de evaluación (donde los años se representan por el índice t). El parámetro $factor_t$ se utiliza para traer a valor presente las componentes de costos a una determinada tasa de descuento.

$$\text{Min} \sum_{i,t} factor_t \times (c_{oper_{i,t}} + c_{inv_{i,t}} + c_{coma_{i,t}} + c_{derechos_{i,t}} + c_{compensación_{i,t}}) \quad (1)$$

Donde:

c_{oper} : costo total de operación asociado al consumo de energía

c_{inv} : costo de inversión en las tecnologías necesarias para satisfacer la demanda o inversión necesaria para reducción emisiones de GEI

c_{coma} : el costo de operación y mantenimiento

$c_{derechos}$: el costo de adquisición de derechos de emisión en un SPET

$c_{compensaciones}$: costo asociado a la compensación de emisiones en otros sectores

La siguiente restricción se implementará para representar el límite de emisiones máximas para una instalación, fuentes o agrupación de fuentes asociados a la norma de emisión:

$$E(i, t) + ETPS_{v(i,t)} \leq N(i, t) + Comp(i, t) + ETPS_{c(i,t)} \quad \forall i, t \quad (2)$$

Donde:

$E(i, t)$: emisiones de la fuente o agrupación de fuentes i en el año t .

$ETPS_v(i, t)$: excedente TPS que se podría vender a otras fuentes desde la fuente i , un sistema de Norma de emisiones o el excedente de derechos en un SPET.

$N(i, t)$: límite de emisiones definidos por la Norma en base a un estándar de referencia o el límite de derechos de emisiones en un SPET.

$Comp(i, t)$: certificados por las compensaciones adquiridas por la fuente i a otros sectores.

$ETPS_c(i, t)$: excedentes de emisiones adquiridos por la fuente i desde otros sectores.

En el caso que el estándar de referencia $Estandar(t)$ esté expresado en función de la unidad de producción de una industria $Prod(i, t)$, se tiene la siguiente ecuación:

$$E(i, t)/Prod(i, t) \leq Estandar(i, t) \quad (3)$$

$$\Rightarrow E(i, t) \leq Estandar(t) \times Prod(i, t) = N(i, t) \quad \forall i, t$$

Luego, el valor de $N(i, t)$ va a depender de la definición del estándar de cada sector. Este valor debería ir variando a lo largo del tiempo de manera de contabilizar las emisiones máximas. Se realizarán sensibilidades para analizar el impacto de la definición de este estándar de refencia. El nivel de producción de cobre, azúcar, cemento, etc. es un dato que se ingresa de manera exógena al modelo. Se utilizarán las fuentes más actualizadas de proyección de producción de los distintos sectores a nivel nacional (ver Anexo 6.7 para más detalles).

La siguiente ecuación representa el balance entre los excedentes de derechos de emisiones vendidos para un SPET (o excedentes de norma o TPS para un sistema de Norma) y los excedentes de derechos de emisiones comprados:

$$\sum_i ETPS_{v(i,t)} = \sum_i ETPS_{c(i,t)} \quad \forall i, t \quad (4)$$

La siguiente ecuación representa que la cantidad de compensaciones adquiridas no puede superar la disponibilidad de compensaciones provenientes de otros sectores:

$$\sum_i Comp(i, t) \leq \sum_s DCom(s, t) \quad \forall i, t \quad (5)$$

Donde:

$DCom(s, t)$: compensaciones adquiridas en el sector s y en el año t.

Como se ha comentado anteriormente, la disponibilidad de $DCom(s, t)$ se obtendrá de resultados de estudios previos (ver sección 2.7.2). Para efectos de limitar la disponibilidad de excedentes de norma se impone la siguiente restricción. En la definición de los casos de estudio se analizan las razones por las cuales podrían no estar disponibles los excedentes en un sistema de norma de emisiones.

$$ETPS_v(i, t) \leq Limite_ETPS(i, t) \quad \forall i, t \quad (6)$$

Para efectos de limitar la cantidad de emisiones que se puede compensar se impone la siguiente restricción:

$$ETPS_v(i, t) \leq Limite_COMP(i, t) \quad \forall i, t \quad (7)$$

Donde:

$Limite_ETPS(i, t)$: cantidad de excedente de norma que se pueden transferir

$Limite_COMP(i, t)$: cantidad de emisiones a compensar

Estos parámetros son iguales a cero en un sistema de norma rígido sin posibilidad de transferir excedentes de norma y sin posibilidad de compensar en otros sectores. Por el contrario, estos valores son distintos de cero en un sistema con mayor flexibilidad.

2.7 Medidas de mitigación

2.7.1 Medidas sector energía

De acuerdo a lo explicado anteriormente, la metodología utilizada supone que la implementación de instrumentos de precio al carbono fomentará que las fuentes o instalaciones emisoras de GEI utilicen tecnologías bajas en emisiones. En este sentido, se presenta una lista de medidas de mitigación que podrían ser aplicadas producto de la implementación de un sistema de norma de emisiones o SPET.

Adicionalmente, en la subsección 2.7.2 se presenta una lista ampliada de medidas de mitigación que se podrían implementar para compensar las emisiones del sector energía en los sectores residuos, forestal y agropecuario. También se incluyen medidas de mitigación del sector energía que por su naturaleza podrían ser difíciles de fomentar a través de un sistema de norma o SPET.

Tabla 2-5: Lista de medidas de mitigación que se podrían implementar en cada sector¹³.

Sector	Medida de mitigación	Descripción
Industria y minería	Cambio de combustibles en procesos térmicos por gas natural	Esta medida tiene el objetivo de reducir emisiones de GEI mediante el reemplazo de combustibles altos en emisiones (diésel, petróleo combustible) por gas natural. Esta medida aplica a todos los procesos térmicos incluyendo calderas y hornos del sector industrial y minero.
	Introducción de sistemas solares térmicos	Esta medida tiene como objetivo la reducción de emisiones de GEI aprovechando el uso de energías renovables no convencionales en procesos productivos. En particular, se considera el aprovechamiento de la energía solar como fuente de calor en procesos térmicos de baja temperatura, cuyo calor proviene de calderas.
	Cambio de combustibles en procesos térmicos por biomasa	Esta medida tiene el objetivo de reducir emisiones de GEI mediante el reemplazo de combustibles altos en emisiones (diésel, petróleo combustible) por biomasa.
	Cambio de combustibles en procesos térmicos por hidrógeno	Esta medida tiene como objetivo el uso de hidrógeno en los procesos térmicos de la industria y minería. Las calderas que utilizan carbón, gas natural o diésel son reemplazadas por calderas que utilizan hidrógeno.
	Uso de hidrógeno en camiones CAEX	Esta medida tiene como objetivo el uso de hidrógeno para la tracción de camiones utilizados en los procesos de extracción en las minas de cobre a rajo abierto.
	Captura y almacenamiento de carbono (CCS)	Desarrollo de sistema de CCS en industria del cemento. Esta medida no alcanzó a ser modelada e incorporada en los resultados de este estudio ¹⁴ .
	Electrificación de usos motrices en industria y minería	Esta medida tiene como objetivo reemplazar los combustibles fósiles utilizados en procesos motrices por el uso de motores eléctricos.
	Hidrógeno para usos motrices en industria y minería	Esta medida, al igual que la anterior, tiene como objetivo reemplazar los combustibles fósiles utilizados en procesos motrices por el uso de motores que hagan uso de hidrógeno.
	Medidas de eficiencia energética	Esta medida tiene como objetivo fomentar la inversión en medidas de eficiencia energética destinadas a reducir el consumo de calor en procesos industriales. Se estima que es posible una reducción de consumo de un 15% aplicando medidas como (Centro de Energía, 2018): <ul style="list-style-type: none"> ▪ Reparación de fugas en líneas de vapor. ▪ Control de carga en calderas. ▪ Mejorar la operación de las calderas. ▪ Instalación de economizadores.

¹³ Las medidas fueron obtenidas de distintos estudios previos (Por ejemplo, el Informe de Carbono Neutralidad del Ministerio de Energía) y análisis realizados por equipo consultor.

¹⁴ Por limitaciones de tiempo no fue modelada.

Sector	Medida de mitigación	Descripción
		<ul style="list-style-type: none"> Instalación de recuperadores de calor. Mejorar la eficiencia en los quemadores.
Generación eléctrica	Retiro de centrales a carbón	<p>Esta medida considera el retiro gradual de las centrales a carbón que actualmente están en operación. Se espera un retiro total hacia el año 2040.</p> <p>Asimismo, esta medida considera que las centrales a carbón retiradas podrían ser reconvertidas en unidades de generación libre de emisiones (por ejemplo, baterías de Carnot) o podrían ser utilizadas para otros fines (ejemplo, plantas de desalinización). Los resultados de las simulaciones que se muestran en la sección 3 no consideran la reconversión de centrales a carbón, es decir, solo se considera su retiro programado. Por razones de tiempo no fue incluida la modelación de la reconversión de centrales.</p>
	Introducción de energías renovables	<p>Esta medida considera que el incremento de demanda eléctrica podría ser suministrado por un conjunto de tecnologías renovables tales como: energía solar fotovoltaica, solar concentración solar de potencia (CSP), eólica, geotermia, minihidro.</p> <p>Asimismo, se consideran la introducción de sistemas de almacenamiento para gestión energética.</p>
Transporte	Hidrógeno en camiones de transporte carga por carreteras	Esta medida evalúa el impacto de la introducción de camiones de hidrógeno para el transporte de carga en reemplazo de camiones de carga que utilizan diésel.
	Hidrógeno en transporte aéreo	<p>Esta medida evalúa el impacto de la introducción de hidrógeno en el transporte aéreo nacional.</p> <p>A modo de ejemplo, la empresa AirBus está desarrollando un prototipo de avión comercial que funcionaría con hidrógeno¹⁵.</p>
	Hidrógeno en transporte marítimo	Esta medida evalúa el impacto de la introducción de hidrógeno en el transporte marítimo nacional.
	Electromovilidad vehículos livianos	Esta medida evalúa el impacto de la introducción de vehículos eléctricos privados como reemplazo de vehículos a gasolina y diésel.
	Electromovilidad en taxis y colectivos	Esta medida evalúa el impacto de la introducción de taxis y taxi-colectivos eléctricos como reemplazo de vehículos a gasolina y diésel.
	Electromovilidad en buses	Esta medida evalúa el impacto de la introducción de buses urbanos e interurbanos eléctricos, en reemplazo de buses a diésel.
	Estándar de eficiencia energética para vehículos livianos	Los estándares de rendimiento energético fijan valores de rendimiento (medido en km/lge ¹⁶ 1 o lge/100 km) mínimo para el promedio anual de vehículos vendidos por fabricantes o importadores en el territorio. Esta medida no fue incorporada en los resultados de este estudio.

¹⁵ Ver más información en <https://www.airbus.com/innovation/zero-emission/hydrogen/zeroe.html>

¹⁶ Kilómetros por litros de gasolina equivalente

Sector	Medida de mitigación	Descripción
Comercial	Electrificación de usos finales en sector comercial	Esta medida evalúa el impacto de la electrificación de los usos finales del sector comercial: uso de combustibles fósiles para calefacción, agua caliente sanitaria y para usos de transporte reportados en este sector.
Residencial	Electrificación de calefacción en sector residencial	Esta medida evalúa el impacto de la introducción de sistemas de calefacción eléctrico (estufas infrarrojas y el aire acondicionado) que reemplacen el uso de combustibles fósiles y biomasa.
	Electrificación de cocción en sector residencial	Esta medida evalúa el impacto de la introducción de cocinas eléctricas (cocina eléctrica vitrocerámica o platos eléctricos) que reemplacen el uso de cocinas convencionales que utilizan gas natural o gas licuado.
	Introducción de energía solar en procesos térmicos	Esta medida consiste en la instalación de sistemas solares térmicos para usos de agua caliente sanitaria en viviendas.
	Mejora en estándar de construcción de nuevas viviendas.	Esta medida consiste en aumentar la exigencia de la reglamentación térmica de las viviendas nuevas.

2.7.2 Compensación de emisiones

En esta sección se resume el trabajo de búsqueda de proyectos de reducción de emisiones de GEI que podrían ser útiles para el establecimiento de compensaciones u *offsets* a nivel nacional. Para ello se han revisado diversos estudios nacionales en los que se han identificado este tipo de proyectos: StratCarbon (2020), StratCarbon (2019), BID (2021), actualización de NDC (2020), PMR (2018), POCH (2017) y MAPS-Chile (2014). Además, se revisó la Plataforma para la Compensación de la Huella de Carbono de las Naciones Unidas¹⁷, en la que se encuentran disponibles alrededor de 50 proyectos con reducciones desde 1 hasta 200.000 toneladas de CO_{2eq} y con precios entre 1 y 100 USD/tonelada.

Para cada proyecto de compensación se identificaron las reducciones anuales, el horizonte del proyecto (que entrega la reducción potencial máxima), los costos de inversión, operación y mantención de los mismos. La información de costos fue utilizada para estimar un costo de abatimiento que permitirá determinar el valor de la compensación u *offset* que puede ser usado en el modelo PMR (valor $c_{compensación_{i,t}}$ de la función objetivo).

Las simulaciones tienen como objetivo analizar si es más costo-efectivo implementar las medidas de mitigación a nivel sectorial para cumplir con la norma de emisiones (o límite de derechos en un SPET) o compensar las emisiones a través de la implementación de estos proyectos.

En el caso de los estudios de StratCarbon (2019 y 2020), se intenta identificar y cuantificar proyectos de compensación de emisiones, tanto de sus reducciones de

¹⁷ Más información en: <https://offset.climateneutralnow.org/allprojects>

emisiones de GEI, como el análisis financiero respectivo, que en algunos casos permite evaluar el costo de las toneladas reducidas. En el resto de los estudios se han identificado medidas de mitigación en diversos sectores productivos que, a juicio de los consultores, podrían ser utilizadas como compensación de emisiones. Para ello, en general se han identificado los costos de abatimiento, así como el potencial anual y total de reducción de emisiones.

La Tabla 6 muestra un resumen de los proyectos identificados en los estudios antes mencionados. Se dispone de 9 proyectos en el sector Transporte, 5 en el sector Residencial, 8 en el sector Agropecuario, 6 en el sector Residuos, 1 en el sector Minería y 5 en el sector Silvicultura. Se considera el nombre de la medida, la reducción anual (en MMt), reducción total (en MMt), los costos de inversión, operación y mantención (en MMUSD/año).

A partir de dicha información se estima el costo de abatimiento (en USD/tCO₂, se asume una tasa de descuento del 10% por tratarse de proyectos que se transarán entre privados). Además, se ha considerado establecer una evaluación cualitativa respecto al grado de implementación de un sistema MRV de las medidas ("Grado de MRV") y la fuente de la que se han obtenido los proyectos.

Existe una serie de proyectos en que el costo de abatimiento debiera ser negativo (dado que la reducción de costos de operación es mayor que el aumento de costo de inversión). Se ha supuesto que el precio al cual se venden las compensaciones asociadas a *offset* siempre será positivo, por lo que para transformar los costo de abatimiento negativos en un precio positivo, se ha considerado que el costo de abatimiento corresponde a una fracción de la inversión que debiera pagar el demandante de las reducciones (especialmente si no recibe de manera directa los ahorros de las medidas. Por ejemplo, en la infraestructura para bicicletas).

Tabla 2-6: Reducciones y costos de proyectos de reducción de emisiones de GEI identificados

Sector	Medida	Reducción anual (MMt)	Reducción total en 28 años (MMt)	Costo Inversión (MMUSD/año)	Costo Operación (MMUSD/año)	Costo Abatimiento (USD/tCO ₂)	Grado de MRV	Fuente
Transporte	Infraestructura bicicletas	0,5	12,9	26,4	-560,8	32,7	Alto	MAPS – Chile (2014)
	Implementación de infraestructura en el transporte público	0,1	2,5	71,6	-137,8	1.716,8	Alto	MAPS – Chile (2014)
	Programa de subvención a bicicletas eléctricas	0,3	8,4	50,2	-652,5	37,2	Bajo	MAPS – Chile (2014)
	Renovación parque de camiones de carga y chatarrización	0,1	1,4	-	-5,7	-	Medio	MAPS – Chile (2014)
	Programa bicicletas públicas	0,0	0,3	17,6	53,0	12.499,8	Bajo	MAPS – Chile (2014)
	Conducción eficiente	0,0	0,3	-	-7,5	-	Bajo	MAPS – Chile (2014)
Residencial	Medidas para obtener calificación energética de viviendas existentes	0,3	8,1	64,1	-213,0	168,8	Medio	MAPS – Chile (2014)
	Calificación energética de viviendas nuevas	0,3	9,0	190,9	-225,7	1.731,0	Alto	MAPS – Chile (2014)
	Programa de recambio aireadores	0,24-0,3	3,38-8,4	133,6	-542,5	10,3	Bajo	MAPS – Chile (2014), Poch (2017)
	Programa de adopción de sistemas solares térmicos residencial	0,6	16,2	115,8	-241,0	399,5	Medio	MAPS – Chile (2014)
	FV en distribución	0,1	3,6	96,9	-106,0	1.839,9	Medio	PMR (2018)
Agropecuario	Mejoramiento de la dieta de alimentación en bovinos	0,04	6,7	0,3	16,8	74,5	Bajo	MAPS – Chile (2014)
	Uso de fertilizantes con inhibidores del ciclo del nitrógeno	0,1	3,1	0,3	-1,2	6,5	Bajo	MAPS – Chile (2014)
	Fomento a la agricultura orgánica	0,2	4,5	5,9	2,3	164,9	Medio	MAPS – Chile (2014)
	Secuestro de carbono atmosférico por los suelos mediante cero labranza	0,1	2,0	1,7	-1,8	71,0	Medio	MAPS – Chile (2014)
	Implementación de Biodigestores	0,2 – 0,4	4,2 – 11,9	0,7 - 2,9	1,0 – 1,3	5,1 - 85,1	Medio	MAPS – Chile, NDC (2020)
	Mejoramiento genético dieta de bovinos	0,0- 0,2	1,1 – 1,3	0,3	16,8- 19,7	447,2 – 472,5	Medio	MAPS – Chile (2014)
	Secuestro de carbono en suelos agrícolas por aplicación de materia orgánica	0,3	8,1	0,3	-22,1	1,2	Medio	MAPS – Chile (2014)
	Utilización de energías renovables no convencionales en agricultura de riego	0,3	7,0	31,8	-90,5	157,1	Alto	MAPS – Chile (2014)
Residuos	Aumento de captura y quema de biogás con antorchas (Nivel 1)	0,5-1,3	35,3	5,4	17,6	18-31,6	Alto	MAPS – Chile (2014), StratCarbon (2019)

Sector	Medida	Reducción anual (MMt)	Reducción total en 28 años (MMt)	Costo Inversión (MMUSD/año)	Costo Operación (MMUSD/año)	Costo Abatimiento (USD/tCO ₂)	Grado de MRV	Fuente
	Generación eléctrica con biogás en rellenos sanitarios	0,5	12,6	3,5	-2,4	26,3	Alto	MAPS – Chile (2014)
	Aprovechamiento térmico del biogás	0,1	3,4	1,0	1,1	43,1	Alto	MAPS – Chile (2014)
	Compostaje en planta	0,4	12,3	2,8	-19,4	5,9	Alto	MAPS – Chile (2014)
	Compostaje en ferias	0,1	2,8	0,8	-4,8	21,5	Bajo	MAPS – Chile (2014)
	Compostaje domiciliario	0,0	0,6	1,6	-3,8	143,3	Bajo	MAPS – Chile (2014)
Silvicultura	Captura de CO ₂ mediante la recuperación del bosque nativo degradado	0,5	13,7	-	16,2	33,1	Alto	MAPS – Chile (2014)
	Fomento forestación de plantaciones y bosque nativo	3,1 – 6,8	86,2 – 191,8	4,8	23,2 - 27,1	4,1 - 8,8	Alto	MAPS - Chile, NDC (2020)
	Manejo sustentable bosque nativo	1,1 - 2,9	16,9 – 30,0	1.300	-20 (***)	21, 8 - 24,4	Alto	Poch (2017), NDC (2020)
	Forestación Productiva exótico	2,1	58,4	12,1	-	5,8	Alto	NDC (2020)
	Manejo sustentable bosque nativo	1,1	29,8	-	23,2	21,8	Alto	NDC (2020)
	Reducir deforestación (REDD+)	1,7	48,3	1.203,5 (**)		0,4	Alto	StratCarbon (2019)
	Reducir degradación: silvicultura preventiva (REDD+)	9,6	268,3	1.338,5 (**)		12,2	Alto	StratCarbon (2019)
	Conservación (REDD+)	1,2	34,0	2.059,5 (**)		189,8	Alto	StratCarbon (2019)

(*) USD/vivienda (**) USD/Ha (***) 20 USD/ha/año de ingresos asociados a pagos por servicios ambientales

Fuente: Elaboración propia, basado en MAPS – Chile (2014)¹⁸, StratCarbon (2019), PMR (2018), NDC (2020) y POCH (2017).

¹⁸ Más información en:

- Sector Agropecuario: https://mapschile.mma.gob.cl/files/sector_agro.pdf
- Sector Residencial: https://mapschile.mma.gob.cl/files/sector_CPR.pdf
- Sector Forestal: https://mapschile.mma.gob.cl/files/sector_forestal.pdf
- Sector Residuos: https://mapschile.mma.gob.cl/files/sector_residuos.pdf
- Sector Transporte: https://mapschile.mma.gob.cl/files/sector_transporte.pdf

Como se observa en la tabla 6, se pueden contabilizar reducciones de GEI del orden de 30 millones de tCO₂ por año (con un total de 900 MMt en el periodo aproximadamente), con costos de abatimiento que varían entre 0,4 y 12.500 USD/tCO₂.

En el estudio de StratCarbon (2019) también se identifican como potenciales *offset* a proyectos relacionados con la electrificación del transporte, los que se muestran en la Tabla 7. Sin embargo, a juicio del consultor (ver sección 2.7.1), estos proyectos también se podrían implementar como resultado de la aplicación de la Norma de Emisiones o SPET.

Tabla 2-7: Reducciones y parámetros de costos de proyectos de reducción de emisiones de GEI identificados

Sector	Medida	Reducción anual (MMt)	Reducción total en 28 años (MMt)	Costo Inversión (diferencia MM\$/unidad)	Costo Operación (MMUSD/año)	Grado de MRV	Fuente
Transporte	Recambio taxis básicos y colectivos a eléctricos	0,5	13,1	13,5		Medio	StratCarbon (2019)
	Recambio buses eléctricos Transantiago	0,4	12,3	155	0,35	Medio	StratCarbon (2019)
	Recambio buses eléctricos transporte colectivo a nivel nacional (*)	3,1	85,8	155	0,35	Medio	StratCarbon (2019)
	Recambio automóviles y station wagons eléctricos en el país	4,5	126,8	13		Medio	StratCarbon (2019)

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de StratCarbon (2019).

Asimismo, también en StratCarbon (2019) se han identificado una serie de proyectos en el sector generación eléctrica que también se podrían desarrollar como resultado de la norma de emisiones o SPET, y no necesariamente constituir proyectos a utilizar como compensaciones.

Tabla 2-8: Proyectos de reducción en el sector Generación eléctrica

Medida	Potencia Bruta (MW)	Generación Eléctrica (GWh/año)	Reducción anual (MMt)
Captura y almacenamiento de carbono (CCS) en CCGN ¹⁹	Sin información reportada en estudio de referencia	12.273	4,4 (+)
Generación con biogás	15	41.833	0,1
Cogeneración con biomasa	203	1.292	0,9
Geotermia	120	1.278	0,6
Mini hidro de pasada	447	99.869	1,5
Bombeo	300	30.590	0,5
Concentración solar de potencia (CSP) con almacenamiento	2.185	0	11,3
Solar CSP (Energ. Térmica)	7	0	0,0
Termosolar con almacenamiento	900	0	4,7
Marina, undimotriz (olas)	240.000	Sin información reportada en estudio de referencia	14,4
Marina, mareomotriz (mareas/corrientes)	2.400	Sin información reportada en estudio de referencia	4,8

(+) Corresponde al costo marginal unitario a valor presente (promedio entre 22 – 44 USD/MWh)

¹⁹ Ciclo Combinado de Gas Natural

Por último, en el caso del estudio BID (2021)²⁰ se han propuesto una serie de medidas de mitigación (por encima de lo considerado en la última actualización de la NDC de Chile), en los sectores IPPU, Residuos, Agricultura y Bosques y Biodiversidad. No se dispone de las reducciones y costos de estas medidas, pero en general, ellos corresponden a proyectos propuestos en estudios anteriores que sí los consideran y podrían ser estimados en una segunda etapa del estudio del BID.

A continuación, se detallan los proyectos identificados:

Procesos Industriales y Uso de Productos (IPPU)

- Nuevas Plantas de Recuperación y Regeneración de refrigerantes: Instalación progresiva entre 2025 y 2031 de plantas de regeneración hasta capacidad máxima de 2800 tHFC/año.

Residuos

- Nuevas Plantas de Tratamiento de Aguas Servidas (PTAS): Instalación de nuevas PTAS en los principales centros urbanos del país, con suficiente capacidad para tratar las aguas servidas del Gran Concepción (2030), Gran Valparaíso (2035), Antofagasta (2040) y la conurbación La Serena-Coquimbo (2040).
- Nuevas Plantas de Compostaje: Instalación de plantas de compostaje en todas las regiones del país con suficiente capacidad para compostar el 60% de los residuos orgánicos residenciales.

Agricultura

- Cambio de Dieta Bovina: Esta medida considera un aumento progresivo de cambio en la dieta bovina (aditivos que disminuyen la fermentación entérica en un 9% en comparación a una dieta normal) llegando al 70% de vacas lecheras al 2050, iniciando la conversión el año 2030.
- Biodigestores: Esta medida aumenta progresivamente el destino de purines porcinos a biodigestores, llegando con un 70% de los purines (medidos en cabezas porcinas) al 2040, manteniéndose constante al 2050.
- Uso eficiente de fertilizante: Esta medida aumenta progresivamente el uso eficiente de fertilizantes llegando a una reducción del 30% de uso de fertilizantes proyectados al 2030 para ciertos cultivos, manteniéndose constante al 2050.
- Reducción en el Consumo de Carne de Vacuno: Disminución progresiva en el consumo de carne bovina, hasta alcanzar una reducción del 10% al 2050, partiendo del año 2025. Esta disminución en el consumo es reemplazada por otros tipos de proteína (animal y vegetal). La medida tiene como supuesto que la disminución del consumo impacta solo a la producción nacional.
- Aplicación de enmiendas orgánicas en suelos: Aumento en la captura de carbono en suelos producto de la aplicación de enmiendas orgánicas (guano de aves de corral) aplicadas en suelos de cultivos anuales, partiendo la implementación el año 2030, llegando a un 10% de la superficie al 2040, y manteniéndose constante hasta el 2050. Se consideran las emisiones asociadas al contenido de nitrógeno.
- Manejo Holístico de Ganado: Aumento de la captura de carbono en praderas producto de un cambio en el manejo, que considera tiempos más cortos de pasturas por cuadrante, lo que permite un crecimiento de raíces, y alimentos más nutritivos al ganado. La medida

²⁰ Análisis desarrollado por Centro de Cambio Global UC. Informe final todavía no ha sido publicado. Sin embargo, el Ministerio de Energía y Ministerio de Medio Ambiente han sido contrapartes de este estudio.

inicia su aplicación en el 2030, y llega a un 10% del ganado bovino en pasturas bajo manejo holístico al 2040, aplicado solamente en la Región de Los Lagos, manteniéndose constante al 2050.

Bosques y Biodiversidad (UTCUTS)

- **Forestación:** Esta medida está orientada al aumento de superficie forestal, y considera la forestación de 200.000 hectáreas al 2030, de las cuales 100.000 corresponden a cubierta forestal permanente de bosque nativo, y las otras 100.000 a plantaciones forestales. Esta medida es parte de la NDC de Chile, y es denominada como “Contribución en Integración – UTCUTS - Bosques N°5 (I5)” .
- **Aumento de la superficie de bosque nativo bajo plan de manejo:** Esta medida está orientada al manejo y recuperación del bosque nativo, y pretende incrementar la superficie manejada en 200.000 hectáreas al año 2030. Esta medida es parte de la NDC de Chile, y es denominada como “Contribución en Integración – UTCUTS - Bosques N°4 (I4)” .
- **Disminución de la degradación de bosque nativo:** En esta medida se consideran tres elementos de degradación de bosque nativo, que van disminuyendo gradualmente hasta llegar a un 25% menos de pérdida de bosque nativo al 2030. Los procesos que presentan esta baja son: superficie de incendios forestales, sustitución de bosque nativo con plantaciones forestales, y traspaso de bosque nativo a otros usos de suelo no forestales. Esta medida es parte de la NDC de Chile, y es denominada como “Contribución en Integración – UTCUTS - Bosques N°6 (I6)” .
- **Manejo sustentable de bosques de algas pardas:** Esta medida incorpora el diferencial de captura de GEI que se genera debido al manejo de algas pardas de las especies *Lessonia nigrescens*, *Lessonia trabeculata* y *Macrocystis* spp., donde los valores de captura de GEI son obtenidos de Vásquez (2008). Por otro lado, la medida contribuye a la conservación de estos ecosistemas marinos.
- **Aumento de superficie de Áreas Silvestres Protegidas:** Esta medida considera la creación de nuevas Reservas y Parques Nacionales, que por un lado aumentan la superficie de bosque bajo manejo, y por otro aportan a la conservación de bosque nativo y ecosistemas terrestres. La medida inicia el 2030 y considera que al 2050 se incrementan 100.000 hectáreas de bosque que ingresan a la estimación de captura de carbono en la categoría INGEI de Parques y Reservas, donde se excluye aquellas hectáreas correspondientes a renovables y bosque en equilibrio.
- **Reducción en la producción de papel:** Los productos de madera recolectada retienen carbono de la cosecha forestal por distintos periodos de tiempo según el producto. Esta medida contabiliza el efecto de un cambio en la matriz de producción, asignando una variación del 10% desde papel, celulosa y rollizo industrial a madera aserrada, lo cual aumenta el carbono retenido en el mediano plazo.
- **Continuación de la medida de Forestación:** Esta medida considera extender lo propuesto en la medida de forestación descrita previamente, agregando paulatinamente hectáreas a forestar entre el periodo 2030 - 2050, llegando a un total de 300.000 al final del periodo, siendo 150.000 de cubierta forestal permanente, y 150.000 hectáreas de plantaciones forestales.
- **Continuación de la medida de aumento de superficie de bosque nativo bajo plan de manejo:** Esta medida sigue la misma línea que la medida de la NDC “Aumento de la superficie de bosque nativo bajo plan de manejo” descrita previamente, incrementando paulatinamente la superficie manejada de bosque nativo en el periodo 2030 - 2050 llegando a un total de en 150.000 hectáreas manejadas al final del periodo.

3 Casos de estudio

3.1 Descripción general de casos de estudio

La Tabla 9 muestra la descripción de los casos evaluados para comparar la implementación de un Sistema de Norma de Emisiones con un Sistema de Permisos de Emisiones Transables.

El caso 1 corresponde al caso más restrictivo bajo el cual se podría implementar un sistema de norma de emisiones, sin posibilidad de compensar o transar excedentes entre regulados. Por el contrario, el caso 4 es el caso con mayor flexibilidad, permitiendo la flexibilidad y transferencia de excedentes o derechos de emisiones entre los regulados. Los casos 2 y 3 son casos intermedios de nivel de flexibilidad. El caso 3 corresponde a un caso con posibilidad de transferir excedentes de norma entre empresas reguladas, de manera análoga como es posible en una norma del tipo TPS (*Tradable Performance Standard*).

En todos los casos los límites de emisiones considerados en la evaluación se basan en los resultados de las proyecciones sectoriales de la propuesta actualizada del NDC.

Tabla 3-1: Descripción de casos de estudios evaluados.

N° de Caso	Descripción general	Compensaciones	Transferencia de excedentes de emisiones entre fuentes reguladas
1	Caso más restrictivo sin posibilidad de compensar o transar excedentes entre regulados. Corresponde al entendimiento más clásico de una norma de emisiones.	No se puede compensar emisiones con compensaciones provenientes de sectores no afectos a norma.	No se pueden transferir excedentes de norma entre regulados. La reducción de emisiones solo se logra a través de la implementación de proyectos de mitigación que puede realizar la misma fuente afecta a la norma.
2	Caso restrictivo intermedio donde se permite compensar un 100% de las emisiones.	Se puede compensar 100% de las emisiones con compensaciones provenientes de sectores no afectos a norma, por ejemplo, en sectores no energéticos.	No se pueden transferir excedentes entre regulados.
3	Caso restrictivo intermedio, con características similares a un TPS, ya que se permite la transferencia de excedentes de norma entre regulados (norma del tipo <i>Tradable Performance Standard</i>).	Se puede compensar 100% de emisiones con compensaciones provenientes de sectores no afectos a norma, por ejemplo, en sectores no energéticos.	La evaluación se realiza suponiendo que solo es posible transferir el 50% de excedentes entre regulados. Se supuso que no es posible transferir todos los excedentes debido a distintas razones: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Los excedentes están disponibles a final de año lo cual podría limitar su capacidad de transferencia ▪ Podría existir falta de interés para desarrollar proyecto que generen excedente de emisiones ▪ Falta de empresas interesadas en adquirir dichos derechos ▪ Entre otras
4	Caso con el mayor nivel de flexibilidad. La implementación de este sistema de norma de emisiones tiene características similares a la implementación de un SPET.	Se puede compensar 100% de emisiones con compensaciones provenientes de sectores no afectos a norma.	Se puede transferir el 100% de excedentes entre regulados. Los sectores que pueden transferir excedentes de emisiones o derechos de emisiones son el sector generación eléctrica, industria, minería y transporte de carga. De esta forma, sectores con posibilidad de desarrollar proyectos de mitigación de bajo costos podrían

N° de Caso	Descripción general	Compensaciones	Transferencia de excedentes de emisiones entre fuentes reguladas
			<p>transferir dichos excedentes a sectores con costos mayores de abatimiento.</p> <p>La posibilidad de transferir el 100% de los excedentes o derechos de emisiones es factible en un SPET ya que las empresas excedentarias de derechos buscarán liquidar esos permisos con el objeto de recibir un ingreso a cambio.</p> <p>El modelo de optimización determina la conveniencia de utilizar hasta el 100% de los excedentes de emisiones o compensar hasta un 100% en sectores no regulados, o una combinación de ambos tipos de compensación.</p>

3.2 Resultados Modelación Caso 1

Aquí se simula la operación del sistema considerando que los distintos sectores afectos a la aplicación de una norma no tienen la posibilidad de realizar compensaciones en sectores no afectos a ella, ni tampoco se pueden realizar transferencia de excedentes de normas entre regulados.

La Figura 3-1 muestra la proyección de emisiones y las emisiones netas para el caso evaluado. Los siguientes casos se comparan con este de referencia. Las emisiones se reducen a partir del año 2025 debido a la implementación del sistema de norma de emisiones. En el largo plazo se converge a la carbono neutralidad, considerando un nivel de captura del sector forestal del orden de 65 millones tCO_{2e}.

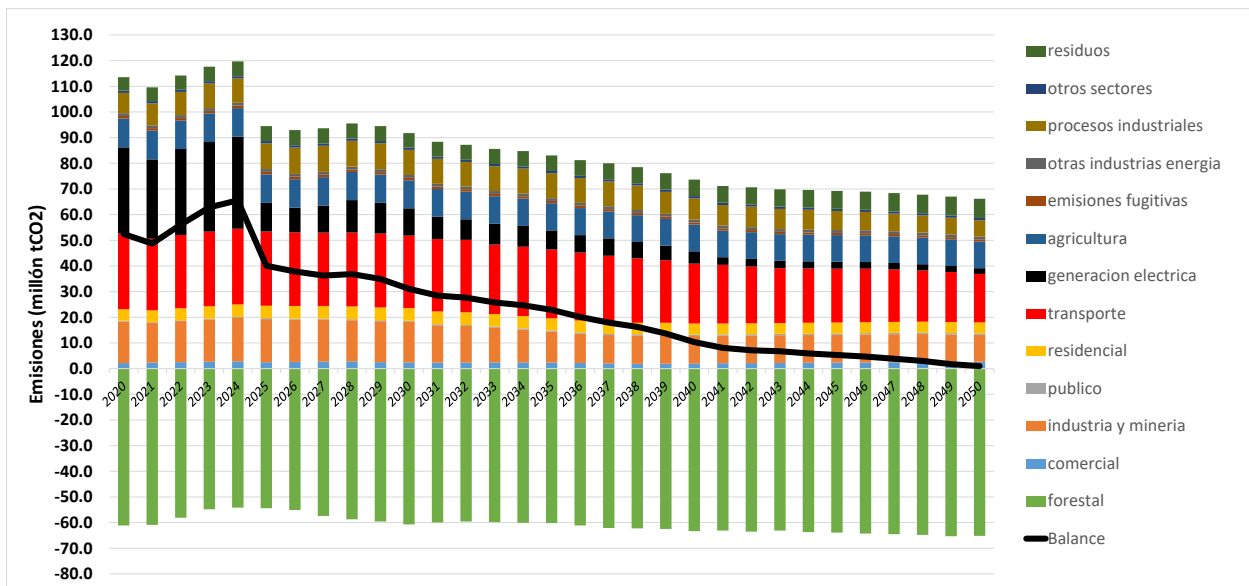


Figura 3-1: Proyección de emisiones y emisiones netas para Caso 1.

La siguiente tabla muestra el detalle de las emisiones para los distintos decenios del periodo 2020-2050.

Tabla 3-2: Proyección de emisiones para Caso 1, expresadas en millón tCO_{2e}.

Sector	2020	2030	2040	2050
Comercial	2,2	2,4	2,0	2,7
Industria y Minería	16,2	15,8	10,7	10,5
Público	0,3	0,4	0,5	0,6
Residencial	4,5	5,0	4,4	4,3
Transporte	29,6	28,2	23,3	18,9
Generación Eléctrica	33,5	10,7	4,8	2,2
Agricultura	11,2	10,9	10,4	10,4
Emisiones Fugitivas	1,0	0,9	0,9	0,8
Otras Industrias Energía	1,1	1,1	1,1	1,1
Procesos Industriales	7,9	9,8	8,2	6,4
Otros Sectores	0,9	0,9	0,9	0,9
Residuos	5,2	5,7	6,5	7,5
Forestal	-61,1	-60,7	-63,3	-65,2
Emisiones Netas	52,4	31,1	10,4	1,0

3.3 Resultados Modelación Caso 2

Aquí se simula la operación del sistema considerando que los distintos sectores afectos a la aplicación de una norma tienen la posibilidad de realizar compensaciones en sectores no afectos a este instrumento. Al igual que el caso anterior, no se pueden realizar transferencia de excedentes de normas entre regulados. La siguiente figura muestra los resultados de la proyección de emisiones por sector.

Las emisiones netas son iguales al caso anterior; sin embargo, debido a la realización de compensaciones, los sectores energéticos aumentan sus emisiones, mientras que los sectores no energéticos las disminuyen, manteniendo el nivel de emisiones netas y la convergencia a la carbono neutralidad hacia el 2050.

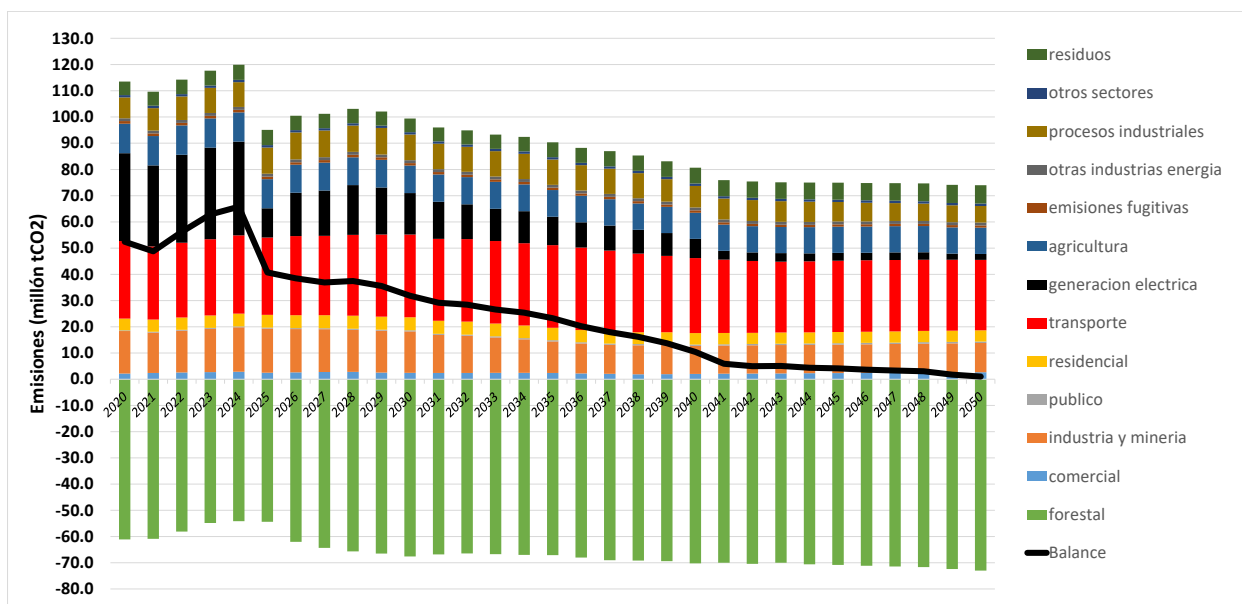


Figura 3-2: Proyección de emisiones y emisiones netas para Caso 2.

Tabla 3-3: Proyección de emisiones para Caso 2, expresadas en millón tCO_{2e}.

Sector	2020	2030	2040	2050
Comercial	2,2	2,4	2,0	2,7
Industria y Minería	16,2	15,8	10,7	11,1
Público	0,3	0,4	0,5	0,6
Residencial	4,5	5,0	4,4	4,3
Transporte	29,6	31,6	28,6	26,9
Generación Eléctrica	33,5	15,8	7,4	2,3
Agricultura	11,2	10,5	10,0	10,0
Emisiones Fugitivas	1,0	0,9	0,9	0,8
Otras Industrias Energía	1,1	1,1	1,1	1,1
Procesos Industriales	7,9	9,8	8,2	6,4
Otros Sectores	0,9	0,9	0,9	0,9
Residuos	5,2	5,2	6,0	7,0
Forestal	-61,1	-67,6	-70,3	-73,0
Emisiones Netas	52,4	31,8	10,4	1,0

La Tabla 3-4 muestra en detalle los proyectos de compensación que se desarrollarían. La mayor cantidad de compensaciones se realizarían en el sector forestal por su bajo costo de abatimiento y a la mayor disponibilidad de emisiones para compensar (ver sección anterior). En el año 2050 se compensan 9 millones de tCO₂ en los sectores no energéticos, aumentando las emisiones del sector energético en igual magnitud con el objeto de mantener la meta de carbono neutralidad. En el caso del sector forestal, estas capturas de CO₂ asociadas a los proyectos de compensación se sumarían a las capturas netas de 65 millones proyectadas en la propuesta de actualización del NDC de Chile. Los costos de compensación desarrollados corresponden a los proyectos de menor costo de abatimiento que se analizaron en la sección 2.7.2.

Tabla 3-4: Proyectos de compensación que se implementan durante el periodo de evaluación (valores en millones tCO_{2e}).

Compensación/Offset	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Agricultura Orgánica	0	0	0	0	0	0
Captura de Biogás	0	0	0	0	0	0
Captura de CO ₂ a través de Bosque Nativo	0	0	0	0	0	0
Compostaje Domiciliario	0	0	0	0	0	0
Compostaje Ferias	0	0	0	0	0	0,1
Compostaje Plantas	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
Conservación REDD+	0	0	0	0	0	0
ERNC Riego	0	0	0	0	0	0
Fomento a la Forestación	3,08	3,08	3,08	3,08	3,08	3,08
Generación de Biogás	0	0	0	0	0	0,38
Infraestructura de Bicicletas	0	0	0	0	0	0
Infraestructura Transporte Público	0	0	0	0	0	0
Inhibidores N ₂ Fert	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Mejor Genético Veg	0	0	0	0	0	0
Mejora Alimentación Bovinos	0	0	0	0	0	0
Programa Bicicletas Públicas	0	0	0	0	0	0
Reducir Deforestación REDD+	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73
Secuestro CO ₂	0	0	0	0	0	0
Secuestro CO ₂ Orgánico	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Silvicultura Preventiva REDD+	2,12	2,12	2,12	2,12	2,12	3,37
Subvención Bicicletas Eléctricas	0	0	0	0	0	0
Térmico Biogás	0	0	0	0	0	0
Total general	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	9,0

Por su parte, la Tabla 3-5 muestra el detalle de los sectores que utilizan compensaciones. Los sectores generación eléctrica, transporte de carga y transporte privado de pasajeros son los sectores que utilizará la mayor cantidad de compensaciones. Esto quiere decir que se prefiere la implementación de medidas en los sectores no energéticos en vez de la implementación de medidas sectoriales.

Tabla 3-5: Compensación de emisiones a nivel sectorial (valores en millones tCO_{2e}).

Sectores que compensan	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Comercial	0	0	0	0	1,36	0,37
Generación eléctrica	6,86	5,09	3,36	2,54	0,33	0,06
Industria minería	0	0	0	0	0	0,66
Transporte caminero carga	0,91	2,68	3,96	3,63	2,3	0,98
Transporte caminero pasajeros	0	0	0,44	1,59	3,78	6,95
Total	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	9,0

Las compensaciones de la categoría “Transporte caminero pasajeros” están asociadas principalmente al transporte privado. La compensación la debe realizar el sujeto afecto a la imposición de la norma, que en el caso del transporte privado la determinación del sujeto va a depender de la forma de su implementación. Por ejemplo, se podrían controlar las emisiones asociadas a las ventas de nuevos vehículos (controlando el indicador promedio tCO₂/km de los vehículos nuevos vendidos) o las emisiones directas de los vehículos (a través del indicador

tCO₂) o una combinación de ambas alternativas. El primer caso es más simple de implementar, pero tiene la dificultad de que solo se controlarían las emisiones aproximadas del parque nuevo y no las emisiones del parque existente. Las empresas concesionarias podrían ser los sujetos afectos a la norma y los encargados de realizar la compensación de emisiones, en caso de que las emisiones promedios de los vehículos nuevos vendidos por ellos sobrepasen el límite establecido por la norma. El indicador tCO₂/km debería ir disminuyendo e incluso llegar a un punto en que a partir de un determinado año solo se permita la venta de vehículos de cero o baja emisión. En el segundo caso se observan desafíos técnicos para su implementación, ya que debería existir un mecanismo de control de las emisiones de los vehículos individuales. Debido a las dificultades para medir las emisiones de los vehículos particulares una aproximación sería las emisiones estimadas a partir de la compra de combustible (gasolina y diésel principalmente). En este caso, la norma debería determinar cuánto son las emisiones máximas que puede emitir un vehículo particular, para lo cual debería existir un mecanismo de distribución de cuotas de combustibles entre los vehículos. Evidentemente aquí la dificultad recaería en definir el mecanismo de distribución de la cuota que le correspondería a cada vehículo particular. Luego, los dueños de los vehículos tendrían la opción de compensar total o parcialmente sus emisiones si sobrepasan el límite de emisiones máximas definido por la norma. La compensación se podría realizar al momento de renovar el permiso de circulación o través de opciones de compensaciones para personas que se podrían implementar. En efecto, en Chile han existido y existen iniciativas para compensar las huella de CO₂ de personas individuales (Ver ejemplos²¹). Para el segundo caso, alternativamente la obligación de compensar podría recaer en las empresas dueñas de las estaciones de servicio que realizan venta de combustible.

3.4 Resultados Modelación Casos 3 y 4

El Caso 3 simula la operación del sistema considerando que los distintos sectores afectos a la aplicación de una norma tienen la posibilidad de realizar compensaciones en sectores no afectos a este instrumento y un porcentaje de los excedentes de emisiones (50%) son transferidos entre regulados.

El Caso 4 simula la operación del sistema considerando que los distintos sectores afectos a la aplicación de una norma tienen la posibilidad de utilizar compensaciones en sectores no afectos a este instrumento y también pueden realizar transferencia de excedentes de normas entre regulados.

La Figura 3-3 muestra las emisiones del sector industria y minería para el Caso 4 donde el límite de emisiones es mayor que las emisiones del sector. La flexibilidad de este caso permite que los excedentes de emisiones sean transferidos a otros sectores, como se observará en los siguientes gráficos. La línea gris del gráfico representa las emisiones sectoriales más los excedentes de emisiones transferidos a otros sectores. La suma de las emisiones y los excedentes no debe superar el límite de emisiones definido por la norma, lo cual se representa con la línea roja. A medida que el límite de emisiones se hace más exigente, los excedentes de emisiones disminuyen gradualmente.

²¹ A. <https://www.latercera.com/noticia/penalolen-lanza-programa-para-neutralizar-la-huella-de-carbono/>

B. <https://banco.santander.cl/informacion/compromiso-social/huella-co2>

C. <https://www.extranoticias.cl/vitacura-invita-a-neutralizar-huella-de-carbono-al-pagar-permiso-de-circulacion-en-comuna/>

D. <https://www.latercera.com/noticia/mas-de-mil-autos-en-chile-obtienen-certificado-por-compensar-emisiones-de-co2/>

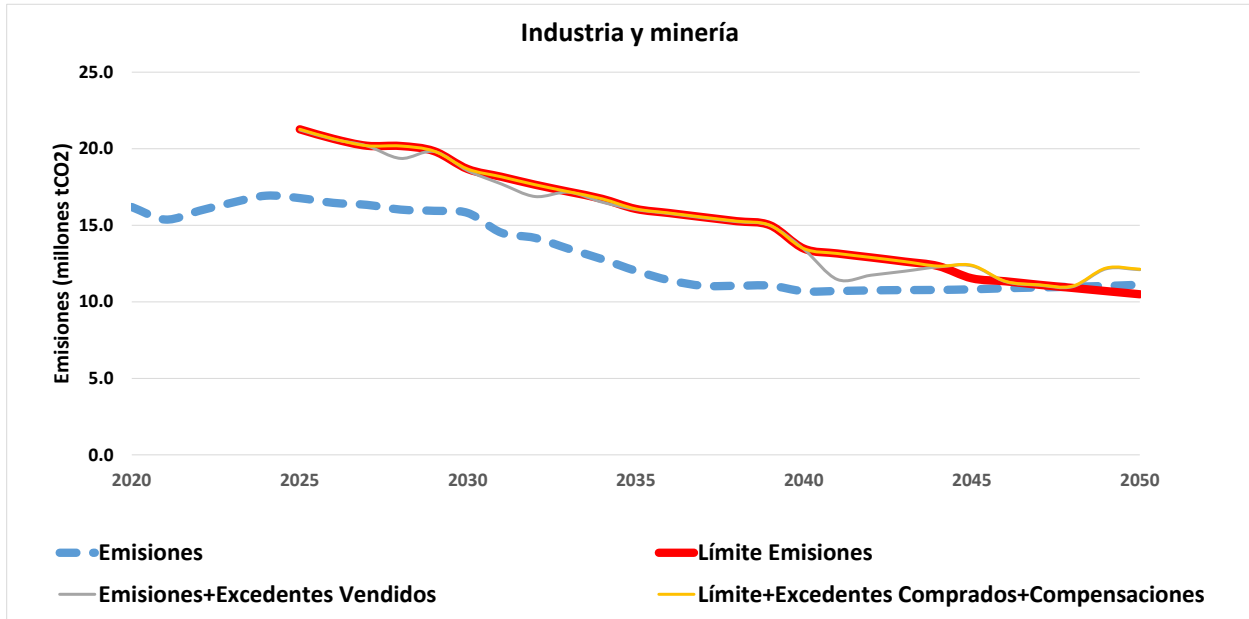


Figura 3-3: Proyección de emisiones del sector industria y minería para el caso 4.

La Figura 3-4 muestra las emisiones del sector generación eléctrica. Las emisiones del sector generación eléctrica son mayores al límite de emisiones, así que debe compensar mediante la compra de excedentes de emisiones de otros sectores y mediante el desarrollo de proyectos de compensación en sectores no energéticos. La línea gris del gráfico representa el límite de emisiones (línea roja) más los excedentes de emisiones comprados desde otros sectores afectos a la norma. Por su parte, la línea amarilla representa el límite de emisiones más los excedentes de emisiones más las compensaciones de emisiones desde sectores no regulados. Pevio al año 2040, se observa que el sector generación eléctrica adquiere simultáneamente excedentes de emisiones y compensaciones desde sectores no regulados, lo cual le permite emitir por sobre el límite establecido por la norma. A partir del año 2040 se produce el retiro total de centrales a carbón, por lo que en el gráfico se observa que las emisiones son iguales al límite de emisiones a partir del año 2041.

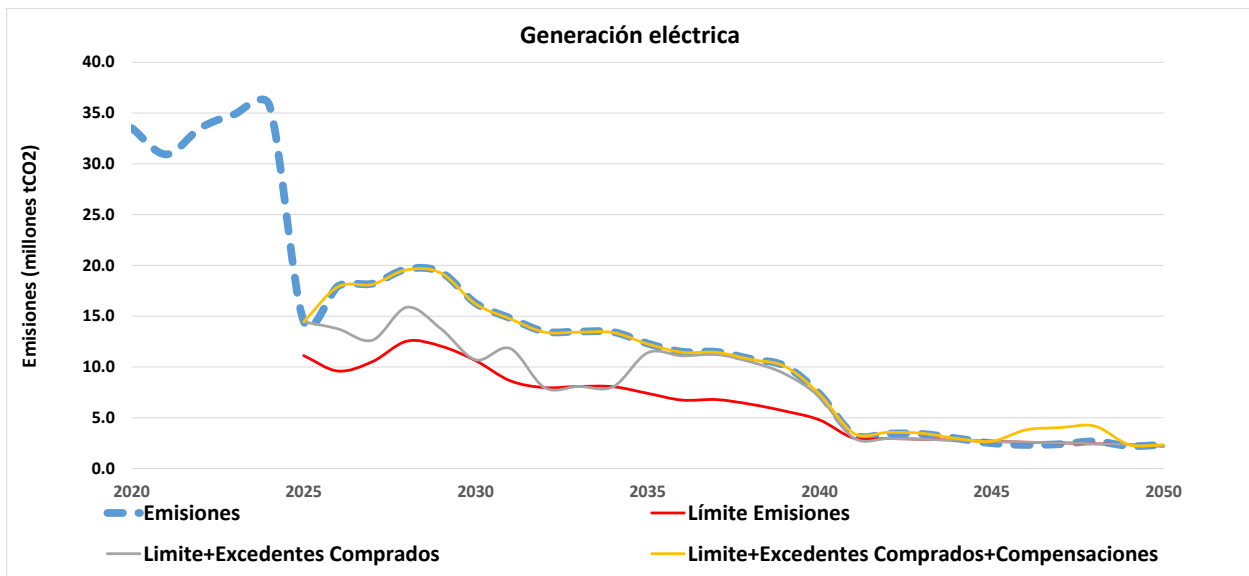


Figura 3-4: Proyección de emisiones del sector industria y minería para caso 4.

La Figura 3-5 muestra las emisiones del sector transporte de carga, donde se ve que estas son mayores al límite de emisiones, lo que significa que deben adquirir excedentes de emisiones desde otros sectores y desde proyectos de compensación en los sectores no energéticos. La línea gris del gráfico representa el límite de emisiones (línea roja) más los excedentes de emisiones comprados desde otros sectores afectos a la norma. Por su parte, la línea amarilla representa el límite de emisiones más los excedentes de emisiones más las compensaciones de emisiones desde sectores no regulados. Se observa que el transporte de carga adquiere simultáneamente excedentes de emisiones y compensaciones desde sectores no regulados, lo cual le permite emitir por sobre el límite establecido por la norma.

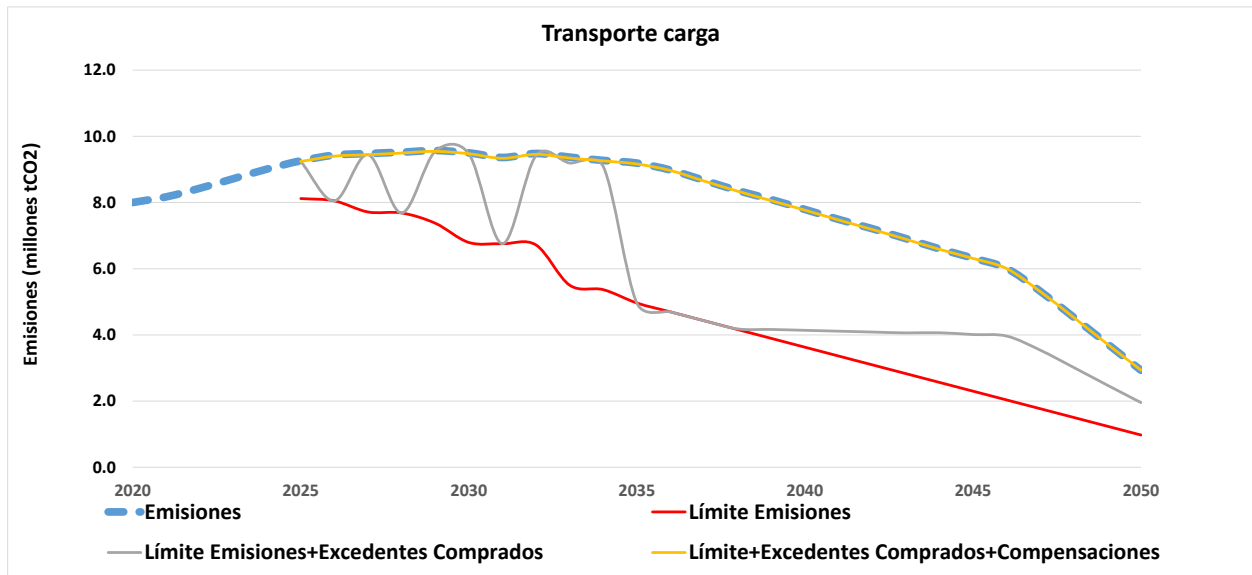


Figura 3-5: Proyección de emisiones del sector transporte de carga para caso 4.

Finalmente, en la Figura 3-6 se muestra las emisiones netas del Caso 4. La carbono neutralidad se alcanza en el 2050 gracias al aumento del nivel de captura del sector forestal debido al desarrollo de proyectos de compensación.

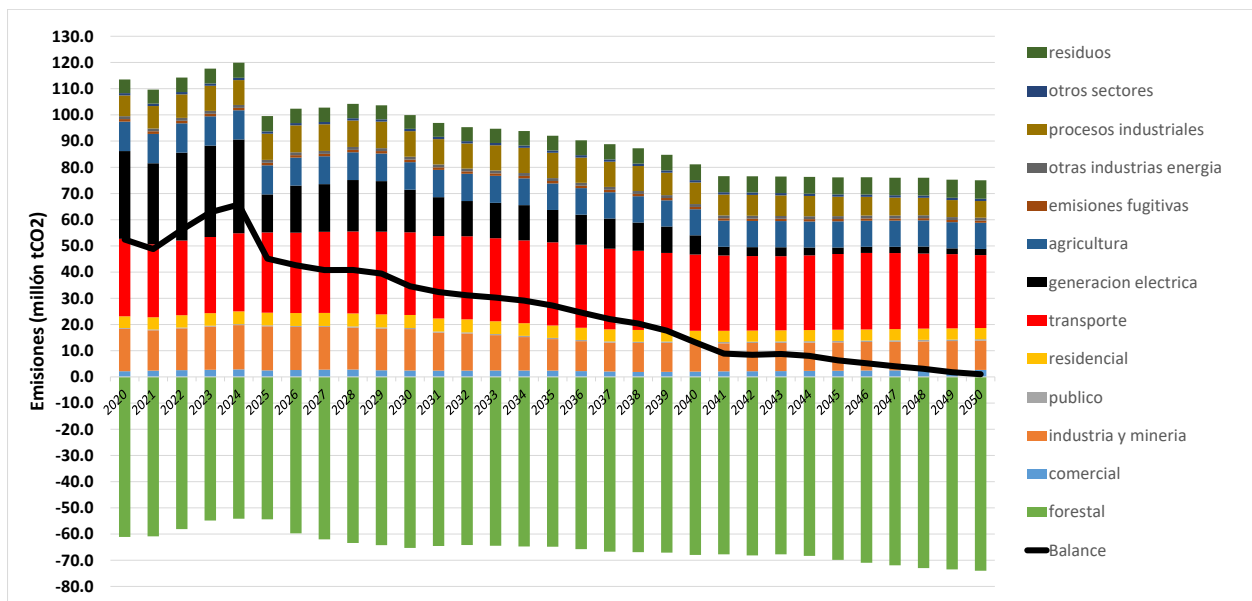


Figura 3-6: Emisiones netas por sector para caso 4.

3.5 Análisis de costos

Los 4 casos evaluados logran el mismo nivel de eficacia, ya que, en todos es posible alcanzar la carbono neutralidad hacia el 2050; sin embargo, existen diferencias importantes en los costos para alcanzarla. En la Tabla 3.6 se puede observar el valor de la diferencia de costos totales del caso 2, caso 3 y caso 4 (que tienen mayor nivel de flexibilidad) con respecto al caso 1 (el de menor flexibilidad). El caso 4 es el más eficiente desde la perspectiva de que permite alcanzar la carbono neutralidad a un menor costo de implementación debido a que existe un ahorro de 14.040 millones US\$ respecto al caso 1. Esta reducción de costo se debe a la posibilidad de transferencias de excedentes de emisiones entre regulados y la posibilidad de realizar proyectos de compensación.

Tabla 3-6: Diferencia de costos entre casos evaluados.

Diferencia de costo entre	Diferencia de costos (millones US\$) ²²
Caso 1 y Caso 2	11.722
Caso 1 y Caso 3	13.171
Caso 1 y Caso 4	14.030

La diferencia de costos entre los Casos 2, 3 y 4 se reduce entre ellos, lo que daría cuenta de que es la implementación de compensaciones-y no la transferencia de excedentes- la que explicarían principalmente esta diferencia de costos entre estos casos.

²² Valor presente con tasa del 6%.

4 Conclusiones

Durante el desarrollo de este estudio se logra realizar un análisis cuantitativo y cualitativo que ha permitido comparar el sistema de Norma de emisiones propuesto en la PdLMCC con la eventual implementación de un SPET.

Con respecto al sistema de Norma de emisiones, el equipo consultor realizó una revisión de experiencias nacionales e internacionales de la aplicación del concepto “norma“. El equipo consultor concluye que la aplicación de un “estándar“ de emisiones, en su entendimiento más clásico, no permite reducir de manera drástica las emisiones en el mediano y largo plazo, tal como requiere la meta de carbono neutralidad propuesta por Chile. Por ende, definir un “estándar“ de emisiones no es una condición suficiente para reducir emisiones y alcanzar la carbono neutralidad. Se requiere que la métrica que define el estándar sea variable en el tiempo de manera que las emisiones sectoriales en su agregado disminuyan gradualmente y converjan a la meta de alcanzar la carbono neutralidad. De acuerdo a conversaciones con la contraparte técnica del estudio, las normas ambientales en Chile se revisan cada 5 años y el nivel de exigencia puede establecerse con gradualidad en el tiempo.

El PdLMCC contempla que las instalaciones afectas a un sistema de norma de emisiones que no puedan cumplir la exigencia normativa tengan la posibilidad de compensar sus emisiones a partir de excedentes de emisiones de otras instalaciones o compensar emisiones en sectores no afectos a la norma. De los resultados de la evaluación de distintos casos de estudios, se concluye que la posibilidad de compensar emisiones le entregará flexibilidad al sistema, alcanzando los mismos niveles de reducción de emisiones que un sistema menos flexible, pero reduciendo los costos totales de abatimiento.

Un sistema de Norma de emisiones con posibilidad de transar excedentes de norma, compensar emisiones y con un estándar o límite máximo de emisión variable en el tiempo, tiene similitudes y características propias de un SPET. En este sentido, un sistema de Norma de Emisiones con estas características puede ser igual de efectivo en reducir emisiones que un SPET. Con respecto a la eficiencia, las diferencias van depender de la forma en que se implemente el instrumento y el nivel de flexibilidad que se le quiera incorporar al Sistema de Norma de Emisiones. A partir de los resultados de los casos de estudio evaluados, se estima que un sistema completamente rígido, sin posibilidad de compensar, podría tener un costo adicional de 14.030 millones US\$ con respecto a un sistema completamente flexible.

Los resultados de las simulaciones muestran que la disponibilidad de excedentes de norma de emisiones disminuye a lo largo del tiempo a medida que las metas asociadas a la norma o límite de emisiones se hacen más exigentes. Por lo tanto, la compensación de emisiones se realiza principalmente en sectores no afectos a la norma de emisión. En este sentido, la reducción de costos asociados a las compensaciones se explica principalmente por los bajos costos de abatimiento de las medidas de mitigación del sector forestal. Debido a la vulnerabilidad del sector forestal ante eventos climáticos e incendios, la dependencia en este sector para realizar compensación de emisiones podría verse afectada por este tipo de eventos. Por otra parte, esta fuerte dependencia de las compensaciones en el sector forestal lleva a que las emisiones de los sectores energéticos aumenten, lo cual se podría traducir en la postergación o aplazamiento de las metas sectoriales del sector energía, tales como, metas de electromovilidad, retiro de centrales a carbón, participación de hidrógeno, etc.

Las simulaciones fueron hechas suponiendo que los derechos de emisiones se distribuyen considerando los límites de emisiones sectoriales establecidos en la meta de carbono neutralidad. Sin embargo, se identifica que un SPET con subastas de derechos de emisiones podría llevar a una distribución de derechos distinta a la de un sistema de Norma. En el sistema SPET con subastas eventualmente el costo total de abatimiento se podría incrementar, sin embargo, el estado podría recibir ingresos por los derechos subastados, los cuales a su vez se podrían utilizar para desarrollar proyectos de mitigación. Como restricción del modelo utilizado

en la evaluación de los casos de estudio, en este estudio no se analiza el comportamiento de los agentes y su estrategia de oferta en un sistema de subastas de derechos.

La implementación de un sistema de norma de emisiones podría requerir cambios legales adicionales para llevar a cabo su implementación. Por ejemplo, en el sector generación eléctrica las centrales eléctricas sin derechos de emisión suficientes o sin posibilidad de cumplir norma de emisión, no podrían ser despachadas por el Coordinador Eléctrico Nacional. A diferencia de lo ocurre con la mayoría de los sectores regulados donde los niveles de producción son decididos por las mismas empresas en función de la demanda (por ejemplo, una empresa minera determina cuanto mineral producir en función de la demanda y recursos disponibles), en el sector generación eléctrica los niveles de producción de cada central son determinados por el Coordinador Eléctrico Nacional a partir de un proceso de optimización que minimiza los costos de operación del sistema. El Coordinador podría determinar que una central termoeléctrica opere, sin embargo, esta central podría emitir más del límite establecido por la norma (en el caso de un Sistema de Norma) o los derechos de emisiones que posee (en un SPET). Para solucionar este problema se visualizan 2 alternativas. La primera consiste en incorporar un límite de emisiones como restricción a la programación del despacho de las centrales, de manera similar a las restricciones de disponibilidad de combustible (por ejemplo, disponibilidad de gas natural) o caudal o volumen embalsado de las centrales hidroeléctricas. La segunda alternativa consiste en obligar a las centrales termoeléctricas a realizar las compensaciones de emisiones o a pagar la multa correspondiente por incumplimiento de la norma. En el segundo caso ameritaría analizar si podría existir un mecanismo de distribución de dicho costo de compensación entre las distintas centrales de generación eléctrica²³. Asimismo, en el caso de un SPET, se debería analizar si el costo de adquisición de derechos de emisión se debería o no incluir en el costo variable declarado por las centrales. Cualquiera de las dos alternativas planteadas anteriormente requeriría cambios legales y reglamentarios a la operación del sector generación eléctrica. A nivel general, con el objeto de poder controlar las emisiones por fuentes o sectores, la norma de emisión podría implicar la restricción de importación, ventas o uso de determinadas tecnologías contaminantes o determinados tipos de combustibles,

Como parte de trabajos futuros, se recomienda explorar sensibilidades a los supuestos de los costos de abatimiento de los proyectos de mitigación y compensación, en especial aquellos asociados a las compensaciones del sector forestal, el análisis detallado de las métricas asociadas a la aplicación del estándar de emisión por sector, el análisis del impacto a nivel de empresas individuales o fuente emisora, el análisis de potenciales impactos de nuevas medidas de mitigación que se podrían implementar a nivel sectorial, el análisis del impacto que podría tener el adelantamiento de la meta de carbono neutralidad, entre otros aspectos.

²³ Como antecedente se tiene lo ocurre con el pago del impuesto a las emisiones de CO₂, donde existe una especie de compensación del pago del impuesto entre todas las centrales que realizan retiros de generación.

5 Bibliografía

Görlach, Benjamin. (2013). What constitutes an optimal climate policy mix? Defining the concept of optimality, including political and legal framework conditions. CECILIA2050 WP1 Deliverable 1.1. Berlin: Ecologic Institute.

Prahl A. y Hofmann E. (2016). "Non-market-based climate policy instruments applied in the EU". Climate Policy Info Hub, 27 June 2016. Disponible en: <http://climatepolicyinfohub.eu/non-market-based-climate-policy-instruments>

RFF. (2021). Federal Climate Policy 101: Reducing Emissions. An overview of climate policy tools available for federal emissions reduction efforts and the key criteria for evaluating climate policy. <https://www.rff.org/publications/explainers/federal-climate-policy-101/>

UCSUSA. (2017). A Brief History of US Fuel Efficiency Standards. Where we are—and where are we going? Published Jul 25, 2006 Updated Dec 6, 2017. <https://www.ucsusa.org/resources/brief-history-us-fuel-efficiency>

IEA (S.I.). Technology Roadmap - Low-Carbon Transition in the Cement Industry.

Ecofys. (2014). Emissions intensity benchmarks for the South African carbon tax. Technical support study, October 2014.

C2ES (2020). Regulating Power Sector Carbon Emissions. Center for Climate and Energy Solutions (C2ES). <https://www.c2es.org/content/regulating-power-sector-carbon-emissions/>

STAATSKOERANT. (2020). National Treasury, Carbon Tax Act, 2019 (Act No. 15 of 2019), 19 June 2020

StratCarbon. (2020). Análisis de la oferta de créditos de carbono de proyectos de reducción de emisiones GEI existentes en Chile.

Centro de Energía. (2018). Herramienta para la estimación, reporte y actualización de potenciales de eficiencia energética para el sector productivo. Proyecto financiado por Bienes Públicos Estratégicos para la Competitividad de Innova CORFO (concurso 2017).

Centro de Energía. (2019). Desarrollo de una herramienta de modelamiento y simulación de políticas climáticas. Disponible en: http://www.precioalcarbonochile.cl/wp-content/uploads/2019/11/Informe-Final-PMR-CE_web.pdf

Carlos Benavides, Manuel Díaz, Raúl O' Ryan, Sebastián Gwinner & Erick Sierra (2021) Methodology to analyse the impact of an emissions trading system in Chile, Climate Policy, DOI: 10.1080/14693062.2021.1954869.

StratCarbon (2019), "Análisis del mercado potencial de *offsets* en Chile en el marco de la propuesta de modificación de los Impuestos Verdes", Proyecto GIZ N° Ref. 83307193, Agosto 2019.

StratCarbon (2020), "Análisis de la oferta de créditos de carbono de proyectos de reducción de emisiones GEI existentes en Chile". Santiago, 22 de junio 2020

BID (2021). "Análisis de medidas robustas para informar la estrategia climática de largo plazo de Chile y alcanzar la carbono neutralidad al 2050". 2020 - 2021. Centro de Energía, Universidad de Chile a solicitud de Banco Interamericano de Desarrollo.

MAPS-Chile (2014). "Opciones de Mitigación para el Cambio Climático (MAPS Chile Fase 1,2 y 3)". 2014 –2015. Proyecto intergubernamental liderado por 7 Ministerios y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, Centro de Energía, Universidad de Chile.

Energies, (2018) "Comparison of Technologies for CO2 Capture from Cement Production — Part 2: Cost Analysis". *Energies* 2019, 12(3), 542; <https://doi.org/10.3390/en12030542>, December 2018.

6 Anexo

6.1 Sudáfrica: *Benchmark* de intensidad de los procesos

A continuación, se presentan los *benchmark* de intensidades de emisiones por industrias, reglamentados en la ley de Sudáfrica.

Tabla 6-1: Intensidades de emisiones de Sudáfrica. Parte 1

Sector / Sub-sector	SA Industry benchmark value	
Iron and Steel	3.83 tonne CO ₂ e / tonne crude steel	
Ferroalloys	Ferrochrome - 5.57 tonne CO ₂ e / tonne ferrochrome	
	Silicomanganese - 6.26 tonne CO ₂ e / tonne silicomanganese	
Mining Sector - Platinum	Depth of platinum mine in metres	Intensity range in tonne CO ₂ e / tonne ore mined
	Shallow: 0-300 m	0.004
	Medium: 300 -1200 m	0.062
	Deep: 1200-2000 m	0.12
	Concentrators	0.0495 tonne CO ₂ e / tonne ore milled
	Smelters and refineries	0.395 tonne CO ₂ e / ounce of metal
Mining Sector - Gold	Depth of gold mine in metres	Intensity range in tonne CO ₂ e / tonne rock mined
	Shallow: 0-1000 m	0.01
	Medium: 1000 -2500 m	0.25
	Deep: 2500-4000 m	0.43
Mining Sector - Coal	Opencast Coal Mining	0.014 tonne CO ₂ e / tonne run of mine coal
	Underground Coal Mining	0.022 tonne CO ₂ e / tonne run of mine coal
Cement	1 tonne CO ₂ e / tonne clinker	
Pulp and paper	Integrated white & brown pulp, brown Kraft paper and newspaper	2.542 tonne CO ₂ e per tonne pulp and paper
	Integrated brown Neutral Sulphite semichemical (NSSC) and brown recycled containerboard	1.045 tonne CO ₂ e per tonne pulp and paper
	Non-integrated white print paper	1.44 tonne CO ₂ e per tonne paper
	Non-integrated dissolving wood pulp	1.14 tonne CO ₂ e per tonne pulp and paper
	Non-integrated brown recycled containerboard	0.984 tonne CO ₂ e per tonne paper
	Integrated white print paper and tissue	3.19 tonne CO ₂ e per tonne pulp and paper
	Integrated white pulp and white & brown Kraft paper	3.19 tonne CO ₂ e per tonne pulp and paper

Tabla 6-2: Intensidades de emisiones de Sudáfrica. Parte 2

Sector / Sub-sector	SA Industry benchmark value	
Pulp and paper	Integrated brown NSSC and brown recycled containerboard and lignosulphonate	2.46 tonne CO2e per tonne pulp and paper
	Non-integrated brown recycled containerboard and white print paper	1.80 tonne CO2e per tonne paper
	Non-integrated brown recycled containerboard	1.64 tonne CO2e per tonne paper
	Non-integrated dissolving wood pulp	1.614 tonne CO2e per tonne paper
	Sawn timber	0.26 tonne CO2e per tonne wood
Petroleum refining	52,6 kgCO2e / SA - CWT	
Petroleum (CTL/GTL)	0.0669 Mt CO2e / PJ energy input	
Clay brick manufacturing	0.28 tonne CO2e / tonne saleable bricks	
Chemicals - Nitric Acid	0.68 tonne CO2e / tonne 100% nitric acid	
Ilmenite industry - Titanium slag	3.9 tonne CO2e / tonne titanium slag	
Quicklime	1.322 tonne CO2e / tonne quicklime	
Sugar	Raw sugar - 0.217 tonne CO2e / tonne raw sugar	
	White - 0.601 tonne CO2e / tonne white sugar	
	Raw and white sugar - 0.217 to 0.601 tonne CO2e / tonne white sugar and raw sugar	
Aluminium	16.13 tonne CO2e / tonne aluminium	
Ceramic tile	0.3 tonne CO2e / tonne ceramic tile	

6.2 California

A continuación, se adjuntan los *benchmark* de intensidades de emisiones de California.

Tabla 6-3: Intensidades de emisiones de California. Parte 1

NAICS Sector Definition	NAICS code	Activity (a)	Benchmark (Ba)	Benchmark Units
Crude Petroleum and Natural Gas Extraction	211111	Thermal EOR Crude Oil Extraction	0.0811	Allowances / Barrel of Oil Eqv. Produced Using Thermal EOR
		Non-Thermal Crude Oil Extraction	0.0076	Allowances / Barrel of Non-Thermal Crude Oil Eqv.
		Natural Gas Processing ≥ 25 MMscf/day	0.0220	Allowances / Barrel of Gas Processed Eqv.
Natural Gas Liquid Extraction	211112	Natural Gas Liquid Processing	0.0118	Allowances / Barrel of Natural Gas Liquids Produced
Potash, Soda and Borate Mineral Mining	212391	Mining and Manufacturing of Soda Asg and Related Products (through vintage 2018 allocation)	0.948	Allowances / Short Ton of Soda Ash Equivalent (Soda Ash, Biocarb, Borax, V-Bor, DECA, PYROBOR, Boric Acid and Sulfate)
		Mining and Manufacturing of Soda Asg and Related Products (vintage 2019 allocation and beyond)	1.13	Allowances / Short Ton of Soda Ash Equivalent
		Mining and Manufacturing of Borates (vintage 2019 allocation and beyond)	0.595	Allowances / Short Ton of Boric Oxide Equivalent
All Other Nonmetallic Mineral Mining	212399	Freshwater Diatomite Filter Aids Manufacturing	0.418	Allowances / Short Ton of Freshwater Diatomite Filter Aids

Tabla 6-4: Intensidades de emisiones de California. Parte 2

NAICS Sector Definition	NAICS code	Activity (a)	Benchmark (Ba)	Benchmark Units
Fruit and vegetable canning	311421	Aseptic Tomato Paste Processing	0.353	Allowances / Short Ton of 31% NTSS Aseptic Tomato Paste
		Aseptic Whole and Diced Tomato Processing	0.179	Allowances / Short Ton of Aseptic Whole and Diced Tomatoes
		Non-Aseptic Tomato Paste and Tomato Puree Processing	0.315	Allowances / Short Ton of 24% NTSS Non-Aseptic Tomato Paste and Tomato Puree
		Non-Aseptic Whole and Diced Tomato Processing	0.315	Allowances / Short Ton of Non-Aseptic Whole and Diced Tomatoes
		Non-Aseptic Tomato Juice Processing	0.163	Allowances / Short Ton of Non-Aseptic Tomato Juice
Poultry Processing	311615	Whole Chicken and Chicken Parts Processing	0.0330	Allowances / Short Ton of Whole Chicken and Chicken Parts
		Poultry Deli Product Processing	0.0353	Allowances / Short Ton of Poultry Deli Product
		Protein Meal and Fat Processing	0.396	Allowances / Short Ton of Protein Meal and Fat

Tabla 6-5: Intensidades de emisiones de California. Parte 3

NAICS Sector Definition	NAICS code	Activity (a)	Benchmark (Ba)	Benchmark Units
Dried and Dehydrated Food Manufacturing	311423	Dehydrated Garlic Processing	0.824	Allowances / Short Ton of Dehydrated Garlic
		Dehydrated Onion Processing	1.01	Allowances / Short Ton of Dehydrated Onion
		Dehydrated Chili Pepper Processing	1.29	Allowances / Short Ton of Dehydrated Chili Pepper
		Dehydrated Spinach Processing	5.56	Allowances / Short Ton of Dehydrated Spinach
		Dehydrated Parsley Processing	3.21	Allowances / Short Ton of Dehydrated Parsley
Dairy Product Manufacturing	31151	Milk, Buttermilk, Skim Milk, and Ultrafiltered Milk Processing (through vintage 2018 allocation)	0.0147	Allowances / Short Ton of Milk, Buttermilk, Skim Milk, and Ultrafiltered Milk
		Fluid Milk Product Processing (vintage 2019 allocation and beyond)	0.0149	Allowances / Short Ton of Fluid Milk Product
		Cream Processing (through vintage 2018 allocation)	0.0153	Allowances / Short Ton of Cream
		Butter Processing (through vintage 2018 allocation)	0.0391	Allowances / Short Ton of Butter

Tabla 6-6: Intensidades de emisiones de California. Parte 4

NAICS Sector Definition	NAICS code	Activity (a)	Benchmark (Ba)	Benchmark Units
Dairy Product Manufacturing	31151	Butter Processing (vintage 2019 allocation and beyond)	0.415	Allowances / Short Ton of Butter
		Condensed Milk Processing (through vintage 2018 allocation)	0.0368	Allowances / Short Ton of Condensed Milk
		Condensed Milk Processing (vintage 2019 allocation and beyond)	0.0426	Allowances / Short Ton of Condensed Milk
		Nonfat Dry Milk and Skimmed Milk Powder (Low Heat) Processing (through vintage 2018 allocation)	0.380	Allowances / Short Ton of Nonfat Dry Milk and Skimmed Milk Powder (Low Heat)
		Milk Powder (Low Heat) Processing (vintage 2019 allocation and beyond)	0.376	Allowances / Short Ton of Milk Powder (Low Heat)
		Nonfat Dry Milk and Skimmed Milk Powder (Medium Heat and High Heat) Processing (through vintage 2018 allocation)	0.425	Allowances / Short Ton of Nonfat Dry Milk and Skimmed Milk Powder (Medium Heat and High Heat)
		Milk Powder (Medium Heat and High Heat) Processing (vintage 2019 allocation and beyond)	0.423	Allowances / Short Ton of Fluid Milk Powder (Medium Heat and High Heat)

Tabla 6-7: Intensidades de emisiones de California. Parte 5

NAICS Sector Definition	NAICS code	Activity (a)	Benchmark (Ba)	Benchmark Units
Dairy Product Manufacturing	31151	Buttermilk Powder Processing (through vintage 2018 allocation)	0.501	Allowances / Short Ton of Buttermilk Powder
		Buttermilk Powder Processing (vintage 2019 allocation and beyond)	0.469	Allowances / Short Ton of Buttermilk Powder
		Dairy Product Solids for Animal Feed Processing (through vintage 2018 allocation)	0.0241	Allowances / Short Ton of Dairy Product Solids for Animal Feed
		Intermediate Dairy Ingredients Processing (through vintage 2018 allocation)	0.0808	Allowances / Short Ton of Intermediate Dairy Ingredients
		Intermediate Dairy Ingredients Processing (vintage 2010 allocation and beyond)	0.076	Allowances / Short Ton of Intermediate Dairy Ingredients
		Cheese Processing	0.114	Allowances / Short Ton of Cheese
		Lactose Processing	0.272	Allowances / Short Ton of Lactose
		Whey Protein Concentrate Processing	1.28	Allowances / Short Ton of Whey Protein Concentrate
		Deproteinized Whey Processing	0.764	Allowances / Short Ton of Deproteinized Whey

Tabla 6-8: Intensidades de emisiones de California. Parte 6

NAICS Sector Definition	NAICS code	Activity (a)	Benchmark (Ba)	Benchmark Units
Roasted Nuts and Peanut Butter Manufacturing	311911	Pistachio Processing (through vintage 2018 allocation)	0.221	Allowances / Short Ton of Pistachios
		Almond Processing (through vintage 2018 allocation)	0.0714	Allowances / Short Ton of Almonds
		Almond Blanching (vintage 2019 allocation and beyond)	0.0704	Allowances / Short Ton of Blanched Almonds
		Almond Flavoring (vintage 2019 allocation and beyond)	0.127	Allowances / Short Ton of Flavored Almonds
		Almond Pasteurization (vintage 2019 allocation and beyond)	0.0420	Allowances / Short Ton of Pasteurized Almonds
		Pistachio Flavoring (vintage 2019 allocation and beyond)	0.0710	Allowances / Short Ton of Flavored Pistachios
		Pistachio Hulling and Drying (vintage 2019 allocation and beyond)	0.187	Allowances / Short Ton of Adjusted Hulled and Dried Pistachios
Snack Food Manufacturing	31191	Fried Potato Chips Processing	0.834	Allowances / Short Ton of Fried Potato Chips
		Baked Potato Chips Processing	0.517	Allowances / Short Ton of Baked Potato Chips
		Corn Chips Processing	0.580	Allowances / Short Ton of Corn Chips
		Corn Curls Processing	0.446	Allowances / Short Ton of Corn Curls
		Pretzel Processing	0.633	Allowances / Short Ton of Pretzels

Tabla 6-9: Intensidades de emisiones de California. Parte 7

NAICS Sector Definition	NAICS code	Activity (a)	Benchmark (Ba)	Benchmark Units
Beet sugar manufacturing	311313	Beet sugar manufacturing	0.611	Allowances / Short Ton Granulated-Refined Sugar
Breweries	312120	Lager Beer manufacturing	0.178	Allowances / Thousand Gallons of Lager Beer
Wineries	312130	Distilled Spirits Production	$1.13 \times 10^{(-3)}$	Allowances / Proof Gallons of Distilled Spirits
		Dry Color Concentrate Production	12.0	Allowances / Short Ton of Dry Color Concentrate
		Grape Juice Concentrate Production	$1.59 \times 10^{(-3)}$	Allowances / Short Ton of Grape Juice Concentrate
		Grape Seed Extract Production	9.48	Allowances / Short Ton of Grape Seed Extract
		Liquid Color Concentrate Production	$6.95 \times 10^{(-3)}$	Allowances / Gallons of Liquid Color Concentrate
Paperboard Mills	322130	Recycled Boxboard Manufacturing	0.516	Allowances / Air Dried Short Ton of Recycled Boxboard
		Recycled Linerboard (Testliner) Manufacturing	0.562	Allowances / Air Dried Short Ton of Recycled Linerboard
		Recycled Medium (Fluting) Manufacturing	0.392	Allowances / Air Dried Short Ton of Recycled Medium
Petroleum Refineries	324110	Recycled Linerboard (Testliner) Manufacturing	3.89	Allowances / Complexity Weighted Barrel

Tabla 6-10: Intensidades de emisiones de California. Parte 8

NAICS Sector Definition	NAICS code	Activity (a)	Benchmark (Ba)	Benchmark Units
All other Petroleum and Coal Products Manufacturing	324199	Coke Calcining	0.632	Allowances / Metric Ton Calcined Coke
Industrial Gas Manufacturing	325120	On-Purpose Hydrogen Gas Production	8.94	Allowances / Metric Ton of On-Purpose Hydrogen Gas
		Liquid Hydrogen Production	11.9	Allowances / Metric Ton of Liquid Hydrogen Sold
All other Basic Inorganic Chemical Manufacturing	325188	Sulfuric Acid Regeneration (vintage 2019 allocation and beyond)	0.147	Allowances / Short Ton of Sulfuric Acid Produced
Nitrogenous Fertilizer Manufacturing	325311	Nitric Acid Production	0.0957	Allowances / Short Ton of nitric acid (HNO ₃ 100%)
		Calcium Ammonium Nitrate Solution Production	0.00	Allowances / Short Ton of Calcium Ammonium Nitrate Solution
Flat Glass Manufacturing	327211	Flat Glass Manufacturing	0.495	Allowances / Short Ton of Flat Glass Pulled
Glass Container Manufacturing	327213	Container Glass Manufacturing	0.270	Allowances / Short Ton of Container Glass Pulled
Mineral Wool Manufacturing	327993	Fiber Glass Manufacturing	0.394	Allowances / Short Ton of Fiberglass Pulled
Cement Manufacturing	327310	Cement Manufacturing	0.742	Allowances / Short Ton adjusted clinker and mineral additives produced

Tabla 6-11: Intensidades de emisiones de California. Parte 9

NAICS Sector Definition	NAICS code	Activity (a)	Benchmark (Ba)	Benchmark Units
Lime Manufacturing	327410	Dolime Manufacturing	1.40	Allowances / Short Ton of Dolime Produced
Gypsum Product Manufacturing	327420	Plaster Manufacturing	0.0454	Allowances / Short Ton of Plaster Sold as a Separate Finished Product
		Stucco Manufacturing	0.134	Allowances / Short Ton of Stucco used to produce saleable plasterboard
Iron and Steel Mills	331111	Steel Production Using an Electric Arc Furnace	0.170	Allowances / Short Ton of Steel produced using EAF
Secondary smelting and alloying of aluminium	331314	Aluminum and Aluminum Alloy Billet Manufacturing	0.371	Allowances / Short Ton of Aluminum and Aluminum alloy Billet
Iron Foundries	331511	Ductile Iron Pipe Manufacturing	0.561	Allowances / Short Ton of Ductile Iron Pipes
Nonferrous Forging	332112	Seamless Rolled Ring	3.14	Allowances / Short Ton of Seamless Rolled Ring

Tabla 6-12: Intensidades de emisiones de California. Parte 10

NAICS Sector Definition	NAICS code	Activity (a)	Benchmark (Ba)	Benchmark Units
Rolled Steel Manufacturing	327420	Hot Rolled Steel Sheet Production	0.0843	Allowances / Short Ton of hot rolled steel sheet
		Pickled Steel Sheet Production	0.0123	Allowances / Short Ton of pickled steel sheet
		Cold Rolled and Annealed Steel Sheet Production	0.0520	Allowances / Short Ton of cold rolled and annealed steel sheet
		Galvanized Steel Sheet Production	0.0504	Allowances / Short Ton of galvanized steel sheet
		Tin Steel Plate Production	0.111	Allowances / Short Ton of Stucco used to produce saleable plasterboard
Turbine and Turbine Generator Set Units Manufacturing	3336111	Testing of Turbines and Turbine Generator Sets	0.00782	Allowances / Horsepower tested

CARB define los límites de emisión por industria entre los años 2013 (regulación pasada) hasta el 2031. Estos factores son más estrictos para las industrias que calcinen carbón Coke, industrias manufactureras de fertilizantes a base de nitrógeno, industria de cemento e industria de dolomita (mineral de carbonato de calcio y magnesio). Estos se presentan a continuación

Tabla 5.1: Factores de ajuste para límite de emisiones por industria.

Budget Year	Cap Adjustment Factor, c	
	Standard Activities	Industrial Activities with NAICS code 325311, 327310 and 327410#
2013	0.981	0.991
2014	0.963	0.981
2015	0.944	0.972
2016	0.925	0.963
2017	0.907	0.953
2018	0.888	0.944
2019	0.869	0.935
2020	0.851	0.925
Budget Year	Cap Adjustment Factor, c	
	Standard Activities	Industrial Activities with NAICS code 324199 (coke calcining only), 325311, 327310 and 327410#
2021	0.817	0.909
2022	0.783	0.892
2023	0.749	0.875
2024	0.715	0.858
2025	0.681	0.841
2026	0.647	0.824
2027	0.613	0.807
2028	0.579	0.790
2029	0.545	0.773
2030	0.511	0.756
2031	0.494	0.747

6.3 México

A continuación, se adjuntan los *benchmark* de las intensidades de emisión de México.

Tabla 6-13: Intensidades de emisiones de México. Parte 1

Producto	Factor de emisión (t CO2/t clínker)
Clínker	0.536

Producto	Factor de emisión (t CO2/t cal)
Cal con fuerte proporción de calcio	0.75
Cal de dolomita	0.77
Cal hidráulica	0.59

Producto	Factor de emisión (t CO2/t vidrio)
Vidrio	0.2

Producto	Total de requisitos de combustible (GJ/t amoníaco producido)	Factor de contenido de carbono (t C/GJ)	Factor de oxidación (fracción)
Amoníaco	42.5	0.021	1.0

Producto	Factor de emisión (t N2O/t ácido nítrico)
Ácido nítrico	6

Producto	Factor de emisión (kg de N2O/t ácido adípico)
Ácido adípico	300

Producto	Factor de emisión (t N2O/t producto)
Caprolactama	9
Glooxal	100
Ácido glioxílico	20

Insumo	Factor de emisión	
	(t CO2/t carburo)	(Kg CH4/t carburo)
Carburo de Silicio	2.62	11.6
Carburo de Calcio	1.09	NA
NA: No aplica		

Producto	Factor de emisión (t N2O/t producto)
Rutilo sintético	1.43
Rutilo dióxido de titanio (vía del cloruro)	1.34

Producto	Factor de emisión (t CO2/t producto)
Trona	0.097
Ceniza de sosa	0.138

Tabla 6-14: Intensidades de emisiones de México. Parte 2

Configuración del proceso	Factor de emisión (t CO ₂ /t metanol producido)				
	Gas natural	Gas natural + CO ₂	Petróleo	Carbón	Lignita
Reformado al vapor convencional, sin unidad de reformado primaria (Proceso por defecto y alimentación en gas natural por defecto)	0.67	NA	NA	NA	NA
Reformado al vapor convencional, con unidad de reformado primaria	0.497	NA	NA	NA	NA
Reformado al vapor convencional, proceso convencional de Lurgi	0.385	0.267	NA	NA	NA
Reformado al vapor convencional, proceso de baja presión de Lurgi	0.267	NA	NA	NA	NA
Reformado al vapor convencional, proceso combinado de Lurgi	0.396	NA	NA	NA	NA
Reformado al vapor convencional, proceso Mega Metanol de Lurgi	0.31	NA	NA	NA	NA
Proceso de oxidación parcial	NA	NA	1.376	5.285	5.020
Reformado al vapor convencional, con producción integrada de amoníaco	1.02	NA	NA	NA	NA

Configuración del proceso	Factor de emisión* (t CO ₂ /t etileno producido)					
	Sustancia de alimentación al proceso					
	Nafta	Gasóleo	Etano	Propano	Butano	Otro
Etileno (Uso total en el proceso y en la alimentación energética)	1.73	2.29	0.95	1.04	1.07	1.73
Alimentación al proceso	1.73	2.17	0.76	1.04	1.07	1.73
Uso de combustible complementario (alimentación energética)	0	0.12	0.19	0	0	0

*Los factores de emisión no incluyen el uso de combustible suplementario en la quema en antorcha

Configuración del proceso	Factor de emisión (t CO ₂ /t producto)	
	Dicloruro de etileno producido	Cloruro de vinilo producido
Proceso de cloración directa	0.191	0.286
Proceso de oxiclación	0.202	0.302
Proceso equilibrado [por defecto]	0.196	0.294

Configuración del proceso, amoxidación directa del propileno	Factor de emisión (t CO ₂ /t acrilonitrilo producido)
Productos secundarios quemados para recuperación de energía y/o quemados en la antorcha (por defecto)	1
Acrilonitrilo quemado para recuperación de energía y/o quemado en antorcha	0.83
Acetonitrilo y cianuro de hidrógeno recuperado como producto	0.79

Configuración del proceso	Factor de emisión (t CO ₂ /t óxido de etileno)
Proceso por aire (proceso por defecto)	0.863
Proceso por oxígeno	0.663

Tabla 6-15: Intensidades de emisiones de México. Parte 3

Factor de emisión (kg CH4/t de metanol producido)
2.3

Factor de emisión* (kg CH4/t etileno producido)					
Sustancia de alimentación al proceso					
Nafta	Gasóleo	Etano	Propano	Butano	Otro
3	3	6	3	3	3

Configuración del proceso	Factor de emisión (kg CH4/t de cloruro de vinilo producido)
Planta de producción integrada de dicloruro de etileno producido/ cloruro de vinilo producido	0.0226

Factor de emisión (kg CH4/t de acrilonitrilo producido)
0.18

Configuración del proceso	Factor de emisión (kg CH4/t de óxido de etileno producido)
Sin tratamiento térmico	1.79
Con tratamiento térmico	0.79

Configuración del proceso	Factor de emisión (t CO2/t negro de humo producido)		
	Alimentación primaria	Alimentación secundaria	Alimentación total
Proceso del negro de horno (proceso por defecto)	1.96	0.66	2.62
Proceso del negro térmico	4.59	0.66	5.25
Proceso del negro de acetileno	0.12	0.66	0.78

Configuración del proceso	Factor de emisión (kg CH4/t de óxido de etileno producido)
Sin tratamiento térmico	28.7
Con tratamiento térmico (proceso por defecto)	0.06

Tabla 6-16: Intensidades de emisiones de México. Parte 4

Insumos	Unidades	Factor de emisión
Carbón coquizable	tCO2/tseca	3.059
Carbón de inyección al Alto Horno	tCO2/tseca	2.955
Carbón a la Sintetizadora o al Horno Básico de Oxígeno	tCO2/tseca	2.784
Carbón para vapor	tCO2/tseca	2.461
Carbón para el Horno de Arco Eléctrico	tCO2/tseca	3.257
Carbón para el Horno de Reducción Directa	tCO2/tseca	2.955
Coque	tCO2/tseca	3.257
Caliza	tCO2/tseca	0.440
Dolomita cruda	tCO2/t	0.471
Electrodos del Horno de Arco Eléctrico o del Horno Básico de Oxígeno	tCO2/t	3.663
Arrabio	tCO2/t	0.172
Arrabio frío (Cold Iron)	tCO2/t	0.172
Fierro Esponja o Hierro de Reducción Directa Base Gas Natural	tCO2/t	0.073
Fierro Esponja o Hierro de Reducción Directa Base Carbón	tCO2/t	0.073
Ferróníquel	tCO2/t	0.037
Ferrocromo	tCO2/t	0.275
Ferromolibdeno	tCO2/t	0.018
Gas de coquizadora	tCO2/1000m3	0.836
Gas de Alto Horno	tCO2/1000m3	0.891
Gas de Horno Básico de Oxígeno	tCO2/1000m3	1.512
CO2 a uso externo	tCO2/t	1.00
Alquitrán	tCO2/t	3.389
Benzol	tCO2/t	3.382
Combustóleo	tCO2/m3	2.907
Diésel	tCO2/m3	2.601
Keroseno	tCO2/m3	2.481
GLP	tCO2/t	2.985
Gas Natural	tCO2/1000m3	2.014

Gas emitido	Factor de emisión (t CO2/t aluminio)
Bióxido de carbono	1.6
Metano	1.7

Tabla 6-17: Intensidades de emisiones de México. Parte 5

Aleación	Factor de emisión (kg CH4/t producto)
Metal-Si	1.2
FeSi 90	1.1
FeSi 75	1.0
FeSi 65	1.0

Tecnología	Factor de emisión (t CO2/t aluminio)
Ánodos precocidos	1.6
Søderberg	1.7

Factor de emisión (kg/t producto)		
Tecnología de celda	CF4	C2F6
CWPB	0.4	0.04
SWPB	1.6	0.4
VSS	0.8	0.04
HSS	0.4	0.03

Tecnología	Factor de emisión (t CO ₂ /t Mg primario producido)
Dolomita	5.13
Magnesita	2.83

Sistema de moldeo	Factor de emisión (kg SF ₆ /t Mg moldeo)
Todos los procesos de moldeo	1

Factor de emisión (t CO ₂ /t producto)		
Producción en hornos Imperial Smelt Furnace (ISF)	Producción por fundición directa (DS)	Por tratamiento de materias primas secundarias
0.59	0.25	0.2

Proceso	Factor de emisión (t CO ₂ /t Zinc)
Waelz Kiln	3.66
Pirometalúrgico (<i>Imperial Smelting Furnace</i>)	0.43

Tabla 6-18: Intensidades de emisiones de México. Parte 6

Producto	Factor de emisión (kg/m ²)						
	CF ₄	C ₂ F ₆	CHF ₃	C ₃ F ₈	NF ₃	SF ₆	C ₆ F ₁₄
Semiconductores	0.9	1	0.04	0.05	0.04	0.2	NA
Pantallas planas a transistores de película delgada (TFT-FPD)	0.0005	NA	NA	NA	0.0009	0.004	NA
Celdas fotovoltaicas	0.005	0.0002	NA	NA	NA	NA	NA
Fluidos de transferencia térmica	NA	NA	NA	NA	NA	NA	0.3

6.4 Caracterización de fuentes de emisión

Las emisiones de CO₂ por sector se presentan en las siguientes tablas. Es importante mencionar que estas tablas fueron elaboradas a partir de la información del sistema RETC entregada por la contraparte técnica del proyecto. Estas emisiones pueden diferir con respecto a las emisiones reportadas en el Inventario de Gases de Efecto Invernadero.

Tabla 6-19: Emisiones por sector en millón tCO₂

Sector	Tipo de Fuente				Total general
	Caldera	Calor	Electricidad	Horno	
Azúcar	0,155		0		0,155
Cemento	0,003		0,001	0,441	0,445
Cobre	0,353		0,077	1,157	1,587
Comercial	8,129		0,14	0	8,269
Energía	31,13	4,845	0,268	0,058	36,301
Gas	0,017	0	0,002		0,019
Industrias varias	10,017	0,056	0,14	0,254	10,468
Minería	0,15	0,593	0,059	0,087	0,89
Papel y celulosa	5,066	0,005	0,002	0,267	5,339
Pesca	2,496		0,14	0,002	2,638
Petróleo	0,293	0,022	0	0,161	0,475
Pública	3,905		0,004		3,909
Residencial	0,015		0,001		0,016
Siderurgia	0,02	0,038	0,004	22,468	22,529
Transporte	0,004		0,004		0,008
Total	61,8	5,6	0,8	24,9	93

Tabla 6-20: Cantidad de instalaciones por sector que emiten bajo las 25.000 tCO₂

Sector	Tipo de Fuente				Total general
	Caldera	Calor	Electricidad	Horno	
Azúcar	9		9		18
Cemento	10		28	17	55
Cobre	60		835	26	921
Comercial	3341		5647	3	8991
Energía	20	29	1073	163	1285
Gas	39	1	57		97
Industrias varias	2111	5	3859	149	6124
Minería	61		423	24	508
Papel y celulosa	42		45	5	92
Pesca	146		1626	18	1790
Petróleo	24	1	31	10	66
Pública	679		550		1229
Residencial	92		26		118
Siderurgia	2	3	21	3	29
Transporte	10		191		201
Total general	6646	39	14421	418	21524

Tabla 6-21: Cantidad de instalaciones por sector que emiten por sobre las 25.000 tCO₂

Sector	Tipo de Fuente				Total general
	Caldera	Calor	Electricidad	Horno	
Azúcar	10		6		16
Cemento	1		9	15	25
Cobre	36		207	22	265
Comercial	55		133		188
Energía	42	30	129	14	215
Industrias varias	210	4	207	32	453
Minería	4	1	32	2	39
Papel y celulosa	35	4	134	12	185
Pesca	40		31		71
Petróleo	112	15	2	150	279
Pública	57		40		97
Siderurgia	5	4	15	8	32
Total general	607	58	945	255	1865

Tabla 6-22: Cantidad de instalaciones por rubro que emiten sobre las 25000 tCO₂ y mayores a 10MW

Sector	Tipo de Fuente				Total general
	Caldera	Calor	Electricidad	Horno	
Azúcar	10		6		16
Cemento	1		9	15	25
Cobre	36		207	22	265
Comercial	55		133		188
Energía	42	30	129	14	215
Industrias varias	210	4	207	32	453
Minería	4	1	32	2	39
Papel y celulosa	35	4	134	12	185
Pesca	40		31		71
Petróleo	112	15	2	150	279
Pública	57		40		97
Siderurgia	5	4	15	8	32
Total general	607	58	945	255	1865

6.5 Caracterización según capacidad instalada

La capacidad instalada total instalada (MW) se presenta en las tablas siguientes:

Tabla 6-23: Capacidad instalada por sector (en MW).

Sector	Tipo de Fuente				Total general
	Caldera	Calor	Electricidad	Horno	
Azúcar	152,8		0,0		152,8
Cemento	6,1		0,0	15,2	21,3
Cobre	286,9		2,5	0,2	289,6
Comercial	70963,7		385,9	0,0	71349,6
Energía	15794,2	23334,5	0,0	145,2	39273,9
Gas	431,5	46,9	0,3		478,7
Industrias varias	36635,2	400,9	12,6	10,8	37059,5
Minería	193,5	0,0	0,0	0,0	193,5
Papel y celulosa	2481,7	37,7	0,8	0,0	2520,2
Pesca	5257,5		0,0	1,9	5259,4
Petróleo	511,4	21,7	0,0	134,8	667,9
Pública	967,5		5,9		973,4
Residencial	606,7		0,5		607,2
Siderurgia	39,6	0,0	0,0	0,0	39,6
Transporte	18,4		1,3		19,7
Total general	134356,6	23841,7	409,8	308,1	158916,1

Tabla 6-24: Cantidad de instalaciones con potencia instalada mayor a 10MW.

Sector	Tipo de Fuente				Total general
	Caldera	Calor	Electricidad	Horno	
Azúcar	12		6		18
Cemento			4	9	13
Cobre	29		101	12	142
Comercial	202		93		295
Energía	47	39	58	38	182
Gas	15	1	8		24
Industrias varias	567	4	410	64	1045
Minería	22		59	8	89
Papel y celulosa	47	4	139	17	207
Pesca	105		66	13	184
Petróleo	115	16	2	159	292
Pública	69		69		138
Residencial	46				46
Siderurgia	5	4	15	8	32
Transporte	2		1		3
Total general	1283	68	1031	328	2710

Tabla 6-25: Cantidad de instalaciones con potencia instalada menor a 10MW.

Sector	Tipo de Fuente				Total general
	Caldera	Calor	Electricidad	Horno	
Azúcar	7		9		16
Cemento	11		33	23	67
Cobre	67		941	36	1044
Comercial	3194		5687	3	8884
Energía	15	20	1144	139	1318
Gas	24		49		73
Industrias varias	1754	5	3656	117	5532
Minería	43	1	396	18	458
Papel y celulosa	30		40		70
Pesca	81		1591	5	1677
Petróleo	21		31	1	53
Pública	667		521		1188
Residencial	46		26		72
Siderurgia	2	3	21	3	29
Transporte	8		190		198
Total general	5970	29	14335	345	20679

6.6 Resumen de sectores considerando umbrales

A continuación se presentan diferentes tablas resumen que indican la cantidad de establecimientos bajo umbral de 25.000 tCO₂ y 10MW.

Tabla 6-26: Emisiones totales por establecimientos considerando el umbral de 25.000 tCO₂

Sector	Emisiones de establecimientos con niveles menores a 25.000 tCO ₂ (millón tCO ₂)	Emisiones de establecimientos con niveles mayores a 25.000 tCO ₂ (millón tCO ₂)	Total (millón CO ₂)	Porcentaje de emisiones afectas a impuesto
Azúcar	0,001	0,154	0,155	99,2%
Cemento	0,014	0,431	0,445	96,8%
Cobre	0,181	1,407	1,587	88,6%
Comercial	1,028	7,241	8,269	87,6%
Energía	0,167	36,134	36,301	99,5%
Gas	0,019	0,000	0,019	0,0%
Industrias varias	1,859	8,609	10,468	82,2%
Minería	0,166	0,724	0,890	81,4%
Papel y celulosa	0,066	5,273	5,339	98,8%
Pesca	0,299	2,338	2,638	88,7%
Petróleo	0,021	0,454	0,475	95,6%
Pública	0,521	3,387	3,909	86,7%
Residencial	0,016	0,000	0,016	0,0%
Siderurgia	0,032	22,497	22,529	99,9%
Transporte	0,008	0,000	0,008	0,0%
Total general (millón tCO₂)	4,399	88,649	93,048	95,3%

Tabla 6-27: Total de potencia instalada considerando el umbral de 10MW

Sector	Capacidad instalada en calderas de establecimiento menores 10MW (MW)	Capacidad instalada en calderas de establecimiento mayor 10MW (MW)	Total capacidad instalada	MW afectos a impuesto
Azúcar	2,9	150,0	152,8	98,12%
Cemento	6,1	15,2	21,3	71,38%
Cobre	47,9	241,6	289,5	83,46%
Comercial ²⁴	1063,7	70285,8	71349,5	98,51%
Energía	19,0	39254,9	39273,8	99,95%
Gas	7,1	471,6	478,7	98,51%
Industrias varias	1330,8	35728,7	37059,5	96,41%
Minería	25,0	168,5	193,5	87,10%
Papel y celulosa	57,1	2463,1	2520,3	97,73%
Pesca	33,0	5236,4	5269,4	99,37%
Petróleo	4,3	663,6	667,9	99,36%
Pública	213,0	760,3	973,3	78,11%
Residencial	14,6	592,5	607,2	97,59%
Siderurgia	0,0	39,6	39,6	99,99%
Transporte	4,2	15,5	19,7	78,86%
Total general (MW)	2.828,7	156.087,5	158.916,1	98,22%

6.7 Fuentes de información producciones industriales

6.7.1 Minas Varias, hierro, acero y salitre

Anuario Minería Chilena, SERNAGEOMIN. Disponible en: <https://www.sernageomin.cl/anuario-de-la-mineria-de-chile/>

6.7.2 Cobre

Anuario Minería Chilena

- Informe producción minera por empresas, COCHILCO. Disponible en: <https://www.cochilco.cl/Paginas/Estadisticas/Bases%20de%20Datos/Producci%C3%B3n-Minera.aspx>
- Inversión en la minería chilena: cartera de proyectos, COCHILCO. Disponible en: <https://www.cochilco.cl/Listado%20Temtico/Inversion%20en%20la%20mineria%20chilena%20-%20cartera%20de%20proyectos%202020-2029%20VF.pdf>

6.7.3 Papel y Celulosa

Anuario INFOR. Disponible en: <https://wef.infor.cl/publicaciones/anuario/2020/Anuario2020.pdf>

6.7.4 Producción Pesquera

SERNAPESCA. Disponible en: http://www.sernapesca.cl/informes/estadisticas?qt-quicktabs_area_trabajo=3

6.7.5 Cemento

Cámara Chilena de la Construcción. Disponible en: <https://cchc.cl/centro-de-informacion/indicadores/indice-despacho-de-cement>

²⁴ El análisis se realizó a partir de los datos del RETC. Durante el proceso de análisis se encontraron algunos valores fuera de rango que fueron eliminados del registro de la base de datos. No obstante lo anterior, los resultados agregados todavía presentan valores que podrían ser mayores a los valores que realmente están en operación.