


RECOMENDACIONES Y PASOS NECESARIOS PARA DESPLEGAR
UN ESQUEMA DE INSTRUMENTOS ECONÓMICOS QUE CATALICE
LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA NECESARIA PARA CUMPLIR CON
LA NDC DE CHILE Y EL OBJETIVO DE CERO EMISIONES DE GEI





RECOMENDACIONES Y PASOS NECESARIOS PARA DESPLEGAR UN ESQUEMA DE INSTRUMENTOS ECONÓMICOS QUE CATALICE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA NECESARIA PARA CUMPLIR CON LA NDC DE CHILE Y EL OBJETIVO DE CERO EMISIONES DE GEI

ESTUDIO PREPARADO POR:

Alejandro Bañados, Carlos Benavides, Manuel Díaz, Luis Gonzales*, Hermann González, Francisco Gracia, Marcia Montedonico, Rodrigo Palma*, Rigoberto Torres.

CENTRO DE ENERGÍA / FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS / UNIVERSIDAD DE CHILE

Dirección: Plaza Ercilla 847, Santiago, Contacto: Myriam Reyes

Email: mreyes@centroenergia.cl, Fono: +56 2 29780967

Contraparte Ministerio de Energía: Carlos Barría, Juan Pedro Searle, Francisco Dall'Orso.

* Coordinación general



Contenido

Pag.	
4	Policy Report
5	Metodología y herramientas
7	Escenarios
10	Resultados
12	Recomendaciones
16	Documento Técnico
16	1. Introducción
17	2. Metodología y definición de escenarios de evaluación
17	2.1. Descripción de los modelos sectorial y económico
19	2.2. Caracterización de escenarios de implementación de instrumentos
22	3. Resultados modelos sectoriales
22	3.1. Resultados de proyecciones a nivel nacional
23	3.2. Resultados para compensación de emisiones
24	3.3. Resumen CAPEX y OPEX asociados a la implementación de escenarios
25	3.4. Resultados CAPEX
26	3.5. Resultados OPEX
26	4. Análisis Económico
26	4.3. Estrategia de Simulación
27	4.4. Escenario de exportación de hidrógeno
28	4.5. Efecto en el nivel del PIB y tasa de crecimiento
31	4.6. Efectos en empleo
31	4.7. Balance Fiscal
34	4.8. Efectos distributivos en los hogares
36	4.9. Síntesis de impactos económicos y selección de escenario
38	5. Recomendaciones
42	Anexo 1: Modelación de SPET
43	Anexo 2: Análisis impuesto a la compra de vehículos
44	Anexo 3: Costos de inversión tecnologías
46	Anexo 4: Resumen de resultados
47	Anexo 5: Exportación de hidrógeno
49	Anexo 6: Emisiones, CAPEX y OPEX desagregado
55	Anexo 7: Evidencia en impactos de impuesto al carbono en la Unión Europea
57	Anexo 8: Sensibilidad del efecto impuesto al carbono
59	Anexo 9: Proyección de ingresos efectivos, ingresos cíclicamente ajustados, gasto público, déficit fiscal y deuda 2021-2050
65	Anexo 10: Estructura de gasto en hogares chilenos
66	Anexo 11: Efecto distributivo sin elasticidad
67	Anexo 12: Supuestos de crecimiento del PIB
68	Anexo 13: Comparación proyección de Minería
69	Anexo 14: Estudio Swiss Re Institute
70	Anexo 15: Transporte
72	Anexo 16: Desagregación de OPEX, CAPEX y recaudación
78	Anexo 17: Resultados de Talleres de participación

Policy Report

El objetivo general de este estudio es proporcionar recomendaciones detalladas y una hoja de ruta para establecer un esquema de instrumentos económicos y así ayudar a catalizar la transición energética necesaria para cumplir con la NDC de Chile y su compromiso de carbono neutralidad. Estas recomendaciones consideran especialmente el papel de los instrumentos de precio al carbono en la aceleración del crecimiento de una industria de hidrógeno verde en el país. Los instrumentos económicos deben tener como objetivo incorporar las externalidades climáticas en los mercados de combustibles y portadores de energía, armonizando los existentes y recomendando nuevos. Así como se expresa en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, se postula que esta transición energética para la carbono neutralidad tiene beneficios económicos directos e indirectos que representan una oportunidad histórica para el país, los que se sustentan en el gran potencial de energías renovables disponible¹.

Como base para estas recomendaciones, se evaluaron tres escenarios de instrumentos económicos validados por el Ministerio de Energía. A partir de la metodología propuesta y resumida en la siguiente figura, las recomendaciones constituyen un insumo para la decisión final del Ministerio sobre la materia. Además, esto se enmarca en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, que contempla el desarrollo de una mesa público-privada con actores de diversas visiones para acordar una hoja de ruta dirigida a reflejar adecuadamente el costo social de utilizar combustibles fósiles y discutir la ruta a un precio al carbono y a impuestos que reflejen de mejor manera las externalidades de los combustibles.

Resumen del contexto en que se desarrolla el estudio



¹Carlos Benavides, Luis Cifuentes, Manuel Díaz, Horacio Gilabert, Luis Gonzales, Diego González, David Groves, Marcela Jaramillo, Catalina Marinkovic, Luna Menares, Francisco Meza, Edmundo Molina, Marcia Montedónico, Rodrigo Palma, Andrés Pica, Cristian Salas, Rigoberto Torres, Sebastián Vicuña, José Miguel Valdés, Adrien Vogt-Schilb: "Opciones para lograr la carbono-neutralidad en Chile: una evaluación bajo incertidumbre", BID, 2021.

Metodología y herramientas

Concretamente, la metodología incorporó un proceso participativo que involucró la realización de 4 talleres, con los siguientes objetivos generales:

- Informar del proceso y proyecto a distintas instituciones relacionadas, especialistas sectoriales y otros representantes de la sociedad.
- Recibir insumos relevantes que puedan ser considerados en el desarrollo del estudio y sus distintas etapas de análisis: información base, escenario de referencia, escenarios de instrumentos económicos, aspectos metodológicos, entre otros.

Por su parte, los instrumentos económicos analizados fueron los siguientes:

- Aumento del **impuesto específico** a los combustibles de transporte (gasolina y diésel),
- Ampliación en cobertura sectorial y valor del **impuesto a las emisiones** de gases de efecto invernadero en fuentes fijas (impuesto verde) incluyendo opciones de compensación.
- Sistema de Permisos de Emisión Transable (**SPET**).

Como instrumento complementario se considera el **Límite de Emisiones** con opciones de compensación (Offset²).

Gracias a la realización de los talleres, se dispone de la visión de distintos actores respecto de las temáticas relacionadas con el estudio. De esta forma se identificaron factores relevantes a considerar. Las recomendaciones fueron sintetizadas en seis dimensiones (ambiental, social, tecnológica, económica, institucional/legal y política), lo que sirvió de base para las mejoras finales en el modelo de simulación y en las recomendaciones del estudio.

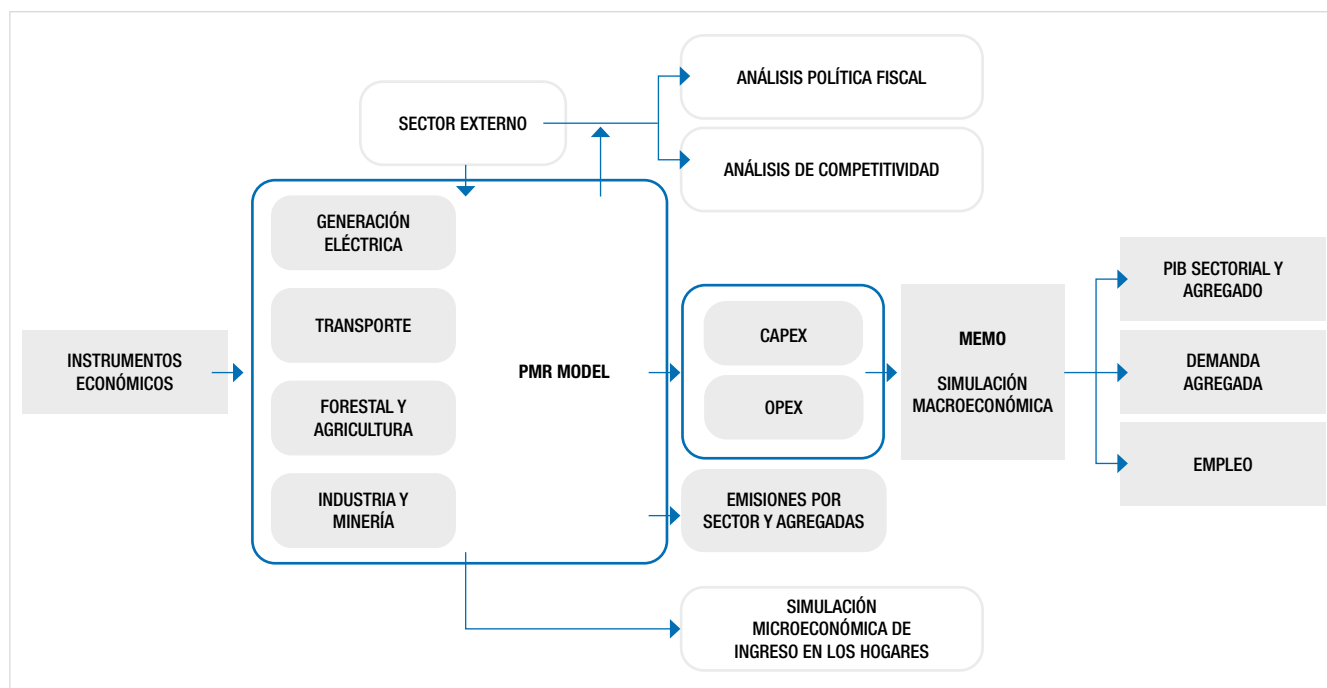
Los escenarios de instrumentos económicos se evaluaron utilizando el modelo energético PMR y el modelo macroeconómico “large scale multi-sector Dynamic Stochastic General Equilibrium DSGE model” MEMO. El modelo PMR está basado en un enfoque de optimización para representar las decisiones de inversión y operación que podrían tomar los distintos agentes ante la implementación de instrumentos de precio al carbono u otro tipo de instrumentos. El modelo minimiza el valor presente de la sumatoria de los costos de operación asociados al consumo de energía (OPEX), los costos de inversión (CAPEX) en tecnologías necesarias para satisfacer los requerimientos de demanda (calderas, hornos, motores, generadores, etc.), los costos de mantenimiento, los costos asociados al pago de impuesto, los costos asociados al pago de derechos de emisiones (que se adquieren en un SPET) y los costos asociados a los pagos de compensaciones (offset) o compensación de emisiones en otros sectores³.

² El detalle de las distintas combinaciones de estos instrumentos es explicado en el punto Escenarios.

³ Carlos Benavides, Manuel Díaz, Raúl O’ Ryan, Sebastián Gwinner & Erick Sierra: “Methodology to analyze the impact of an emissions trading system in Chile”, Climate Policy, DOI: 10.1080/14693062.2021.1954869, 2021.

Los análisis macroeconómicos se realizan considerando los resultados obtenidos de los modelos energéticos (modelo PMR), análisis cualitativos basados en la experiencia del equipo consultor en materia económica y resultados basados en las simulaciones con el modelo macroeconómico MEMO. La siguiente figura resume el esquema de modelación y simulación propuesto.

Esquema de modelación propuesto.



Para cada escenario simulado en el modelo macroeconómico MEMO, se utiliza la siguiente información proporcionada por el modelo energético:

- Gasto de capital incremental (CAPEX): se compara la línea base y el escenario de política⁴ para obtener la variación del CAPEX.
- Gastos operativos incrementales (OPEX): se compara la línea base y el escenario de política para obtener la variación del OPEX.
- Distribución año a año del gasto CAPEX y OPEX entre los diferentes sectores de la economía.
- Recaudación (impuesto específico, impuesto a las emisiones de CO₂, subastas de SPET⁵).
- Variación de precios de los energéticos.

El modelo permite simular el impacto de la implementación de escenarios de mitigación sobre diversas variables, entre las que podemos encontrar: producto interno bruto (PIB) tanto en nivel y crecimiento, como en sus componentes (inversión, consumo, exportaciones netas, consumo público); valor agregado total y sectorial; demanda de energía y emisiones de CO₂; empleo y salarios; ingresos fiscales; exportaciones e importaciones.

4 Corresponde a un instrumento o escenario de instrumentos económicos definidos.

5 La subasta se modela como un precio fijo, ingresado exógenamente, que deben pagar las fuentes para adquirir derechos de emisión.

Escenarios

A partir de una fase de análisis de instrumentos específicos aplicables y de refinamiento de los datos de entrada y modelos sectoriales, el Ministerio de Energía validó el análisis detallado de escenarios de instrumentos presentados en la siguiente tabla⁶.

Características de Escenarios Evaluados

Atributo	Línea Base	E1: Enfoque Mercado	E2: Impositivo +	E3: Impositivo ++
Impuesto específico a la gasolina/diésel	Actual	Actual + (transporte privado, transporte carga, transporte público)	Actual + (transporte privado, transporte carga, transporte público)	Actual + (transporte privado, transporte carga, transporte público)
Impuesto verde a fuentes fijas	Actual	Actual	Actual + (generación eléctrica, industria y minería)	Actual ++ (generación eléctrica, industria y minería)
Impuesto verde a compra de vehículos	Actual	Indexado a contaminante	Indexado a contaminante	Indexado a contaminante
Impuesto verde aguas arriba	Sin impuesto	Sin impuesto	Actual + impuesto verde (residencial, comercio, transporte)	Actual ++ impuesto verde (residencial, comercio, transporte)
Sistema de Permisos de Emisión Transable (SPET)	-	Generación eléctrica, industria y minería, transporte carga, comercio. Valor de derechos de emisión equivalente a impuesto de E2.		
Límite de emisión con compensaciones (Offset)	⁻⁷	Transporte público, transporte privado.	Generación eléctrica, industria y minería, transporte carga, público, transporte privado, comercio	Generación eléctrica, industria y minería, transporte carga, público, transporte privado, comercio

Los nombres asociados a cada escenario de instrumentos modelado se relacionan con las siguientes características:

- **E1: Enfoque Mercado**, donde minimiza el uso del límite de emisiones sectoriales en beneficio de un sistema SPET caracterizado por una dinámica más de mercado.
- **E2: Impositivo +**, donde se establece un impuesto verde mayor al actual pero menor al definido en el E3.
- **E3: Impositivo ++**, donde el impuesto verde es el más alto de los escenarios evaluados.

⁶ Valores definidos con signo (+) y (++) se describen en página siguiente.

⁷ Nota: Sistema de compensación definido recientemente no ha sido incorporado en las simulaciones.

En las siguientes tablas se detallan los valores de impuesto y límite de emisiones utilizados en cada caso.

Impuesto específico a gasolina y diésel por escenario.

Año	Gasolina (UTM/m3)				Diésel (UTM/m3)			
	L. Base	E1	E2	E3	L. Base	E1	E2	E3
2020	6	6	6	6	1,5	1,5	1,5	1,5
2021	6	6	6	6	1,5	1,5	1,5	1,5
2025	6	6	6	6	1,5	3,0	3,0	3,0
2030	6	8	8	8	1,5	6,0	6,0	6,0
2035	6	8	8	8	1,5	8,0	8,0	8,0
2040	6	8	8	8	1,5	8,0	8,0	8,0
2045	6	8	8	8	1,5	8,0	8,0	8,0
2050	6	8	8	8	1,5	8,0	8,0	8,0

Impuesto verde para los distintos escenarios evaluados.

Año	Línea Base (US\$/tCO2)	E1 (US\$/tCO2)	E2 (US\$/tCO2)	E3 (US\$/tCO2)
2020	5	5	5	5
2025	5	5	10	30
2030	5	5	35	50
2035	5	5	35	50
2040	5	5	35	75
2045	5	5	35	75
2050	5	5	35	100

Si bien los impuestos verdes incluyen tasas impositivas de contaminantes globales y locales, en este trabajo no se considera el potencial de recaudación de contaminantes locales, con su tasa del 10% como se define en la Ley 21.210, ni tampoco posibles modificaciones.

Límite de emisiones por sector (Millones de toneladas anuales de CO2e).

Sector	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Generación eléctrica	30,0	10,6	7,4	4,8	2,7	2,2
Industria y minería	16,0	15,2	11,4	10,0	10,1	10,3
Transporte carga	8,1	6,8	5,0	3,6	2,3	1,0
Transporte privado	16,5	17,0	15,8	14,3	13,1	11,8
Transporte público	5,2	3,8	2,4	0,7	0,3	0,0
Comercial	3,7	4,4	5,1	5,8	6,5	7,3

El SPET se modela mediante un límite de emisiones a nivel agregado que afecta a todas las empresas que participan de este sistema. A diferencia del Límite de Emisiones, acá se impone un límite agregado y no un límite sectorial (ver Anexo 1). El límite agregado afecta a los sectores generación eléctrica, industria y minería, transporte de carga y comercio.

Límite de emisiones agregado para sectores que participan de SPET (Millones de toneladas anuales de CO₂e).

Límite	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Límite de emisiones del SPET	57,8	37,0	28,9	24,2	21,6	20,8

El impuesto verde a la compra de vehículos no se incorporó en las simulaciones de manera explícita. Esto se debe a que cálculos preliminares mostraron que su valor para vehículos livianos no afecta significativamente las decisiones de cambio de tecnología (ver Anexo 2). Asimismo, se supone que los costos de inversión de los vehículos a diésel y gasolina ya contienen el pago del impuesto a la compra de vehículos.

A continuación, se presentan otros supuestos generales utilizados para realizar las proyecciones de los modelos sectoriales:

- **PIB:** Se utilizan proyecciones realizadas por el equipo consultor.
- **Población:** Se utilizan proyecciones actualizadas del INE.
- **Precio de los energéticos:** Se utilizan proyecciones de precios de los energéticos entregadas por contraparte técnica del Ministerio de Energía⁸.
- **Costos de inversión:** Para el sector generación eléctrica se utilizan las proyecciones de costos de inversión del escenario de precios alto de la PELP. Para los otros sectores, se utilizan los supuestos de costos de inversión del Informe de Carbono Neutralidad y supuestos levantados por el equipo consultor (ver Anexo 3).
- **Producciones industriales:** Se actualizan proyecciones de producción de cobre, minas varias, hierro, papel y celulosa, hierro, acero, salitre e industrias varias. Las proyecciones se realizan utilizando fuentes de información y metodologías desarrolladas en estudio previo para Ministerio de Energía⁹.
- **Demanda de transporte de pasajeros y carga:** Se actualizan proyecciones de pasajero-kilómetros (PKM) y tonelada carga-kilómetro (TKM). Las proyecciones de PKM y TKM se realizan utilizando modelos econométricos implementados en el estudio previo mencionado anteriormente.

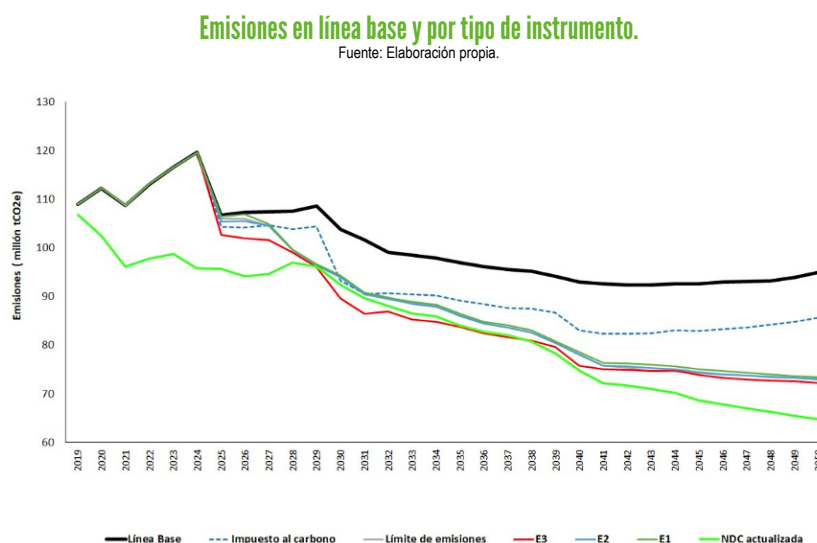
⁸ Para los resultados preliminares se utiliza proyección de precios "alto".

⁹ Centro de Energía (2019). Estudio de actualización y complementación de herramientas de prospectivas de Largo Plazo asociadas a la demanda energética. Estudio desarrollado para CNE y Ministerio de Energía.

Resultados

El siguiente gráfico resume los resultados de emisiones para la línea base¹⁰ y los tres escenarios simulados.

Adicionalmente, se ha incluido el escenario de referencia de la NDC actualizada, el límite de emisiones asociado a cada sector y una simulación específica del escenario único de impuesto al carbono correspondiente a E3.



Los resultados de la modelación muestran que ninguno de los escenarios de instrumentos simulados permite cumplir con las metas de presupuesto de carbono establecidos en la NDC (particularmente en el período 2020-2030 y luego en el período 2040-2050). En consecuencia, se recomienda hacer una revisión a nivel ministerial con el fin de evaluar posibles ajustes a los instrumentos propuestos para el corto y largo plazo. Lo anterior se contrapone con la gradualidad en la implementación de los instrumentos, ya que para alcanzar la meta de presupuesto de carbono probablemente se requiere una implementación más acelerada de medidas. Las razones que explican las diferencias con respecto al NDC pueden ser varias, entre las cuales se pueden nombrar: 1) Las proyecciones de este estudio se hicieron suponiendo que los instrumentos evaluados comienzan su aplicación a partir del año 2025, por lo que previo a este año no se implementan medidas, salvo el retiro de centrales al año 2025; 2) Diferencias en los modelos utilizados; 3) Diferencias en supuestos utilizados (ejemplo, proyección de PIB, condición hidrológica, precio de energéticos, etc.); 4) Cantidad de medidas evaluadas por sector.

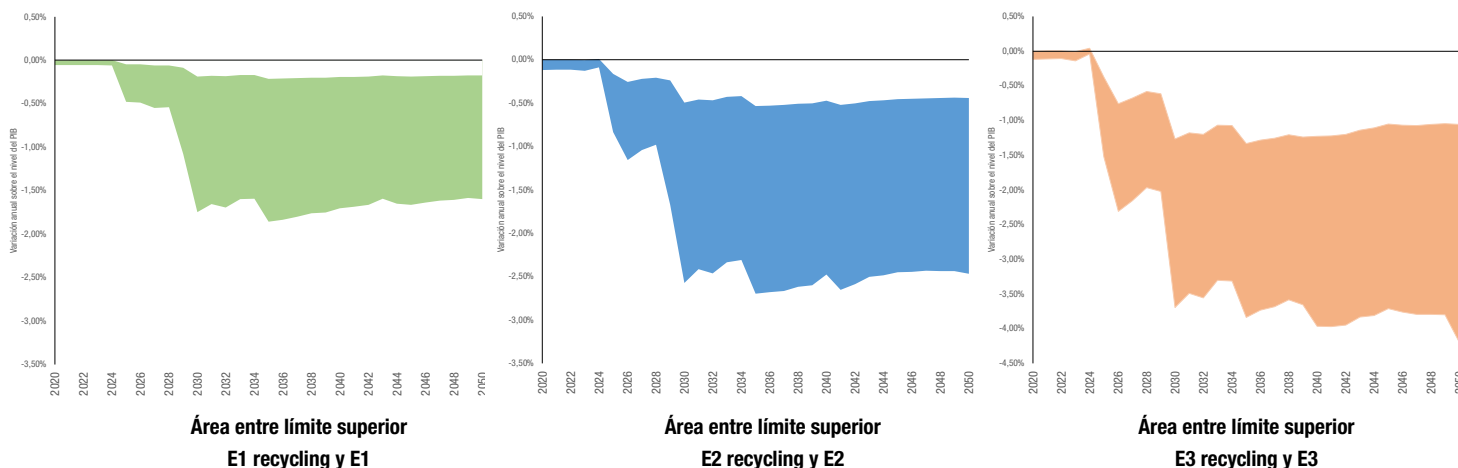
Por otro lado, se aprecia que la señal única de impuesto al carbono (que es la que asimismo se considera en el E3) no permite llegar a los niveles de reducción de emisiones requeridos. En tanto, E1 y E2 se ajustan de buena forma al escenario de límite de emisiones y en el largo plazo (2040-2050) convergen a un resultado similar a E3. Por su parte, E3 es el que presenta un mayor potencial de reducción de emisiones superando en períodos a lo definido por la NDC. Los instrumentos económicos provocan cambios tecnológicos en los distintos sectores, resaltando el ingreso de energía renovable solar y eólica y sustitución a electromovilidad en los distintos modos de transporte (incluida la minería).

¹⁰ En la Línea Base se forzó el retiro de las centrales que tienen fecha de salida antes del año 2025 de acuerdo con el plan aprobado de retiro de centrales más reciente.

En la siguiente figura se muestran los efectos de los escenarios E1, E2 y E3 en el nivel del producto. Para cada uno de ellos se simuló en MEMO el escenario con y sin compensación a los hogares (caso de recycling en el gráfico¹¹). Los valores para los distintos escenarios y períodos se presentan en el Anexo 4.

Efecto de los escenarios, en el nivel del producto por año.

Fuente: Elaboración propia.



Se aprecia que E3 es el que tiene un mayor impacto en el PIB, provocando una disminución en torno al 3% al año 2050, respecto de la senda de mayor crecimiento de la línea base. En este mismo escenario, el caso con recycling acotaría el impacto a una cifra en torno a 1% del PIB. Por su parte, E1 es el que presenta el menor impacto en el PIB con valores límites en torno al 0% y 1,5% en el período completo 2020-2050. Finalmente, E2 presenta valores intermedios entre E1 y E3.

Estos resultados están explicados principalmente por la interacción de los instrumentos de impuesto al carbono con los demás instrumentos en cada escenario. Por ejemplo, el de mayor impacto, el E3, contiene una trayectoria de impuesto más agresivo comparado con el resto de los escenarios. Entre E2 y E1 el efecto viene por medio de la consideración de un mercado de transacciones como el SPET y la limitación del límite de emisiones a vehículos privados y públicos haciendo que el E1 tenga un impacto más acotado.

En el Anexo 4 se presenta una tabla comparativa detallada de los distintos escenarios simulados, la que junto a los resultados de los talleres sirve de base para las recomendaciones de este estudio.

¹¹ El recycling se entiende como la compensación total o parcial del impuesto recaudado a los hogares. En este caso, la estrategia de modelación consiste en estimar los cambios en los costos de operación (OPEX) con y sin el efecto del impuesto, que serán utilizados como entrada MEMO.

Recomendaciones

Nuestras recomendaciones consideran los siguientes criterios centrales para su selección:

- Cumplir con reducción de emisiones coherentes con NDC,
- Mitigar impactos económicos,
- Aspectos de implementación y de política.

Concretamente, las recomendaciones del equipo consultor se resumen en los siguientes puntos:

1- Se selecciona el escenario “E1: Enfoque Mercado” por las siguientes razones:

- Logra niveles de emisiones compatibles con la NDC actualizada en un amplio rango de años a partir de 2030. La brecha observada en el período 2031-2041, en promedio en torno a 3 millones de toneladas anuales de CO₂e, puede eliminarse ajustando levemente los precios mínimos en la subasta de SPET (actual referencia corresponde al impuesto verde del E2), reduciendo el límite de emisiones de los sectores que participan del SPET o bien reduciendo el límite de emisiones al transporte público o privado.
- Presenta el menor impacto en el PIB y consecuentemente en el empleo para el período de análisis.
- Tiene ventajas en el cumplimiento de aspectos de implementación y de política pública. En primer lugar, tiene flexibilidad respecto del uso de instrumentos para mitigar las emisiones. En segundo lugar, los instrumentos son complementarios entre sí. Tercero, da la oportunidad de introducir los cambios de forma gradual en su implementación, sin perder de vista el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones. Por último, este escenario tiene ventajas desde el punto de vista legal, al encontrarse parte de los instrumentos ya legislados o en proceso de aprobación.
- Ofrece mayor certeza en el cumplimiento de la meta de emisiones a pesar de una mayor dificultad de implementación comparada con el caso del impuesto puro. En un primer momento puede ser más compleja su implementación por toda la infraestructura que se debe instalar, incluyendo un probable cambio de ley. No obstante, hoy en día resulta menos oneroso que hace 10 años a lo que suman posibles alianzas y apoyos internacionales.
- Cabe resaltar como aspecto crítico la sustitución de mitigación por capturas dentro de las medidas aprobadas como compensación o SPET, lo que parece no compatible con lo establecido en la NDC actualizada para el período 2020-2030. En concreto, la NDC define metas concretas de presupuesto de carbono y de emisiones, no contemplando las capturas por parte de algún sector.
- Un sistema que incorpora un límite de emisiones con la capacidad de transferir excedentes entre empresas reguladas y con la capacidad de compensar en sectores no regulados, debería tener características similares a un SPET. Por tanto, las diferencias del Escenario 2 con respecto al Escenario 1, se deberían reducir si se incorporan esos atributos al sistema de límite de emisiones.

2- Verificamos una diferencia en el cumplimiento del presupuesto de carbono de la NDC actualizada en el período 2020- 2030. Recomendamos por tanto incorporar otros instrumentos y acciones urgentes que permitan cerrar dicha brecha, a modo de ejemplo:

- Acelerar la aprobación de la Ley Marco de cambio climático y la definición de la estrategia climática de largo plazo con compromisos sectoriales concretos que permitan verificar el cumplimiento de la NDC actualizada para el período 2020-2030.
- Disponer de una actualización del Inventario de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) para conocer el impacto real de la crisis social/política y de la pandemia en el nivel de emisiones (2019-2021). De esta forma es factible dimensionar el desafío para lo que queda de la década. Cabe mencionar que las simulaciones realizadas en este estudio consideran el impacto del PIB en los niveles de actividad, lo que logra capturar parcialmente el efecto para los años 2019 y 2020.
- Definir a la brevedad el compromiso de retiro de centrales térmicas asegurando la flexibilidad y capacidad de transmisión que el sistema requiere.
- Promover en forma adelantada un conjunto de medidas de mitigación de gran impacto y costo-efectivas para el período 2020-2030.
- Los resultados de Línea Base muestran que la proyección a la baja del precio del hidrógeno hace que muchas de las medidas de mitigación que utilizan este energético sean costo-efectivas (uso de hidrógeno en camiones CAEX, camiones de carga, procesos motrices)¹². Es importante notar que no se realizaron sensibilidades respecto de este dato de entrada a los modelos. Sin embargo, bajo el supuesto de que se trata de una estimación realista, el uso de instrumentos (límites de emisiones o bien expectativas sobre impuestos) podría cumplir más bien un efecto de señal de mercado, adelantando decisiones de inversión. En este contexto, el instrumento podría tomar la forma de un anuncio simple hacia el año donde la tecnología a base de H2 comienza a ser dominante. En este caso el instrumento correspondería a una Estrategia Informativa que anuncia hoy que a partir del año 2025 o 2030, existirá prohibición de adquisición de tecnologías antiguas (ej. camiones CAEX diésel eléctrico). Lo anterior se entiende complementario con el SPET, que justamente se alinea con definir límites de emisiones que en este caso formarían parte de lo que se espera en línea base.
- En materia de impuestos, los resultados presentados en este estudio consideran alzas de tributos medioambientales, pero no suponen la modificación de algún otro impuesto. Eventualmente, para un nivel dado de gasto público y en un contexto de cumplimiento de los objetivos fiscales, las autoridades podrían, por ejemplo, reducir otros impuestos -como el corporativo- a fin de mantener la carga tributaria de las empresas y evitar un perjuicio a la competitividad de las compañías nacionales, logrando asimismo acciones de mitigación de corto plazo. Esto es particularmente importante para el tratamiento de las industrias intensivas en energía/emisiones y expuestas al comercio (EITE a partir de sus siglas en idioma inglés). Casos de interés en Chile son la industria de metales básicos (siderurgia), la industria de combustibles y la industria del cemento¹³. Para estas industrias también se recomienda analizar la posibilidad de implementar gradualidad, tal como se comentó en los puntos anteriores.

12 Otras medidas costo-efectivas: cambio de combustibles en procesos térmicos por gas natural, biomasa e hidrógeno y motores eficientes en la industria, sistemas solares térmicos a nivel industrial, industria y minería, electrificación de taxis y buses en el transporte público.

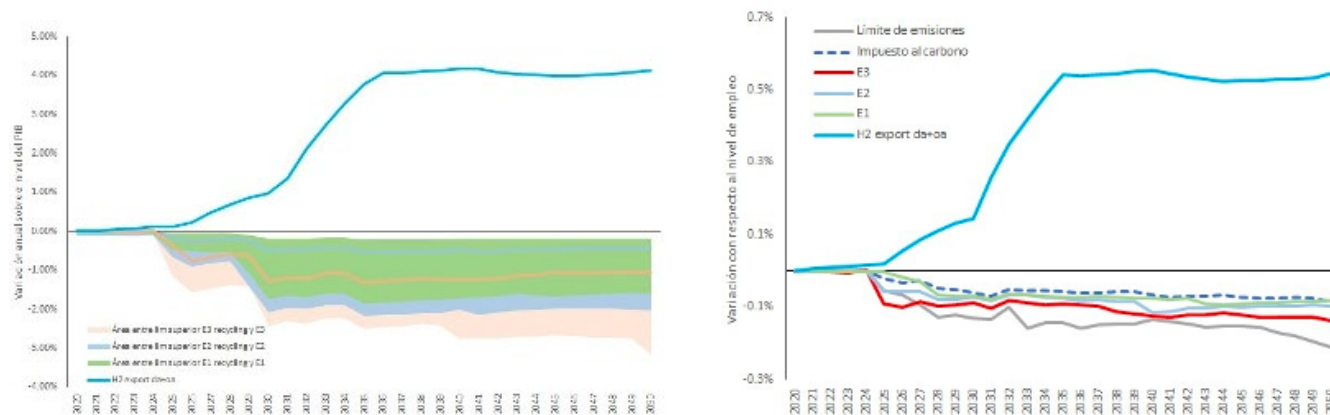
13 GIZ: https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/08/03/174322/Informe-Sectores-con-riesgo-de-transicio/CC%81n-clim%C3%A1tica_31.07.2018-version-FINAL_GIZ.pdf

- Finalmente, considerando las percepciones sociales observadas en los últimos años, es importante considerar que la introducción de impuestos al consumidor final, si bien pueden mejorar el bienestar de la población por menos contaminación, son percibidos en forma crítica por la sociedad. Se recomienda una evaluación exhaustiva en cuanto a estos instrumentos de impacto directo.

3- El escenario de exportación de Hidrógeno Verde, no tratado en los escenarios definidos por el Ministerio de Energía, se presenta como elemento clave para mitigar efectos económicos en el camino hacia la descarbonización. Tomando como base el estudio de McKinsey (2020) (ver Anexo 2), fue factible desarrollar un escenario de exportación de hidrógeno verde. El impacto económico de este escenario se resume en las siguientes figuras. Se aprecia un impacto en el producto que llega al 4% y en torno a 50.000 empleos adicionales (tomando como base una población de 9 millones de ocupados) a partir del año 2036.

Impacto en el producto y empleo del escenario de exportación

Fuente: Elaboración propia.



Esta opción puede continuar desarrollándose exitosamente en distintos esquemas de participación público privada, por ejemplo, en el marco del artículo 6 del acuerdo de París. Consideramos que los instrumentos contenidos en E1 constituyen una sólida base para una negociación internacional que permita acceder a los precios proyectados en esta simulación. Cabe mencionar que más allá de los compromisos ya manifestados en la actualización de la NDC, los instrumentos que se implementen representan el nivel de compromiso adquirido, sirviendo de base para un diálogo multilateral en el contexto del acuerdo de París (ej. Dos países que implementan instrumentos parecidos y con niveles de ambición similares tendrán más opciones de llegar a acuerdos en temas de mitigación conjunta). De igual forma, el impacto positivo de este escenario en la economía permite habilitar los esfuerzos requeridos para cumplir las metas a nivel nacional¹⁴. Para ello, en forma complementaria, es factible estudiar distintos esquemas e instrumentos: compensaciones locales, aportes regionales, etc. Sin embargo, este tema requiere de estudios adicionales de manera de verificar la competitividad de esta nueva industria.

Cabe mencionar que una presencia activa en las negociaciones internacionales (acuerdo de París) también facilita una integración para potenciar los mecanismos de compensación y SPET contenidos en E1.

14 Cabe mencionar que la exportación de hidrógeno verde y derivados no puede contabilizarse como meta local de mitigación.

4- Un hallazgo relevante del estudio es la complejidad que presenta la reducción de emisiones del sector transporte para los niveles ya acotados incorporados en la NDC. Vale decir, el desafío de lograr reducción en emisiones en el sector transporte dados los costos de inversión de las nuevas tecnologías (aún altos) y los costos de operación que son menores a los vigentes. Los sectores que muestran una mayor dificultad en la reducción de emisiones son el transporte privado y el modo de aviación. Una opción no incorporada en forma endógena producto de la aplicación del impuesto en el alcance de este estudio, es el cambio modal en las opciones de desarrollo. A modo de ejemplo el uso de vehículo privado puede sustituirse por transporte público debido a la señal económica producto del impuesto o límite de emisiones. Para graficar este efecto, la siguiente figura muestra los precios sombra¹⁵ promedio del Escenario 3 sin compensaciones. En este caso la aplicación de los límites de emisión se traduce en la activación de las restricciones asociadas a los distintos sectores, en particular el transporte. Por lo tanto, un análisis detallado de distintos escenarios entregaría evidencia de los esfuerzos requeridos por cada sector y así mismo de la viabilidad para lograrlo de manera independiente.

Análisis de precios sombra del transporte (E3 sin offset)

Fuente: Elaboración propia.



5- A partir de la información sistematizada en los talleres, además de los elementos ya integrados, se sugiere considerar los siguientes elementos:

- Incorporar conceptualmente otros impactos medioambientales asociados a estos sectores, de manera de entender elementos ya contemplados en el diseño de los instrumentos propuestos de aquellos que deben ser tratados a través de otros instrumentos (ej. Calidad del agua, biodiversidad, degradación de terreno entre otros).
- Al incorporar las exportaciones se deben desarrollar los argumentos y medidas que aseguren que esta iniciativa no hipoteca las metas locales o bien potencian dicha acción.
- La pertinencia regional de los instrumentos debe ser analizada para evitar efectos locales no deseados. Esto se puede conjugar con los análisis presentados sobre efectos redistributivos.
- Los instrumentos y políticas asociadas a eficiencia energética no pueden entenderse de manera desacoplada de este esfuerzo y pueden cumplir un rol clave en el corto plazo.
- La difusión y desarrollo de herramientas visuales para entender los objetivos y metas de estas políticas pueden ser de gran impacto para su validación en la sociedad.
- A partir de las incertidumbres identificadas, se sugiere realizar un análisis detallado para visualizar aquellas temáticas que puedan ser tratadas a través de, por ejemplo: planes de capacitación y formación técnica, proyectos demostrativos, creación de equipos interdisciplinarios, equipos y redes de medición, investigación en tópicos específicos, misiones tecnológicas, programas de financiamiento, entre otros.

¹⁵ El precio sombra es el costo de oportunidad de la restricción (ej límite de emisiones) cuando es activa.

Documento Técnico

1. Introducción

En el marco del proceso de transición energética que vive el país, marcado por el compromiso de carbono neutralidad al año 2050 establecido en el proyecto de Ley de Cambio climático, la actualización de la NDC de Chile (contribución nacionalmente determinada) en el marco del acuerdo de París (contenidos en la Estrategia Climática de Largo Plazo y Presupuestos sectoriales) y los objetivos contenidos en la estrategia nacional de hidrógeno verde, el Gobierno ha decidido evaluar los distintos instrumentos económicos que permitan acelerar la competitividad de los combustibles limpios, como el hidrógeno y sus derivados. Se postula que esta transición energética para la carbono neutralidad tiene beneficios económicos directos e indirectos que representan una oportunidad histórica para el país, los que se sustentan en el gran potencial de energías renovables disponible. Para ello se ha iniciado un trabajo que tiene como meta la publicación de una estrategia de instrumentos económicos a fines de este año.

En este contexto, uno de los compromisos fue establecer un diálogo técnico para discutir una hoja de ruta a un precio del carbono que refleje las externalidades de los combustibles fósiles. Con este fin, el ministerio ha convocado distintos grupos de expertos en el tema. Asimismo, se convocó a un estudio financiado por el Banco Mundial para poder acompañar el proceso participativo, evaluar escenarios de instrumentos y sus efectos en productividad y crecimiento, como asimismo proponer una hoja de ruta. De esta forma se busca

generar las condiciones habilitantes para la Transición Energética.

El consorcio constituido por el Centro de Energía de la Universidad de Chile, CLAPES UC y el instituto IBS de Polonia postuló al llamado del Banco Mundial, recibiendo la adjudicación de dicho estudio.

El presente documento corresponde al informe técnico final del estudio que es una extensión del “policy brief” presentado anteriormente.

En el contexto descrito, el objetivo general de este estudio es proporcionar recomendaciones detalladas y una hoja de ruta para establecer un esquema de instrumentos económicos para catalizar la transición energética necesaria para cumplir con la NDC de Chile y su compromiso de carbono neutralidad. La evaluación considera especialmente el papel de los instrumentos de precio al carbono en la aceleración del crecimiento de una industria de hidrógeno verde en el país. Los instrumentos económicos deben tener como objetivo incorporar las externalidades climáticas en los mercados de combustibles y portadores de energía, armonizando los instrumentos existentes y recomendando nuevos instrumentos.

La siguiente figura resume el contexto en que se desarrolla el presente estudio.

Figura 1.
Resumen del contexto en que se desarrolla el estudio



2. Metodología y definición de escenarios de evaluación

En esta sección exponemos los modelos sectoriales, modelos económicos (macroeconómicos y microeconómicos) y posteriormente resumimos los escenarios considerados en el proyecto y las razones de análisis de un escenario en particular.

Por otro lado, la metodología incorporó un proceso participativo que involucró la realización de 3 talleres, con los siguientes objetivos generales:

- Informar del proceso y proyecto a distintas instituciones relacionadas, especialistas sectoriales y otros representantes de la sociedad.
- Recibir insumos relevantes que puedan ser considerados en el desarrollo del estudio y sus distintas etapas de análisis: información base, escenario de referencia, escenarios de instrumentos económicos, aspectos metodológicos, entre otros.

Por su parte, los instrumentos económicos analizados se enfocaron en las siguientes categorías:

- Aumento del impuesto específico a los combustibles de transporte (gasolina y diésel),
- Ampliación en cobertura sectorial y valor del impuesto a las emisiones de gases de efecto invernadero en fuentes fijas (impuesto verde) incluyendo opciones de compensación.
- Sistema de Permisos de Emisión Transable (SPET).

Como instrumento complementario se considera el Límite de Emisiones con opciones de compensación (Offset¹⁶). El Límite de Emisiones está basado en el proyecto de Ley de Cambio Climático el cual establece que el Ministerio de Medio Ambiente podrá establecer 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 éstas.

A través de los talleres realizados, se dispone de la visión de distintos actores respecto de las temáticas relacionadas con el estudio. De esta forma se identificaron factores relevantes a considerar. Las recomendaciones fueron sintetizadas en seis dimensiones (ambiental, social, tecnológica, económica, institucional/legal y política), lo que sirvió de base para las mejoras finales en el modelo de simulación y en las recomendaciones del estudio.

2.1 Descripción de los modelos sectorial y económico

Primeramente, los escenarios de instrumentos económicos se evaluaron utilizando el modelo energético PMR y el modelo macroeconómico MEMO. 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 u otro tipo de instrumentos. El modelo minimiza el valor presente de la sumatoria de los costos de operación asociados al consumo de energía (OPEX), los costos de inversión (CAPEX) en tecnologías necesarias para satisfacer los requerimientos de demanda (calderas, hornos, motores, generadores, etc.), los costos

¹⁶ El detalle de las distintas combinaciones de estos instrumentos es explicado en el siguiente punto de escenarios más adelante.

de mantenimiento, los costos asociados al pago de impuesto, los costos asociados al pago de derecho de emisiones (que se adquieren en un SPET) y los costos asociados a los pagos de compensaciones (offset) o compensación de emisiones en otros sectores .

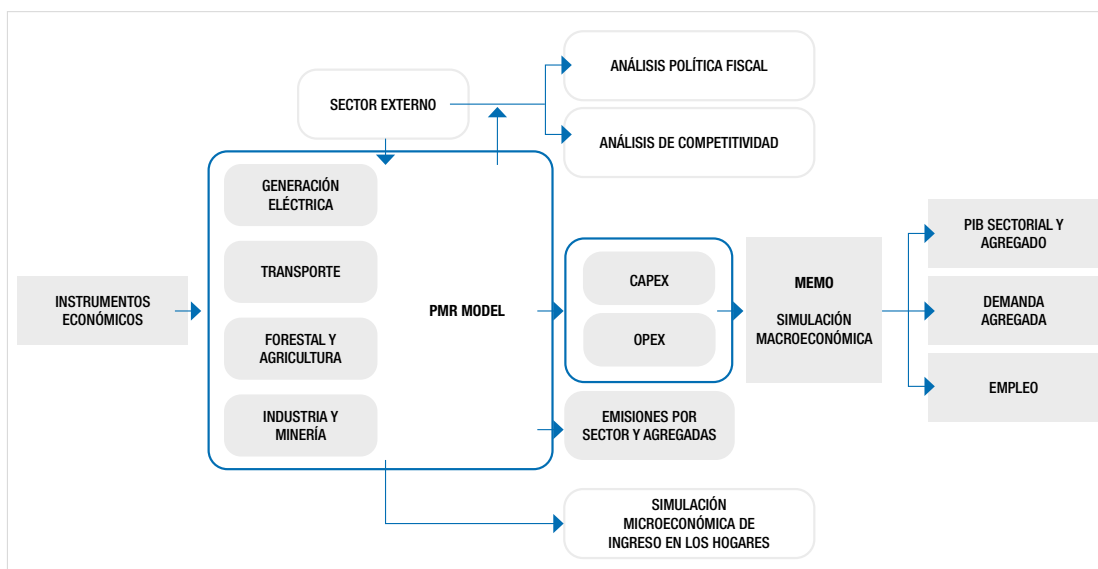
El modelo PMR está basado en un enfoque de optimización para representar las decisiones de inversión y operación que podrían tomar los distintos agentes ante la implementación de instrumentos de precio al carbono u otro tipo de instrumentos. El modelo minimiza los costos de operación asociados al consumo 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 impuesto, los costos asociados al pago de derecho de emisiones (que se adquieren en un SPET) y los costos asociados a los pagos de compensaciones (offset) o compensación de emisiones en otros sectores.

La ecuación (1) representa la función objetivo del problema de optimización implementada en el modelo PMR. 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 asociado al pago de impuesto a las emisiones de gases de efecto invernadero (C_{imp}), el costo asociado a la adquisición de derechos de emisión ($C_{derechos}$) y el costo asociado a la compensación (u $offset$) de emisiones en otros sectores ($C_{compensaciones}$). El costo asociado se obtendrá a partir de fuentes de información de estudios previos. El parámetro f_{actor_t} se utiliza para traer a valor presente las componentes de costos a una determinada tasa de descuento¹⁷.

$$\text{Mín} \sum_{i,t} f_{actor_t} \times (C_{oper\ i,t} + C_{inv\ i,t} + C_{imp\ i,t} + C_{coma\ i,t} + C_{derechos\ i,t} + C_{compensación\ i,t})$$

Los análisis macroeconómicos se realizan considerando los resultados obtenidos de los modelos energéticos (modelo PMR), análisis cualitativos basados en la experiencia del equipo consultor en materia económica y resultados basados en las simulaciones con el modelo macroeconómico “large scale multi-sector Dynamic Stochastic General Equilibrium DSGE model” (MEMO). La siguiente figura resume el esquema de modelación y simulación propuesto.

Figura 2.
Esquema de modelación
propuesto.



17 Las simulaciones preliminares fueron realizadas utilizando una tasa de descuento de 6%

Para cada escenario simulado en el modelo macroeconómico MEMO, se utiliza la siguiente información proporcionada por el modelo energético:

- Gasto de capital incremental (CAPEX): se compara la línea base y el escenario de política para obtener la variación del CAPEX.
- Gastos operativos incrementales (OPEX): se compara la línea base y el escenario de política para obtener la variación del OPEX.
- Distribución año a año del gasto CAPEX y OPEX entre los diferentes sectores de la economía.
- Recaudación (impuesto específico, impuesto a las emisiones de CO₂, subastas del SPET).
- Variación de precios de los energéticos.

El modelo permite simular el impacto de la implementación de escenarios de mitigación sobre diversas variables, entre las que podemos encontrar: producto interno bruto (PIB) tanto en nivel y crecimiento, como en sus componentes (inversión, consumo, exportaciones netas, consumo público); valor agregado total y sectorial; demanda de energía y emisiones de CO₂; empleo y salarios; ingresos fiscales; exportaciones e importaciones.

2.2. Caracterización de escenarios de implementación de instrumentos

A partir de una fase de análisis de instrumentos específicos aplicables y de refinamiento de los datos de entrada y modelos sectoriales, el Ministerio de Energía validó el análisis detallado de escenarios de instrumentos presentados en la siguiente tabla¹⁸.

Tabla 1. Características de Escenarios Evaluados

Atributo	Línea Base	E1: Enfoque Mercado	E2: Impositivo +	E3: Impositivo ++
Impuesto específico a la gasolina/diésel	Actual	Actual + (transporte privado, transporte carga, transporte público)	Actual + (transporte privado, transporte carga, transporte público)	Actual + (transporte privado, transporte carga, transporte público)
Impuesto verde a fuentes fijas	Actual	Actual	Actual + (generación eléctrica, industria y minería)	Actual ++ (generación eléctrica, industria y minería)
Impuesto verde a compra de vehículos	Actual	Indexado a contaminante	Indexado a contaminante	Indexado a contaminante
Impuesto verde aguas arriba	Sin impuesto	Sin impuesto	Actual + impuesto verde (residencial, comercio, transporte)	Actual ++ impuesto verde (residencial, comercio, transporte)
Sistema de Permisos de Emisión Transable (SPET)	-	Generación eléctrica, industria y minería, transporte carga, comercio. Valor de derechos de emisión equivalente a impuesto de E2.		
Límite de emisión con compensaciones (Offset)	⁻¹⁹	Transporte público, transporte privado.	Generación eléctrica, industria y minería, transporte carga, público, transporte privado, comercio	Generación eléctrica, industria y minería, transporte carga, público, transporte privado, comercio

¹⁸ Valores definidos con signo (+) y (++) se describen en página siguiente.

¹⁹ Nota: Sistema de compensación para reducir pago de impuesto que ha sido definido recientemente no ha sido incorporado en las simulaciones.

Los nombres asociados a cada escenario de instrumentos modelado se relacionan con las siguientes características:

- **E1: Enfoque Mercado**, donde minimiza el uso del límite de emisiones sectoriales en beneficio de un sistema SPET caracterizado por una dinámica más de mercado.
- **E2: Impositivo +**, donde se establece un impuesto verde mayor al actual pero menor al definido en el E3.
- **E3: Impositivo ++**, donde el impuesto verde es el más alto de los escenarios evaluados.

En las siguientes tablas se detallan los valores de impuesto y límite de emisiones utilizados en cada caso.

Tabla 2. Impuesto específico a gasolina y diésel por escenario.

Año	Gasolina (UTM/m3)				Diésel (UTM/m3)			
	L. Base	E1	E2	E3	L. Base	E1	E2	E3
2020	6	6	6	6	1,5	1,5	1,5	1,5
2021	6	6	6	6	1,5	1,5	1,5	1,5
2025	6	6	6	6	1,5	3,0	3,0	3,0
2030	6	8	8	8	1,5	6,0	6,0	6,0
2035	6	8	8	8	1,5	8,0	8,0	8,0
2040	6	8	8	8	1,5	8,0	8,0	8,0
2045	6	8	8	8	1,5	8,0	8,0	8,0
2050	6	8	8	8	1,5	8,0	8,0	8,0

Tabla 3. Impuesto verde para los distintos escenarios evaluados.

Año	Línea Base (US\$/tCO2)	E1 (US\$/tCO2)	E2 (US\$/tCO2)	E3 (US\$/tCO2)
2020	5	5	5	5
2025	5	5	10	30
2030	5	5	35	50
2035	5	5	35	50
2040	5	5	35	75
2045	5	5	35	75
2050	5	5	35	100

Si bien los impuestos verdes incluyen tasas impositivas de contaminantes globales y locales, en este trabajo no se considera el potencial de recaudación de contaminantes locales, con su tasa del 10% como se define en la Ley 21.210, ni tampoco posibles modificaciones.

Tabla 4. Límite de emisiones por sector (Millones de toneladas anuales de CO₂e).

Sector	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Generación eléctrica	30,0	10,6	7,4	4,8	2,7	2,2
Industria y minería	16,0	15,2	11,4	10,0	10,1	10,3
Transporte carga	8,1	6,8	5,0	3,6	2,3	1,0
Transporte privado	16,5	17,0	15,8	14,3	13,1	11,8
Transporte público	5,2	3,8	2,4	0,7	0,3	0,0
Comercial	3,7	4,4	5,1	5,8	6,5	7,3

El SPET se modela mediante un límite de emisiones a nivel agregado que afecta a todas las empresas que participan de este sistema. A diferencia del Límite de Emisiones, se impone un límite agregado y no un límite sectorial (ver Anexo 1). El límite agregado afecta a los sectores generación eléctrica, industria y minería, transporte de carga y comercio.

Tabla 5. Límite de emisiones agregado para sectores que participan de SPET (Millones de toneladas anuales de CO₂e).

Límite	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Límite de emisiones del SPET	57,8	37,0	28,9	24,2	21,6	20,8

El impuesto verde a la compra de vehículos no se incorporó en las simulaciones de manera explícita. Esto se debe a que cálculos preliminares mostraron que su valor para vehículos livianos no afecta significativamente las decisiones de cambio de tecnología (ver Anexo 2). Asimismo, se supone que los costos de inversión de los vehículos a diésel y gasolina ya contienen el pago del impuesto a la compra de vehículos.

A continuación, se presentan otros supuestos generales utilizados para realizar las proyecciones de los modelos sectoriales:

- **PIB:** Se utilizan proyecciones realizadas por el equipo consultor.
- **Población:** Se utilizan proyecciones actualizadas del INE.
- **Precio de los energéticos:** Se utilizan proyecciones de precios de los energéticos entregadas por contraparte técnica del Ministerio de Energía²⁰.
- **Costos de inversión:** Para el sector generación eléctrica se utilizan las proyecciones de costos de inversión del escenario de precios alto de la PELP. Para los otros sectores, se utilizan los supuestos de costos de inversión del Informe de Carbono Neutralidad y supuestos levantados por el equipo consultor (ver Anexo 3).
- **Producciones industriales:** Se actualizan proyecciones de producción de cobre, minas varias, hierro, papel y celulosa, hierro, acero, salitre e industrias varias. Las proyecciones se realizan utilizando fuentes de información y metodologías desarrolladas en estudio previo para Ministerio de Energía²¹ y valores recientemente reportados por los sectores productivos.
- **Demanda de transporte de pasajeros y carga:** Se actualizan proyecciones de pasajero-kilómetros (PKM) y tonelada carga-kilómetro (TKM). Las proyecciones de PKM y TKM se realizan utilizando modelos econométricos implementados en el estudio previo mencionado anteriormente.

²⁰ Para los resultados preliminares se utiliza proyección de precios "alto".

²¹ Centro de Energía (2019). Estudio de actualización y complementación de herramientas de prospectivas de Largo Plazo asociadas a la demanda energética. Estudio desarrollado para CNE y Ministerio de Energía.

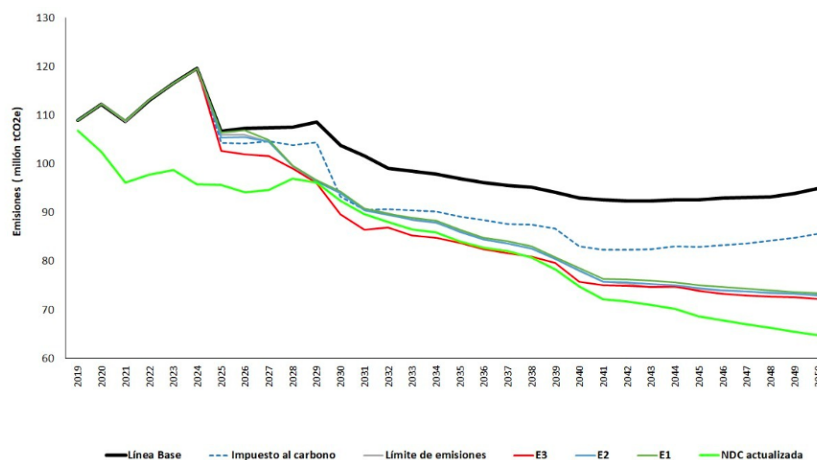
3. Resultados modelos sectoriales

En esta sección se organizan los resultados de los modelos sectoriales que posteriormente serán empleados como insumos para el análisis económico. En primera instancia se hace una comparación de las emisiones a nivel nacional de los tres escenarios en comparación con la línea base y también la trayectoria de la NDC. Luego se explica los resultados con las compensaciones de emisiones. En tercer lugar, se presentan los resultados de las estimaciones de CAPEX y OPEX que son el canal de comunicación con el análisis económico.

3.1. Resultados de proyecciones a nivel nacional

El siguiente gráfico resume los resultados de emisiones para la línea base²² y los tres escenarios simulados. Adicionalmente, se incluye el escenario de referencia de la NDC actualizada, el límite de emisiones asociado a cada sector y una simulación específica del escenario único de impuesto al carbono correspondiente a E3.

Figura 3. Emisiones en línea base y por tipo de instrumento. Fuente: Elaboración propia.



Los resultados de la modelación muestran que ninguno de los escenarios de instrumentos simulados permite cumplir con las metas de presupuesto de carbono establecidos en la NDC (particularmente en el período 2020-2030 y luego en el período 2040-2050).

En consecuencia, se recomienda hacer una revisión a nivel ministerial con el fin de evaluar posibles ajustes a los instrumentos propuestos para el corto y largo plazo. Lo anterior se contrapone con la gradualidad en la implementación de los instrumentos, ya que para alcanzar la meta de presupuesto de carbono probablemente se requiere una implementación más acelerada de medidas. Las razones que explican las diferencias con respecto a la NDC pueden ser varias, entre las cuales se pueden nombrar: 1) Las proyecciones de este estudio se hicieron suponiendo que los instrumentos evaluados comienzan su aplicación a partir del año 2025, por lo que previo a este año no se implementan medidas, salvo el retiro de centrales al año 2025; 2) Diferencias en los modelos utilizados; 3) Diferencias en supuestos utilizados (ejemplo, proyección de PIB, condición hidrológica, precio de energéticos, etc.); 4) Cantidad de medidas evaluadas por sector.

²² En la Línea Base se forzó el retiro de las centrales que tienen fecha de salida antes del año 2025 de acuerdo con el plan aprobado de retiro de centrales más reciente.

3.2. Resultados para compensación de emisiones

En el caso del límite de emisión se considera la opción de desarrollar proyectos de compensación de emisiones (Offset). De acuerdo con la metodología propuesta, a través del uso del enfoque de optimización, se analiza si es más costo-efectivo implementar medidas de mitigación en el sector energía o si conviene desarrollar proyectos de compensación en los sectores no energéticos. A continuación, se revisan los resultados para los escenarios 1 y 3.

E1: Enfoque en Mercados

Las siguientes tablas muestran los resultados de compensación de emisiones en los sectores no energéticos para el Escenario 1. Estos resultados muestran un incremento de esta compensación en los sectores no energéticos a medida que aumentan las exigencias de reducción de emisiones para alcanzar la meta de carbono neutralidad. Los sectores que realizan compensaciones son principalmente el sector generación eléctrica y el sector transporte de carga (sectores que son parte del SPET). El sector transporte caminero de pasajeros está afecto a un Límite de Emisiones por lo que también se observa una tendencia a desarrollar proyectos de compensación. Se observa que la suma de las emisiones de los sectores que realizan compensaciones, y que por ende aumentan sus emisiones en igual monto, debe ser igual a las emisiones de los proyectos de compensación implementados (compostaje en planta, forestación, etc.). De esta forma se garantiza que las emisiones netas no aumentan.

Tabla 6: Sectores energéticos que realizan compensaciones en Escenario 1 (millones de tCO₂).

Sector	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Comercial	0	0	0	0	0	0
Generación eléctrica	0	2,27	2,9	4,18	4,3	5,2
Industria y minería	0	0,01	0,00	0,25	0,30	0,20
Transporte caminero carga	0	0,72	0,31	0,01	1,08	1,71
Transporte caminero pasajeros	0	0	0,44	2,48	3,7	7,58
Total general	0	3,00	3,64	6,90	9,39	14,7

Tabla 7: Proyectos de compensación de emisiones en sectores no energéticos en Escenario 1 (millones de tCO₂).

Compensación	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Compostaje en planta	0	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
Fomento forestación	0	0,43	1,07	3,08	3,08	3,08
Inhibidores N ₂ fertilizantes	0	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Reducir deforestación REDD+	0	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73
Secuestro CO ₂ orgánico	0	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Silvicultura preventiva REDD+	0	0	0	1,25	3,74	9,04
Total general	0	3,00	3,64	6,90	9,39	14,7

E3: Impositivo ++

Las siguientes tablas muestran los resultados de compensación de emisiones en los sectores no energéticos para el Escenario 3, para el cual se realizó un análisis similar. De los resultados del modelo de optimización, se observa que los sectores transporte de carga y transporte privado de pasajeros realizarían compensación de emisiones en los sectores no energéticos para efectos de cumplir la implementación de un Límite de Emisiones.

Tabla 8: Sectores energéticos que realizan compensaciones en Escenario 3 (millones de tCO2).

Sector	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Comercial	0,03	0	0	0	0	0
Generación eléctrica		0	0	0	0	0
Industria y minería		0	0	0	0	0
Transporte caminero carga	0,9	2,62	4,09	4,02	3,89	4,14
Transporte caminero pasajeros	0	0	0,17	1,14	3,56	7,42
Total general	0,93	2,62	4,26	5,16	7,45	11,56

Tabla 9: Proyectos de compensación de emisiones en sectores no energéticos en Escenario (millones de tCO2).

Compensación	2026	2030	2035	2040	2045	2050
Compostaje en planta	0	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
Fomento forestación	0	0,05	1,69	2,58	3,08	3,08
Inhibidores N2 fertilizantes	0	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Reducir deforestación REDD+	0,93	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73
Secuestro CO2 orgánico	0	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Silvicultura preventiva REDD+	0	0	0	0	1,81	5,92
Total general	0,93	2,62	4,26	5,16	7,45	11,56

3.3. Resumen CAPEX y OPEX asociados a la implementación de escenarios

La estimación de los gastos de operación y de inversión son de particular importancia ya que representan los costos de implementación que permiten observar las implicancias con los modelos económicos.

La siguiente tabla muestra el resumen de la diferencia entre el CAPEX y OPEX para los distintos instrumentos evaluados comparándolos además contra el escenario de línea base²³ y además realizando la sensibilidad de la tasa de descuento.

Tabla 10. Diferencia de CAPEX y OPEX con distintas tasas de descuento en millones de dólares

Tasa de descuento	delta CAPEX			delta OPEX			CAPEX - OPEX		
	2%	6%	10%	2%	6%	10%	2%	6%	10%
Escenario 3 son Offset	\$79,944	\$36,751	\$19,219	\$36,371	\$20,225	\$11,774	\$53,213	\$16,525	\$7,445
Límite de emisiones	\$78,677	\$35,437	\$18,040	-\$47,837	-\$18,146	-\$7,586	\$126,513	\$53,583	\$25,627
Impuesto al carbono	\$8,097	\$4,694	\$2,909	\$50,497	\$50,497	\$11,808	-\$42,429	-\$18,258	-\$8,899
Escenario 3	\$15,923	\$9.880	\$6,497	\$83,536	\$83,536	\$18,531	-\$67,613	-\$27,363	-\$12,034
Escenario 2	\$11,830	\$7,431	\$4,871	\$64,490	\$64,490	\$14,684	-\$52,660	-\$21,789	-\$9,813
Escenario 1	\$10,878	\$6,222	\$3,770	\$51,131	\$51,131	\$11,539	-\$40,253	-\$16,918	-\$7,769

23 Los valores de los OPEX y CAPEX en línea base en niveles descontados al 6% entre 2021 y 2050 son US\$ 686.637 millones y US\$158.102 millones

De la tabla anterior es importante mencionar que los tres escenarios muestran que los menores gastos de operación exceden a los gastos en capital.

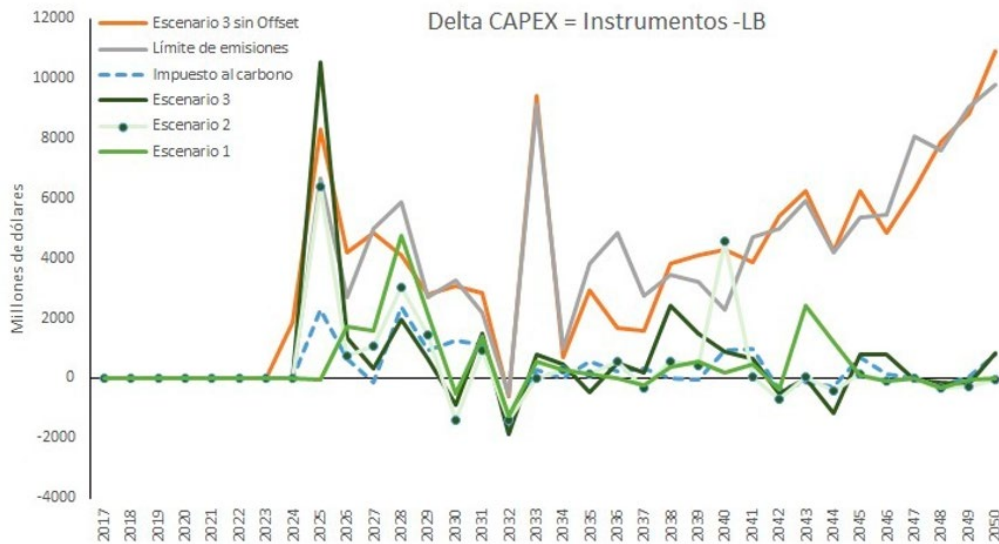
Con esta información en mente, es importante analizar el comportamiento del CAPEX y OPEX por separado en cada uno de los instrumentos y escenarios. Al igual que las emisiones, en el Anexo 6 se encuentran las figuras que tienen el desglose por sectores y tipo de inversión u operación donde se incurren estos gastos.

3.4. Resultados CAPEX

De los tres escenarios y dos instrumentos simulados, se distingue claramente el efecto mayor en gasto de capital que provoca el límite de emisiones, generando mayor inversión que a su vez se ve reflejado en el escenario de mayor ambición (escenario 3)

Posteriormente, si bien en todos los escenarios se produce una fuerte entrada de capital en 2025, las inversiones promedian los US\$1.500 millones (¿anuales?) hasta final de periodo.

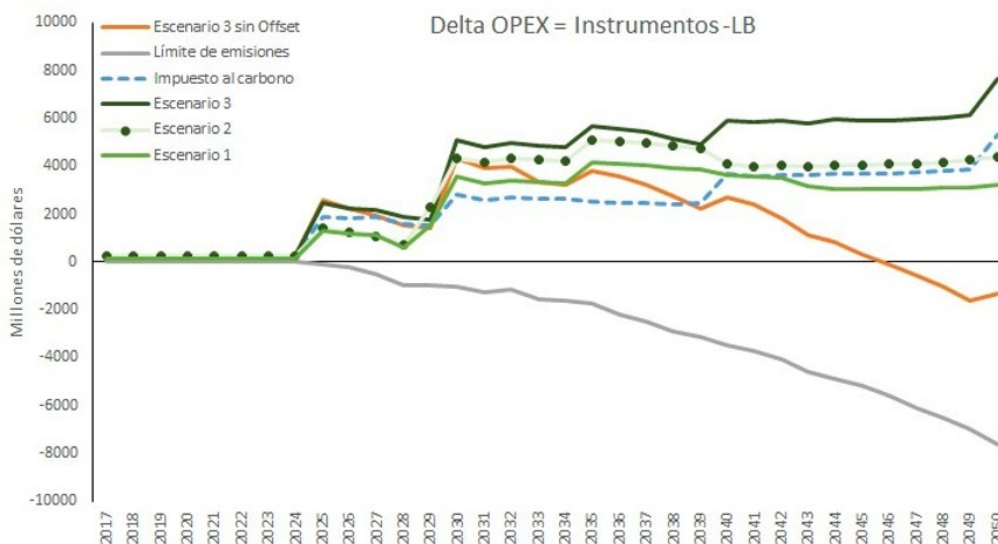
Figura 4. Variación del CAPEX entre escenarios e instrumentos y línea base Fuente: Elaboración propia.



3.5. Resultados OPEX

Para entender los escenarios de gasto en operaciones, como se había analizado previamente, se observa que el efecto del costo del impuesto al carbono está marcado en los tres escenarios. Solamente en el escenario 3 sin compensaciones se observa al final del periodo una reducción de costos con respecto a la línea base.

Figura 5. Variación del OPEX entre escenario e instrumentos y línea base. Fuente: Elaboración propia.



4. Análisis Económico

En base a los resultados obtenidos a partir de los modelos sectoriales se procede a introducir las sendas de inversión (CAPEX) y gasto en operaciones (OPEX) del escenario E3 por separado en el modelo MEMO dado su mayor nivel de penetración para marcar una referencia con los otros escenarios. Esto con el objetivo de obtener el efecto en el nivel agregado del producto, entendiendo las dinámicas de la demanda agregada y sus componentes como consumo, inversión, gasto, exportaciones e importaciones, el efecto en la tasa de variación anual del producto y las implicancias agregadas en el nivel de empleo en relación a la economía de estado estacionario.

4.3. Estrategia de Simulación

Se procede a realizar las simulaciones en el modelo manteniendo la estructura productiva con la que se calibra el estado estacionario de la economía y asumiendo que toda la perturbación de las variables proviene de las medidas aplicadas en los modelos sectoriales que generaron las inversiones proyectadas entre 2020 y 2050.

En este marco, es importante tomar en cuenta que, como se mostró en la sección 3.3, producto de la optimización del límite de emisiones en 2025, existe una aceleración significativa en la inversión y gasto de capital que extrema la adopción de transporte eléctrico y, por tanto, se genera un fuerte componente de importación en la economía existiendo espacio para simular la gradualidad.

También es importante mencionar que estos ejercicios no toman en cuenta la posible entrada de un nuevo sector en la economía que se provocaría con la producción de hidrógeno afectando a los diversos sectores de la economía.

En este escenario, tampoco se encuentran representados posibles exigencias de presiones de incremento de gasto público. No se consideran cambios de estructuras impositivas más allá de las descritas provenientes de procesos que están en curso o que pueden gatillarse en el futuro, no solo en energía y medio ambiente, sino en requerimientos sociales y económicos.

4.4. Escenario de exportación de hidrógeno

En esta sección se analiza el escenario de exportación de hidrógeno planteado en la Estrategia de Hidrógeno de Chile, en el cual se estiman los volúmenes exportados de los diferentes productos asociados (amoniaco o hidrógeno), los mercados demandantes, inversiones requeridas, entre otros resultados.

De esta forma, conociendo los supuestos de precios de exportación del hidrógeno y el amoniaco, y sabiendo la capacidad de producción por encima de la satisfacción de la demanda local del hidrógeno, se pueden estimar dos impactos de las exportaciones: 1) por el lado de la demanda agregada, el valor de las exportaciones en el producto total de la economía y 2) por el lado de la oferta agregada, una estimación del gasto de capital en los sectores ya sea de generación eléctrica como también de otras industrias en la cadena productiva.

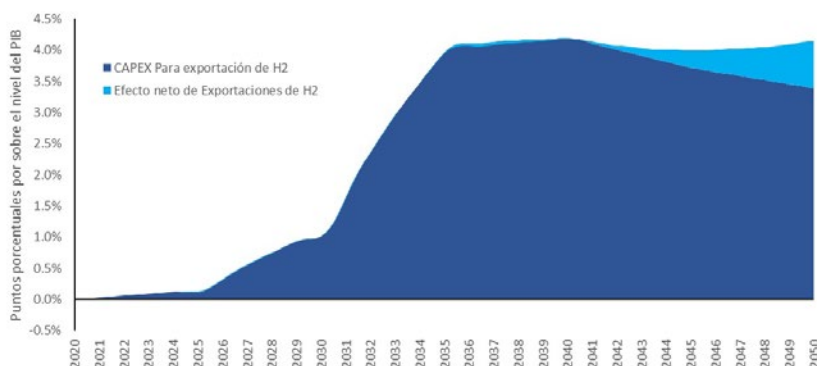
Para estos ejercicios es importante tener en cuenta que el efecto de valor de exportaciones tiene implícitamente dos supuestos. El primero, que la demanda externa está dada y que se mantiene pese a los cambios de producción local que haga Chile. El segundo supuesto, es que estas exportaciones necesitan la inversión en capacidad instalada para la producción primero local y luego la escala para la exportación

Como se mencionó previamente, en este ejercicio en particular se accedió a las trayectorias de inversión planteadas en la Estrategia de Hidrógeno de Chile, sin embargo, consideramos que aún queda trabajo pendiente en la determinación de las inversiones sectoriales y de los costos de operación.

También es importante mencionar que es fundamental realizar sensibilidades al precio de exportación, ya que es en gran medida el determinante de la rentabilidad de algunas inversiones.

Figura 6. Efecto de la inversión en exportación de H2 y el valor de las exportaciones en el nivel del producto por año.

Fuente: Elaboración propia.



4.5. Efecto en el nivel del PIB y tasa de crecimiento

Respecto del impacto en el nivel del PIB y su tasa de crecimiento, la Figura 7 muestra el efecto de los escenarios, instrumentos y el efecto conjunto de las exportaciones de hidrógeno en la economía. En las figuras 8 a 10 se muestran los efectos de los instrumentos económicos en el nivel del producto y la descomposición por componente de demanda agregada para los instrumentos “Límite de emisiones”, “Impuesto al carbono” y “Escenario 3 (ambicioso) con Offset”.

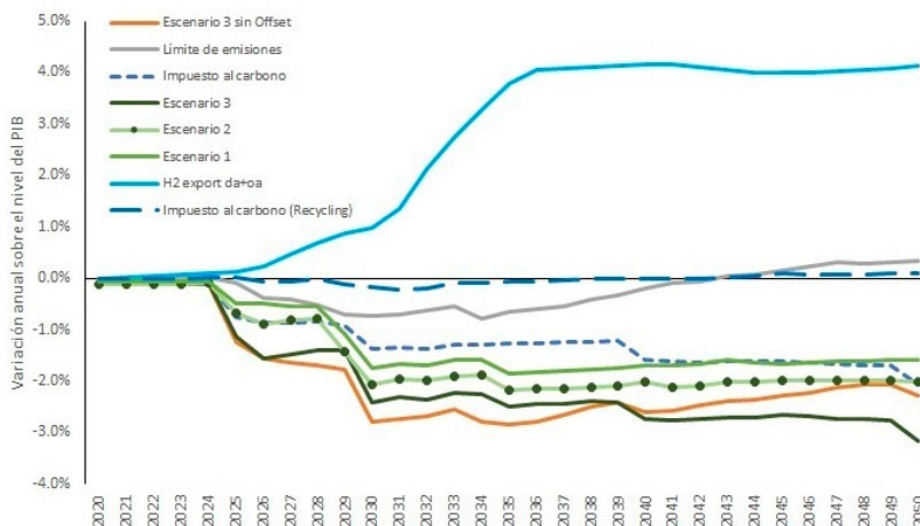
Al igual que en la figura 6, destaca el efecto positivo que puede tener la exportación del hidrógeno en el nivel del PIB, principalmente explicado por la inversión para la exportación y complementado en especial al final del periodo por las ganancias del valor de exportaciones. Es importante mencionar que este efecto es exclusivamente resultado parcial de los supuestos para la exportación. Por esta misma razón, y al no tener los insumos de costos de operación de la industria, nos vemos imposibilitados en la estimación de los efectos agregados en variables de demanda.

Es necesaria más investigación en la modelación y apertura para entender los efectos de retroalimentación que puede tener este escenario de exportación con la interacción de los otros escenarios de instrumentos económicos.

En cuanto a los escenarios de instrumentos económicos, se destaca que el efecto reduce el nivel del producto en 2% en promedio. Y solamente se alcanza un impacto en el nivel del producto con la aplicación del límite de emisiones que marginalmente aumenta el nivel del producto a final del periodo.

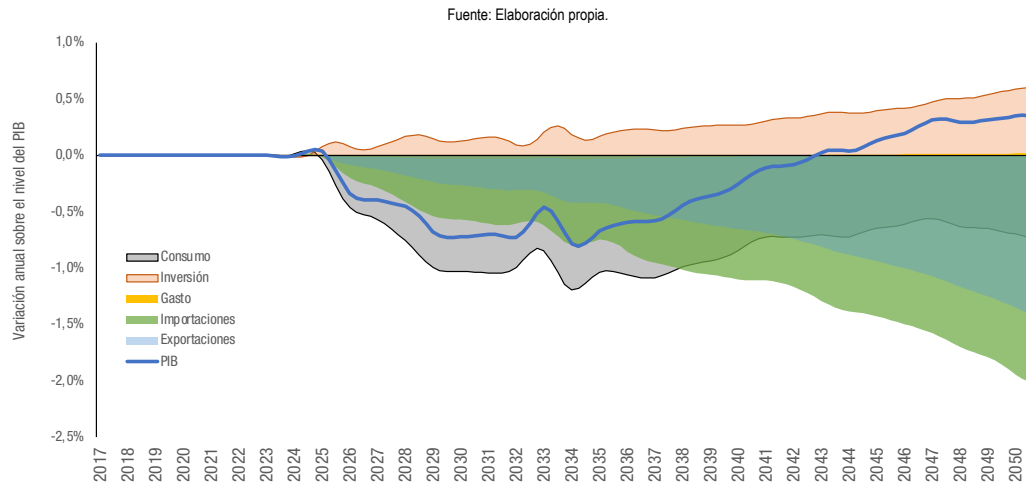
Figura 7. Efecto de los instrumentos de los escenarios, instrumentos y exportación de hidrógeno en el nivel del producto por año.

Fuente: Elaboración propia.



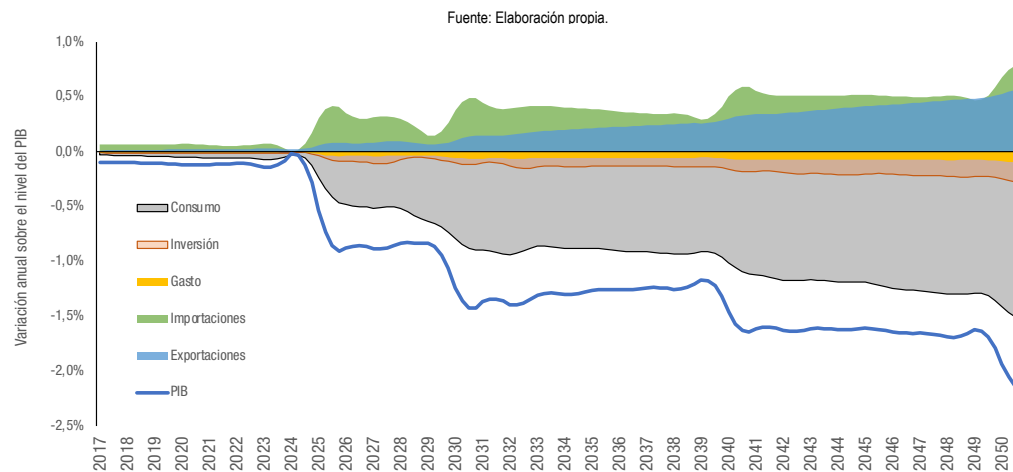
Al analizar uno a uno los instrumentos, se observa que el límite de emisiones por sí solo alcanza un incremento en el nivel de producto menor al 1% a fin de periodo principalmente determinado por la recuperación en el consumo y por la persistencia en la inversión. De igual manera, se observa que, si bien el impuesto al carbono genera una caída en el nivel del PIB de algo más 2%, cuando se simula el mismo instrumento agregando la transferencia de la recaudación a los hogares (recycling), el efecto no es significativo en el producto (líneas azules, ver Anexos 7 y 8).

Figura 8. Efecto de los instrumentos del escenario Ambicioso corrida Norma en el nivel del producto por año y componente de demanda agregada.



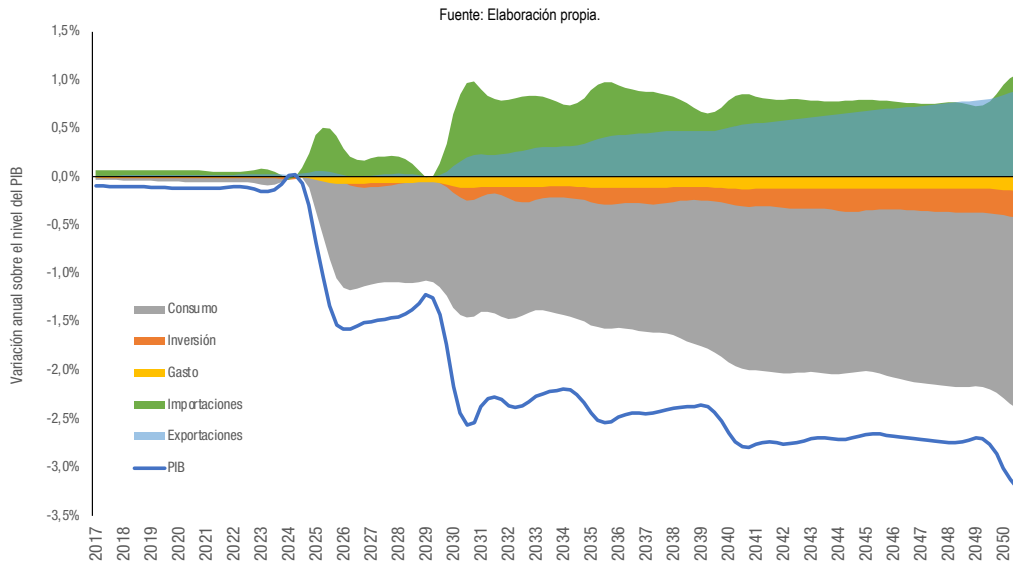
Similarmente, se advierte que al tomar el costo de operación del impuesto como parte del OPEX, los costos sobre el consumo aumentan y provocan una caída en el producto llevándolo a una pérdida en nivel de algo más de 2%.

Figura 9. Efecto de los instrumentos del escenario Ambicioso corrida Impuesto al carbono en el nivel del producto por año y componente de demanda agregada.



La incorporación de la compensación, si bien afecta la dinámica, el efecto agregado en el producto es igualmente explicado por un mayor costo de operación, y por tanto una pérdida de consumo que llega a algo más de 3% de pérdida en el nivel del producto.

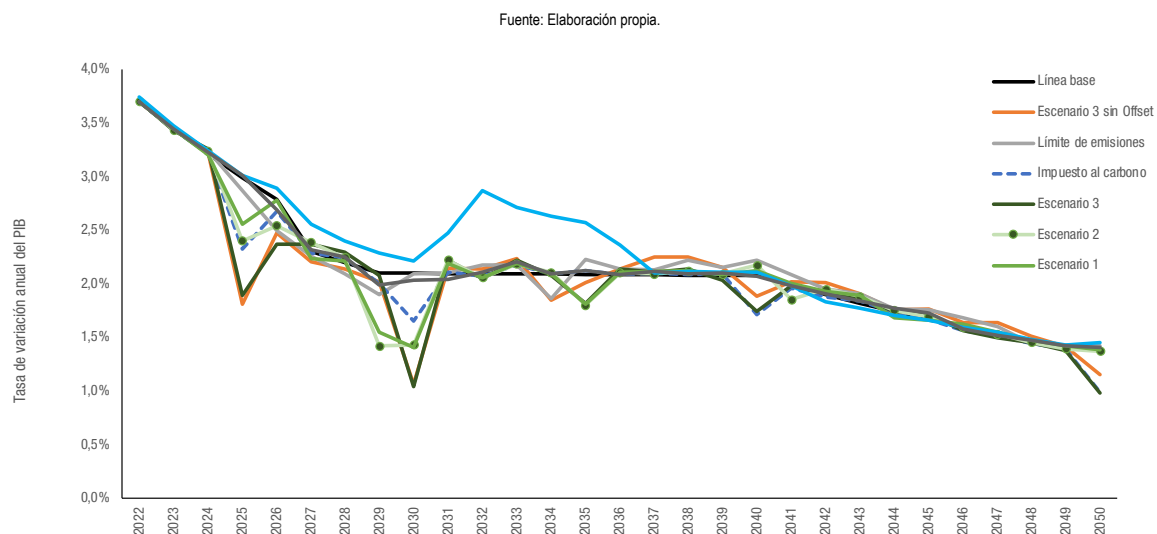
Figura 10. Efecto de los instrumentos del escenario Ambicioso corrida offset a los combustibles en el nivel del producto por año y componente de demanda agregada.



Es importante mencionar las limitaciones identificadas en la modelación que explican el comportamiento de las herramientas y los resultados.

A continuación, se observa el efecto de los escenarios, los instrumentos y el efecto de las exportaciones de hidrógeno en la tasa de crecimiento del producto. Como es de esperarse, el incremento en el capital para la exportación del hidrógeno provoca un aumento en la tasa de crecimiento de hasta 1 punto porcentual, con respecto al de referencia entre 2030 y 2038. Este efecto también es significativo al momento de ver el empleo.

Figura 11. Evolución de la tasa de variación anual del producto y de la variación obtenida con los instrumentos del escenario Ambicioso

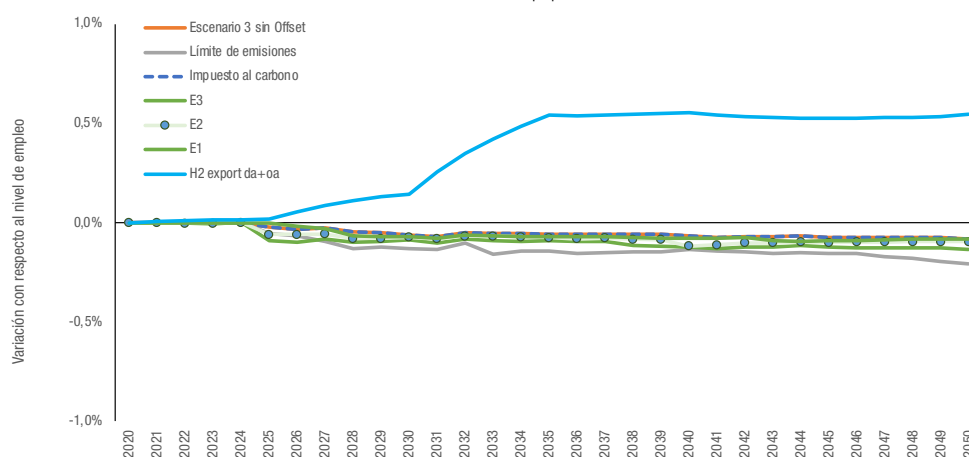


4.6. Efectos en empleo

Finalmente, utilizando la especificación de “matching” para el mercado laboral en el modelo MEMO, es posible determinar el efecto en el empleo. Donde, tanto el límite de emisiones como el impuesto al carbono tienen efectos acotados en el nivel de empleo, llegando en el mínimo a 0,2% del total del estado estacionario que es de 8,5 millones de empleos. Se destaca el efecto generador de empleo del hidrógeno que podría generar un 0,5% de empleo promedio hacia fin de periodo.

Figura 12. Evolución del empleo.

Fuente: Elaboración propia.



4.7. Balance Fiscal

Se generaron proyecciones de los ingresos fiscales efectivos en base a proyecciones de crecimiento del PIB, precio del cobre y elasticidades estimadas. Luego, para los ingresos cíclicamente ajustados se consideraron las estimaciones de PIB tendencial del Comité de Expertos convocados por el Ministerio de Hacienda en agosto de 2020 con una brecha de producto que se cierra paulatinamente y un precio de referencia del cobre que se estima como el promedio móvil de diez años de proyección. El gasto fiscal resulta de la diferencia entre las metas de balance estructural y las estimaciones de ingresos estructurales. Para el financiamiento de los déficits fiscales, se asume financiamiento con deuda pública (detalle metodológico en Anexo 9).

Para cuantificar el impacto de los aumentos en el impuesto específico a los combustibles y los aumentos y ampliaciones del impuesto al carbono, se adicionó la diferencia en recaudación entre corridas del E3 y línea base a los ingresos efectivos y estructurales (ver Figura 13, Figura 14, Figura 15 y Figura 16). Ya que el modelo sectorial ocupa dólares del 2017 y el análisis fiscal pesos chilenos de 2020, se utilizó la tasa de cambio implícita del modelo comparando la recaudación efectiva y simulada para el 2020.

Figura 13. Recaudación del impuesto al carbono.

Fuente: Elaboración propia.

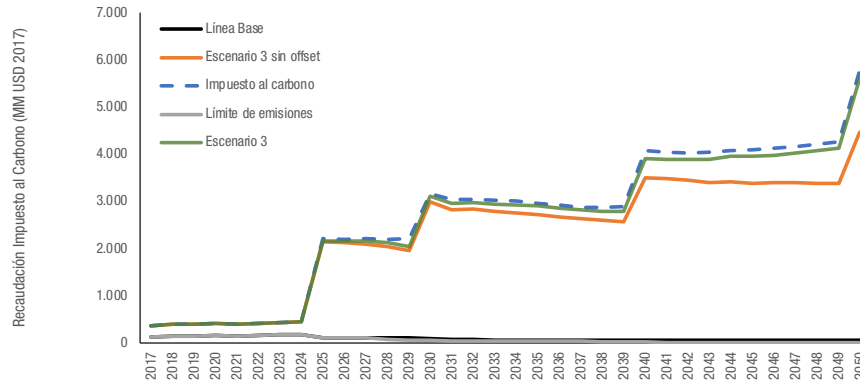


Figura 14. Recaudación del impuesto al carbono.

Fuente: Elaboración propia.

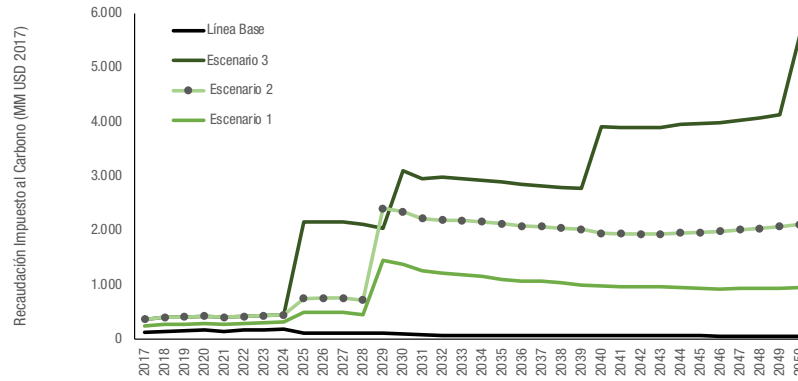


Figura 15. Recaudación del impuesto específico a los combustibles.

Fuente: Elaboración propia.

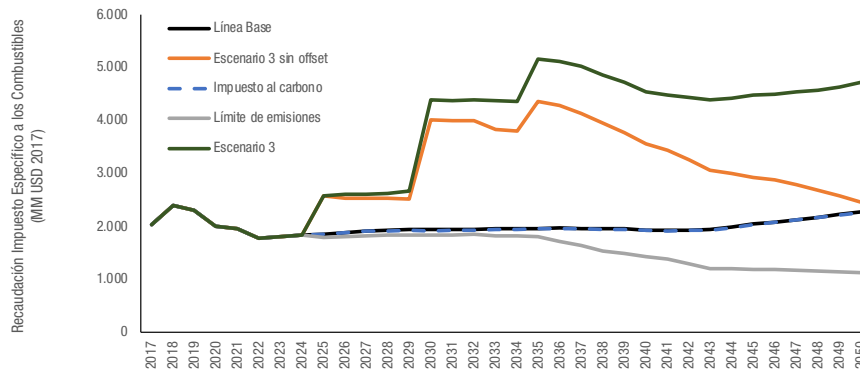
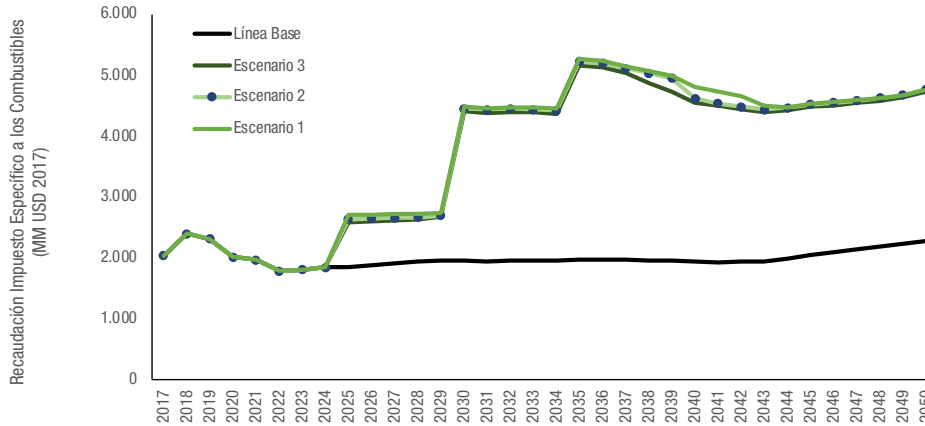


Figura 16. Recaudación del impuesto específico a los combustibles.

Fuente: Elaboración propia.



De esta manera, la recaudación fiscal total a fines del horizonte de proyección para el Escenario 3 aumenta en torno a \$ 7,5 millones de millones de pesos (US\$ 7.994 millones de 2017), lo que incrementa los ingresos fiscales efectivos hasta un valor de 27,6% del PIB en el escenario de crecimiento alto (“Todo 2” en Figura 17). Dada la naturaleza de estos cambios (no dependen del ciclo del cobre ni del PIB), impactarán positivamente a los ingresos fiscales cíclicamente ajustados o estructurales y, dada la trayectoria de convergencia del balance estructural considerada (en Anexos, Figura A9-9), se incrementarán los espacios de gasto público, tal como se muestra en la Figura 18. Este escenario, por construcción, no altera la dinámica de la deuda pública, dado que los mayores ingresos recibidos se gastan. Una alternativa sería utilizar estos mayores ingresos para acelerar la trayectoria de convergencia del balance estructural (en lugar de gastarlos), pero esa debe ser una decisión de política de gobierno.

Figura 17. Ingresos fiscales efectivos (% PIB) para distintos instrumentos del Escenario 3.

Fuente: Elaboración propia.

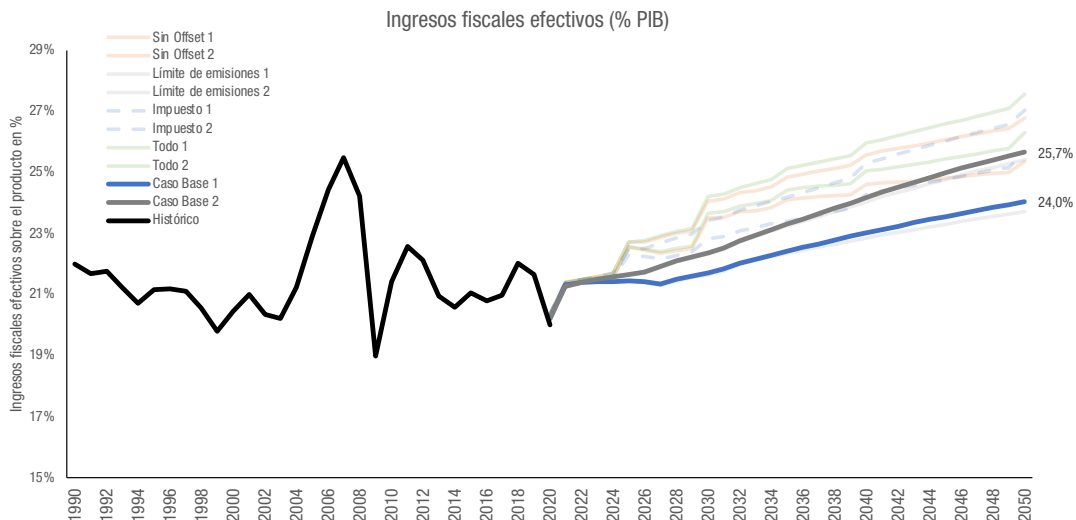
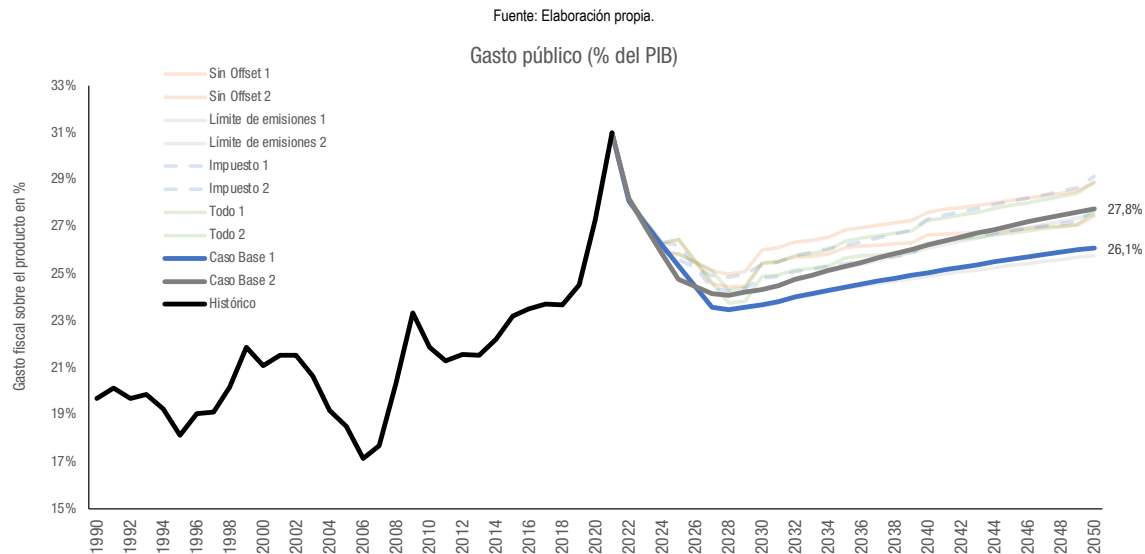


Figura 18. Gasto público (% PIB) para distintos instrumentos del Escenario 3.



4.8. Efectos distributivos en los hogares

Para analizar el impacto distributivo de los instrumentos, se estimó por quintiles el gasto adicional en que incurrirán los hogares con los nuevos precios de electricidad. Se caracterizó el gasto e ingreso actual de los hogares con la información de la Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF) realizada el 2017, que representa a más de 3 millones de hogares chilenos. La estructura de gasto del 2017 se ha mantenido relativamente constante con respecto a la de 2013, lo que hace plausible su utilización en la población proyectada (ver estructura de gasto en Anexo 10).

Ocupando los resultados de los modelos sectoriales se evaluó un aumento en el precio de electricidad como muestra la Tabla 11. Este aumento de precio se estimó sobre un precio base de referencia de 146 US\$/MWh para el sector residencial. Para simular la respuesta que tendrían los hogares ante este aumento de precio se utilizaron las elasticidades por deciles estimadas por Berry (2019) para Francia (los resultados considerando consumo inelástico se puede ver en el Anexo 11).

Tabla 11. Aumento en el precio de electricidad para diferentes escenarios.

Corrida	Aumento precio
Escenario 3 - Sin offset	4,36%
Escenario 3 - Impuesto al carbono	2,44%
Escenario 3 - Límite de emisiones	2,77%
Escenario 3	2,87%
Escenario 2	1,84%
Escenario 1	1,79%

El gasto adicional como porcentaje del ingreso disponible (incluyendo arriendo imputado) para las diferentes escenarios y diferentes instrumentos del Escenario 3 se muestran en la Figura 19 y Figura 20. Se puede observar que, en ausencia de compensaciones, los instrumentos tendrían un efecto regresivo, impactando más fuerte a los hogares de menores ingresos. En el Escenario 3, el quintil más pobre sufriría un aumento de su gasto de 0,07%, 4 veces mayor que el impacto en el quintil más alto (0,02%).

Figura 19. Gasto adicional en electricidad como porcentaje del ingreso disponible para diferentes escenarios.

Fuente: Elaboración propia.

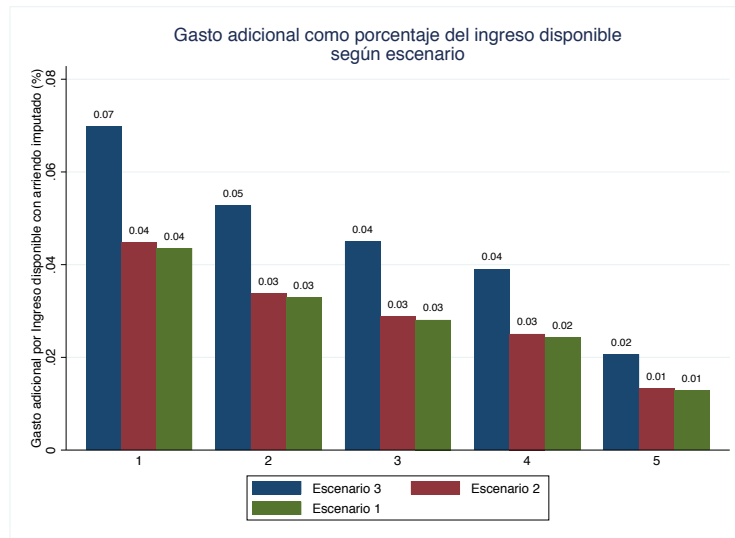
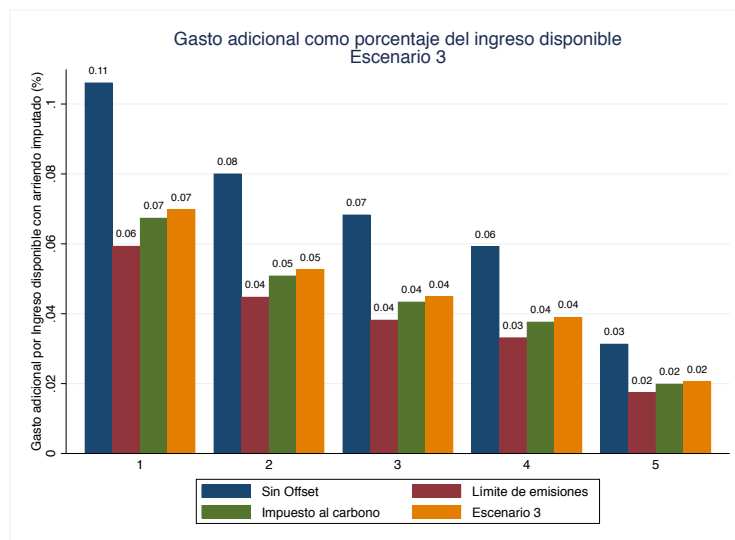


Figura 20. Gasto adicional en electricidad como porcentaje del ingreso disponible para diferentes instrumentos.

Fuente: Elaboración propia.



En la Figura 21 y Figura 22 se puede observar el gasto adicional total por mes y quintil que implicaría el aumento de costo, tanto para los diferentes escenarios como para los diferentes instrumentos del Escenario 3. Dado que la cantidad de energía consumida en altos ingresos es mayor, el gasto adicional asociado también es mayor. Para compensar los aumentos de gasto del quintil más pobre del Escenario 3, se necesitarían 260 mil dólares al mes.

Figura 21. Gasto mensual adicional en electricidad por quintil según escenario.

Fuente: Elaboración propia.

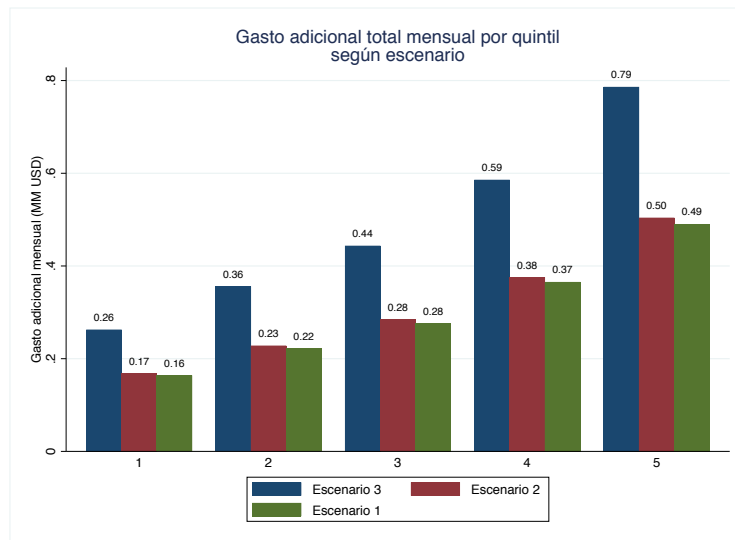
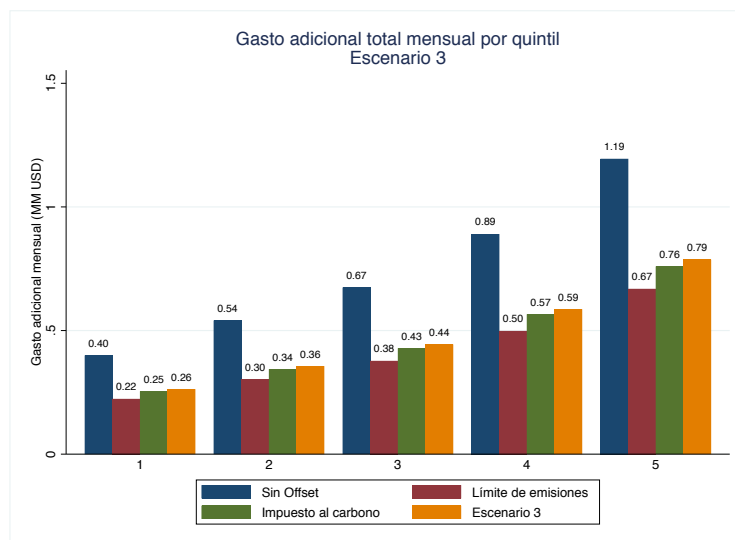


Figura 22. Gasto mensual adicional en electricidad por quintil según instrumento.

Fuente: Elaboración propia.



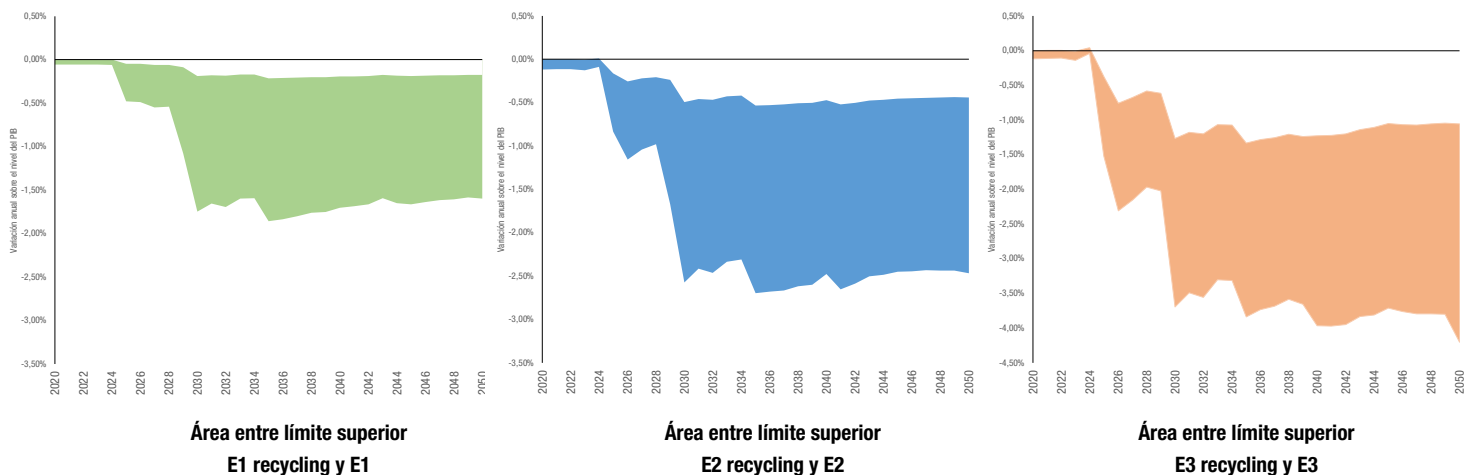
4.9. Síntesis de impactos económicos y selección de escenario

Se aprecia que la señal única de las trayectorias evaluadas de precio al carbono (que es la que asimismo se considera en el E3) no permite llegar a los niveles de reducción de emisiones requeridos. En tanto, E1 y E2 se ajustan de buena forma al escenario de límite de emisiones y en el largo plazo (2040-2050) convergen a un resultado similar a E3. Por su parte, E3 es el que presenta un mayor potencial de reducción de emisiones superando en períodos a lo definido por la NDC. Los instrumentos económicos provocan cambios tecnológicos en los distintos sectores, resaltando el fuerte ingreso de energía renovable solar y eólica, y la sustitución a electromovilidad en los distintos modos de transporte (incluida la minería).

En la siguiente figura, se muestran los efectos de los escenarios E1, E2 y E3 en el nivel del producto. Para cada uno de ellos se simuló en MEMO el escenario con y sin compensación a los hogares (caso de recycling en el gráfico²⁴). Los valores para los distintos escenarios y períodos se presentan en el Anexo 4.

Figura 23. Efecto de los escenarios, en el nivel del producto por año

Fuente: Elaboración propia.



Se aprecia que E3 es el que tiene un mayor impacto en el PIB, provocando una disminución en torno al 3% al año 2050, respecto de la senda de mayor crecimiento de la línea base. En este mismo escenario, el caso con recycling acotaría el impacto a una cifra en torno a 1% del PIB. Por su parte, E1 es el que presenta el menor impacto en el PIB con valores límites en torno al 0% y 1,5% para el período completo (2020-2050). Finalmente, E2 presenta valores intermedios entre E1 y E3.

Estos resultados están explicados principalmente por la interacción de los instrumentos de impuesto al carbono con los demás instrumentos en cada escenario. Por ejemplo, el de mayor impacto, el E3, contiene una trayectoria de impuesto más agresiva comparado con el resto de los escenarios. Entre E2 y E1 el efecto viene por la consideración de un mercado de transacciones como el SPET y la limitación del límite de emisiones a vehículos privados y públicos, haciendo que el E1 tenga un impacto más acotado.

En el Anexo 4 se presenta una tabla comparativa detallada de los distintos escenarios simulados, la que junto a los resultados de los talleres sirve de base para las recomendaciones de este estudio.

²⁴ El recycling se entiende como la compensación total o parcial del impuesto recaudado a los hogares. En este caso, la estrategia de modelación consiste en estimar los cambios en los costos de operación (OPEX) con y sin el efecto del impuesto, que serán utilizados como entrada MEMO.

5. Recomendaciones

Nuestras recomendaciones consideran los siguientes criterios centrales para su selección:

- Cumplir con reducción de emisiones coherentes con la NDC,
- Mitigar impactos económicos,
- Aspectos de implementación y de política.

Concretamente, las recomendaciones del equipo consultor se resumen en los siguientes puntos:

1-Se selecciona el escenario “E1: Enfoque Mercado” por las siguientes razones:

- Logra niveles de emisiones compatibles con la NDC actualizada en un amplio rango de años a partir de 2030. La brecha observada en el período 2031-2041, en promedio en torno a 3 millones de toneladas anuales de CO₂e, puede eliminarse ajustando levemente los precios mínimos en la subasta de SPET (actual referencia corresponde al impuesto verde del E2), reduciendo el límite de emisiones de los sectores que participan del SPET o bien reduciendo el límite de emisiones permitidas al transporte público o privado.
- Presenta el menor impacto en el PIB y consecuentemente el menor impacto en el empleo para el período de análisis.
- Tiene ventajas en el cumplimiento de aspectos de implementación y de política pública. En primer lugar, tiene flexibilidad respecto del uso de instrumentos para mitigar las emisiones. En segundo lugar, los instrumentos son complementarios entre sí. Tercero, da la oportunidad de introducir los cambios de forma gradual en su implementación, sin perder de vista el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones. Por último, este escenario tiene ventajas desde el punto de vista legal, al encontrarse parte de los instrumentos ya legislados o en proceso de aprobación.
- Ofrece mayor certeza en el cumplimiento de la meta de emisiones a pesar de una mayor dificultad de implementación comparada con el caso del impuesto puro. En un primer momento puede ser más compleja su implementación por toda la infraestructura que se debe instalar, incluyendo un probable cambio de ley. No obstante, hoy en día resulta menos oneroso que hace 10 años a lo que suman posibles alianzas y apoyos internacionales.
- Cabe resaltar como aspecto crítico, la sustitución de mitigación por capturas dentro de las medidas aprobadas como compensación o SPET, lo que parece no compatible con lo establecido en la NDC actualizada para el período 2020-2030. En concreto, la NDC define metas concretas de presupuesto de carbono y de emisiones, no contemplando las capturas por parte de algún sector.
- Un sistema que incorpora un límite de emisiones con la capacidad de transferir excedentes entre empresas reguladas y con la capacidad de compensar en sectores no regulados, debería tener características similares a un SPET. Por tanto, las diferencias del Escenario 2 con respecto al Escenario 1, se deberían reducir si se incorporan esos atributos al sistema de límite de emisiones.

2-Verificamos una diferencia en el cumplimiento del presupuesto de carbono de la NDC actualizada en el período 2020- 2030 (ver descripción en secciones anteriores). Recomendamos por tanto incorporar otros instrumentos y acciones urgentes que permitan cerrar dicha brecha, a modo de ejemplo:

- Acelerar la aprobación de la Ley Marco de cambio climático y la definición de la estrategia climática de largo plazo con compromisos sectoriales concretos que permitan verificar el cumplimiento de la NDC actualizada para el período 2020-2030.
- Disponer de una actualización del Inventario de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) para conocer el impacto real de la crisis social/política y de la pandemia en el nivel de emisiones (2019-2021). De esta forma es factible dimensionar el desafío para lo que queda de la década. Cabe mencionar que las simulaciones realizadas en este estudio consideran el impacto del PIB en los niveles de actividad, lo que logra capturar parcialmente el efecto para los años 2019 y 2020.
- Definir a la brevedad el compromiso de retiro de centrales térmicas asegurando la flexibilidad y capacidad de transmisión que el sistema requiere.
- Promover en forma adelantada un conjunto de medidas de mitigación de gran impacto y costo-efectividad para el período 2020-2030.
- Los resultados de Línea Base muestran que la proyección a la baja del precio del hidrógeno hace que muchas de las medidas de mitigación que utilizan este energético sean costo-efectivas (uso de hidrógeno en camiones CAEX, camiones de carga, procesos motrices)²⁵. Es importante notar que no se realizaron sensibilidades respecto de este dato de entrada a los modelos. Sin embargo, bajo el supuesto de que se trata de una estimación realista, el uso de instrumentos (límites de emisiones o bien expectativas sobre impuestos) podría cumplir más bien un efecto de señal de mercado, adelantando decisiones de inversión. En este contexto, el instrumento podría tomar la forma de un anuncio simple hacia el año donde la tecnología a base de H2 comienza a ser dominante. En este caso el instrumento correspondería a una Estrategia Informativa que anuncia hoy que a partir del año 2025 o 2030, existirá prohibición de adquisición de tecnologías antiguas (ej. camiones CAEX diésel eléctrico). Lo anterior se entiende complementario con el SPET, que justamente se alinea con definir límites de emisiones que en este caso formarían parte de lo que se espera en línea base
- En materia de impuestos, los resultados presentados en este estudio consideran alzas de tributos medioambientales, pero no suponen la modificación de algún otro impuesto. Eventualmente, para un nivel dado de gastos y en un contexto de cumplimiento de los objetivos fiscales, las autoridades podrían, por ejemplo, reducir otros impuestos -como el corporativo- a fin de mantener la carga tributaria de las empresas y evitar un perjuicio a la competitividad de las compañías nacionales, logrando asimismo acciones de mitigación de corto plazo. Esto es particularmente importante para el tratamiento de las industrias intensivas en energía/emisiones y expuestas al comercio (EITE a partir de sus siglas en idioma inglés). Casos de interés en Chile son la industria de metales básicos (siderurgia), la industria de combustibles y la industria del cemento²⁶. Para estas industrias también se recomienda poder analizar la posibilidad de implementar gradualidad, tal como se comentó en los puntos anteriores.
- Finalmente, considerando las percepciones sociales observadas en los últimos años, es importante considerar que la introducción de impuestos al consumidor final, si bien pueden mejorar el bienestar de la población por menos contaminación, son percibidos en forma crítica por la sociedad. Se recomienda una evaluación exhaustiva en cuanto a estos instrumentos de impacto directo.

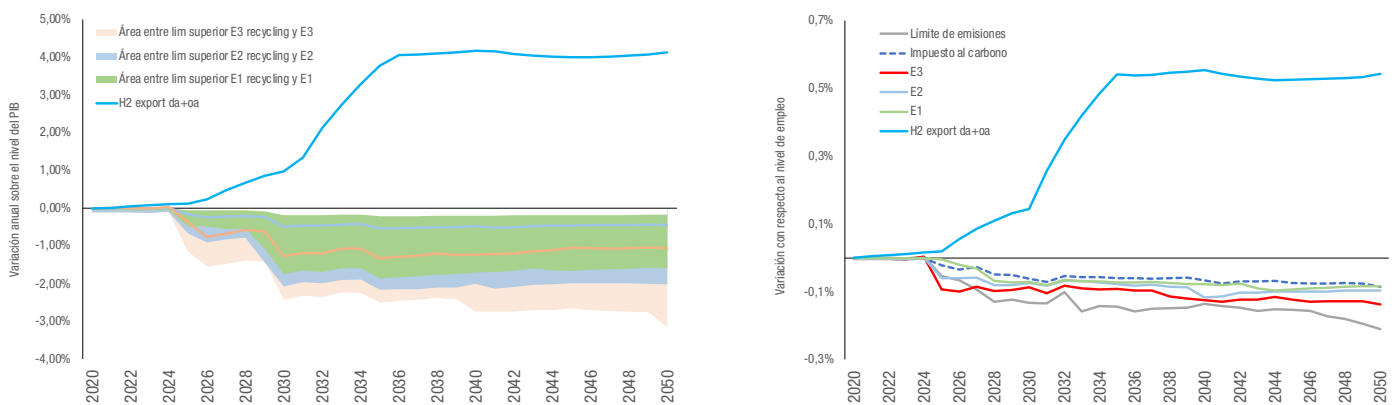
25 Otras medidas costo-efectivas: cambio de combustibles en procesos térmicos por gas natural, biomasa e hidrógeno y motores eficientes en la industria, sistemas solares térmicos a nivel industrial, industria y minería, electrificación de taxis y buses en el transporte público.

26 GIZ: https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/08/03174322/Informe-Sectores-con-riesgo-de-transicio%CC%81n-clim%C3%A1tica_31.07.2018-version-FINAL_GIZ.pdf

3- El escenario de exportación de Hidrógeno Verde, no tratado en los escenarios definidos por el Ministerio de Energía, se presenta como elemento clave para mitigar efectos económicos en el camino hacia la descarbonización. Tomando como base el estudio de McKinsey (2020) (ver Anexo 2), fue factible desarrollar un escenario de exportación de hidrógeno verde. El impacto económico de este escenario se resume en las siguientes figuras. Se aprecia un impacto en el producto que llega al 4% y en torno a 50.000 empleos adicionales (tomando como base una población de 9 millones de ocupados) a partir del año 2036.

Figura 24. Impacto en el producto y empleo del escenario de exportación.

Fuente: Elaboración propia.



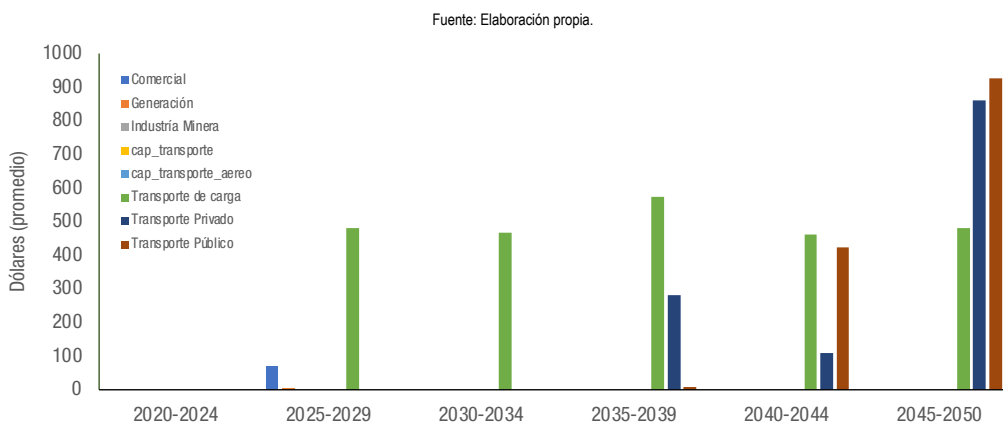
Esta opción puede continuar desarrollándose exitosamente en distintos esquemas de participación público privada, por ejemplo, en el marco del artículo 6 del acuerdo de París. Consideramos que los instrumentos contenidos en E1 constituyen una sólida base para una negociación internacional que permita acceder a los precios proyectados en esta simulación. Cabe mencionar que más allá de los compromisos ya manifestados en la actualización de la NDC los instrumentos que se implementen representan el nivel de compromiso adquirido, sirviendo de base para un diálogo multilateral en el contexto del acuerdo de París (ej. Dos países que implementan instrumentos parecidos y con niveles de ambición similares tendrán más opciones de llegar a acuerdos en temas de mitigación conjunta). De igual forma, el impacto positivo de este escenario en la economía permite habilitar los esfuerzos requeridos para cumplir las metas a nivel nacional²⁷. Para ello, en forma complementaria, es factible estudiar distintos esquemas e instrumentos: compensaciones locales, aportes regionales, etc. Sin embargo, este tema requiere de estudios adicionales de manera de verificar la competitividad de esta nueva industria.

Cabe mencionar que una presencia activa en las negociaciones internacionales (acuerdo de París), u otras instancias de cooperación internacional como CPLC o CPA (Carbon Pricing of the Americas, también facilita una integración para potenciar los mecanismos de compensación y SPET contenidos en E1.

27 Cabe mencionar que la exportación de hidrógeno verde y derivados no puede contabilizarse como meta local de mitigación.

4- Un hallazgo relevante del estudio es la complejidad que presenta la reducción de emisiones del sector transporte para los niveles ya acotados incorporados en la NDC. Vale decir, el desafío de lograr reducción en emisiones en el sector transporte dados los costos de inversión de las nuevas tecnologías (aún altos) y los costos de operación que son menores a los vigentes. Los sectores que muestran una mayor dificultad en la reducción de emisiones son el transporte privado y el modo de aviación. Una opción no incorporada en forma endógena producto de la aplicación del impuesto en el alcance de este estudio, es el cambio modal en las opciones de desarrollo. A modo de ejemplo el uso de vehículo privado puede sustituirse por transporte público debido a la señal económica producto del impuesto o límite de emisiones. Para graficar este efecto, la siguiente figura muestra los precios sombra²⁸ promedio del Escenario 3 sin compensaciones. En este caso la aplicación de los límites de emisión se traduce en la activación de las restricciones asociadas a los distintos sectores, en particular el transporte. Por lo tanto, un análisis detallado de distintos escenarios entregaría evidencia de los esfuerzos requeridos por cada sector y así mismo de la viabilidad para lograrlo de manera independiente.

Figura 25. Análisis de precios (dólares por tonelada) sombra del transporte (E3 sin offset).



5-A partir de la información sistematizada en los talleres, además de los elementos ya integrados, se sugiere considerar los siguientes elementos:

- Incorporar conceptualmente otros impactos medioambientales asociados a estos sectores, de manera de entender elementos ya contemplados en el diseño de los instrumentos propuestos de aquellos que deben ser tratados a través de otros instrumentos (ej. Calidad del agua, biodiversidad, degradación de terreno entre otros).
- Al incorporar las exportaciones se deben desarrollar los argumentos y medidas que aseguren que esta iniciativa no hipoteca las metas locales o bien potencian dicha acción.
- La pertinencia regional de los instrumentos debe ser analizada para evitar efectos locales no deseados. Esto se puede conjugar con los análisis presentados sobre efectos redistributivos.
- Los instrumentos y políticas asociadas a eficiencia energética no pueden entenderse de manera desacoplada de este esfuerzo y pueden cumplir un rol clave en el corto plazo.
- La difusión y desarrollo de herramientas visuales para entender los objetivos y metas de estas políticas pueden ser de gran impacto para su validación en la sociedad.
- A partir de las incertidumbres identificadas, se sugiere realizar un análisis detallado para visualizar aquellas temáticas que puedan ser tratadas a través de, por ejemplo: planes de capacitación y formación técnica, proyectos demostrativos, creación de equipos interdisciplinarios, equipos y redes de medición, investigación en tópicos específicos, misiones tecnológicas, programas de financiamiento, entre otros.

Anexo 1: Modelación de SPET

Las siguientes características de un Sistema de Permisos de Emisiones Transables son modeladas:

1. Definición de ámbito de aplicación: Se definen sectores obligados a partir del SPET: generación eléctrica, industria y minería, comercio y transporte de carga.
2. Límite de emisiones: Fuentes no pueden emitir más de límite de emisiones agregado (“cap” de emisiones de acuerdo a literatura internacional). El límite de emisiones se define considerando la meta de carbono neutralidad.
3. Asignación de derechos de emisiones: Se distribuyen derechos de emisión con el objeto de minimizar costo total del sistema. Se incorpora el costo de adquisición de derechos de emisión en SPET con subastas. No se modela el comportamiento de los agentes para ofertar precio y adquirir derechos de emisión. Se modela suponiendo que derechos se distribuyen de tal forma de minimizar los costos del sistema.
4. Compensación de emisiones (offset): Sectores pueden compensar emisiones en sectores que no participan de SPET. Se supuso que se podía compensar emisiones en los sectores forestal, agropecuario y residuos.
5. Transferencias de derechos de emisión entre sectores: Sectores pueden transferir derechos de emisiones de manera que se implementen las medidas de mitigación más costo efectivas. No se modela la dinámica interanual de transferencias de derechos que ocurre en el mercado secundario tipo bolsa. No se modela la posibilidad acumular derechos de emisión en otros periodos.

Anexo 2: Análisis impuesto a la compra de vehículos

La siguiente tabla muestra el pago del impuesto a la compra de vehículos para algunos modelos de vehículos a gasolina y diésel. Los vehículos a diésel pagan un mayor impuesto, sin embargo, no existe una diferencia significativa con respecto al precio de la gasolina. Asimismo, el pago del impuesto no debería afectar significativamente el costo de inversión utilizado. Por ejemplo, el pago del impuesto es poco relevante con respecto a la diferencia de costo entre un vehículo eléctrico y un vehículo diésel.

Rendimiento Urbano (Km/l)	Impuesto (CLP)	Tipo	Modelo
10.5	137,000	Liviano gasolina	Elantra CN7 2.0 6MT E6
10.5	131,446		Cerato SX 1,6 Lts. Sedan 4P. T/A
10.5	150,224		MG 360 1,5 Lts. Sedan 4P. T/A Otto
13	317,139	Liviano diésel	Bora 2,0 Lts. Sedan 4P. T/A Diesel
13	364,084		Passat CC 2,0 Lts. Sedan 4P. T/A Diesel
12.9	279,583		A3 2,0 Lts. Sedan 4P. T/A Diesel

Anexo 3: Costos de inversión tecnologías

Industria y minería

Tecnología	Unidad	CAPEX
Motor diésel/gas	US\$/kW	415
Motor eléctrico	US\$/kW	280
Caldera carbón	US\$/kW	225
Caldera eléctrica	US\$/kW	340
Caldera solar	US\$/kW	1.125
Caldera gas	US\$/kW	225
Caldera biomasa	US\$/kW	225
Caldera petróleo combustible	US\$/kW	225
Caldera diésel	US\$/kW	225
Calor hidrógeno	US\$/kW	2.190
Caldera hidrógeno	US\$/kW	4.000
Quemador Gas Natural	US\$/kW	11,6
SST en industria	US\$/kW	1.125
Motor eléctrico industria normal	US\$/kW	100,5
Motor eléctrico industria premium	US\$/kW	119
Motor eléctrico minería cobre	US\$/kW	370
Camión hidrógeno minería cobre	US\$/kW	833
Camión diésel minería cobre	US\$/kW	739

Transporte

Tecnología	Unidad	CAPEX	Observación
Vehículo a gasolina	US\$/unidad	16.011	
Vehículo diésel	US\$/unidad	18.666	
Vehículos híbridos	US\$/unidad	29.215	
Vehículo eléctrico	US\$/unidad	33.363	(27 mil USD/unidad al 2050)
Vehículo GLP	US\$/unidad	18.318	
Vehículo mediano gasolina	US\$/unidad	24.042	
Vehículo mediano diésel	US\$/unidad	27.157	
Vehículo mediano híbrido	US\$/unidad	38.461	
Vehículo mediano eléctrico	US\$/unidad	56.727	(41 mil USD/unidad al 2050)
Buses RED Gasolina	US\$/unidad	230.000	
Buses RED Diésel	US\$/unidad	250.000	
Buses RED Híbrido	US\$/unidad	420.000	
Buses RED Gas	US\$/unidad	250.000	
Buses RED Eléctrico	US\$/unidad	457.025	(407.625 mil USD/unidad al 2050)
Minibuses Gasolina	US\$/unidad	60.000	
Minibuses Diésel	US\$/unidad	67.000	
Minibuses Híbrido	US\$/unidad	100.000	
Minibuses Gas	US\$/unidad	103.000	
Minibuses RED Eléctrico	US\$/unidad	115.915	(102.000 mil USD/unidad al 2050)
Camión Diésel	US\$/unidad	120.000	
Camión Eléctrico	US\$/unidad	240.000	
Camión Gas	US\$/unidad	130.000	

Generación eléctrica

Tecnología	Unidad	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Generación biomasa	US\$/kW	3.035	2.988	2.930	2.873	2.814	2.758	2.676
Generación carbón	US\$/kW	4.117	4.079	4.032	3.986	3.942	3.898	3.855
Generación diésel	US\$/kW	685	685	685	685	685	685	685
Generación eólica	US\$/kW	1.322	1.238	1.180	1.137	1.110	1.099	1.104
Generación geotermia	US\$/kW	6.399	6.265	6.156	6.085	6.016	5.950	4.829
Generación gas natural CA	US\$/kW	801	784	764	749	736	723	705
Generación gas natural CC	US\$/kW	801	784	764	749	736	723	705
Generación hidráulica embalse	US\$/kW	4.050	4.050	4.050	4.050	4.050	4.050	4.050
Generación hidráulica pasada	US\$/kW	4.050	4.050	4.050	4.050	4.050	4.050	4.050
Generación mini hidro	US\$/kW	4.050	4.050	4.050	4.050	4.050	4.050	4.050
Generación solar CSP	US\$/kW	6.795	5.489	3.856	3.654	3.453	3.251	3.049
Generación solar FV	US\$/kW	714	588	499	432	377	335	301

Anexo 4: Resumen de resultados

Indicador	Línea Base	Impuesto Carbono	Límite de emisiones	E1	E2	E3
Emisiones (Millones de t CO2e)	2030: 104 2050: 95	2030: 93 2050: 86	2030: 94 2050: 73	2030: 94 2050: 73	2030: 94 2050: 73	2030: 90 2050: 72
Reducción de Emisiones (Millones de t CO2e)	- -	2030: 10 2050: 9	2030: 10 2050: 22	2030: 9 2050: 22	2030: 10 2050: 22	2030: 14 2050: 23
Delta CAPEX al 6% (millones de USD)		4.694	35.437	6.222	7.431	9.880
Delta OPEX al 6% (millones de USD)		22.952	-18.146	23.140	29.220	37.743
Delta CAPEX-OPEX (millones de USD)		-18.258	53.583	-16.918	-21.789	-27.363
Variación sobre el nivel del PIB sin recycling (%)		2030: -1,4 2050: -2,1 Peak: -2,1	2030: -0,7 2050: 0,2 Peak: -0,8	2030: -1,8 2050: -1,6 Peak: -1,9	2030: -2,1 2050: -2,0 Peak: -2,2	2030: -2,4 2050: -3,2 Peak: -3,2
Variación sobre el nivel del PIB con recycling (%)				2030: -0,2 2050: -0,1 Peak: -0,2	2030: -0,5 2050: -0,4 Peak: -0,5	2030: -1,7 2050: -1,1 Peak: -1,8
Variación en nivel de empleo (%)		2030: -0,06 2050: -0,08 Peak: -0,08	2030: -0,13 2050: -0,22 Peak: -0,22	2030: -0,07 2050: -0,08 Peak: -0,10	2030: -0,07 2050: -0,10 Peak: -0,12	2030: -0,09 2050: -0,14 Peak: -0,14
Delta Recaudación de impuestos (% PIB)		2030: 0,8% 2050: 1,1%	2030: 0,0% 2050: -0,2%	2030: 1,0% 2050: 0,6%	2030: 1,3% 2050: 0,8%	2030: 1,5% 2050: 1,5%
Gasto público (% del PIB)	2030: 24,3 2050: 27,8 Peak (2021):31	2030: 25,4 2050: 29,1 Peak (2021):31	2030: 24,3 2050: 27,5 Peak (2021):31	2030: 25,3 2050: 28,4 Peak (2021):31	2030: 24,1 2050: 28,4 Peak (2021):31	2030: 25,4 2050: 28,9 Peak (2021):31
Cumplimiento de Carbón Budget (ref. 1100 millones t CO2e)	1.212	1.185	1.177	1.179	1.176	1.162
Compensación a población vulnerada (millones de USD al año) *		12,3	10,8	7,9	8,2	12,7
Principales incertidumbres	Costos de tecnologías, precios H2	Mitigación de emisiones y uso de los recursos recaudados	Institucionalidad, fiscalización			
Aspectos positivos adicionales	-	Internaliza en precios decisiones privadas Simpleza en la implementación	En teoría permite cumplir con metas de emisiones			
Otros aspectos críticos	Gran número de medidas costo efectivas que entran en LB	No permite efectos relevantes en transporte Resguardar competitividad en coherencia con gradualidad Se comporta principalmente recaudatorio para algunos sectores productivos	Necesidad de fiscalización Resguardar competitividad en coherencia con gradualidad Falta de flexibilidad que pone en riesgo la viabilidad de ciertos sectores	Mayor flexibilidad, pero se arriesga que el sector transporte no logre el cambio tecnológico requerido	Mayor flexibilidad, pero se arriesga que los sectores que compensan no cumplan sus compromisos del NDC	Mayor flexibilidad, pero se arriesga que los sectores que compensan no cumplan sus compromisos del NDC
Co-impactos	Bajos costos de fiscalización y regulatorios	Bajos costos de fiscalización y regulatorios	Altos costos de fiscalización y regulatorios Baja recaudación.	Se propicia el desarrollo de proyectos de reducción en sectores no energéticos	Se propicia el desarrollo de proyectos de reducción en sectores no energéticos	Se acerca más al carbón Budget respecto a otros escenarios Propicia proyectos de compensación.

*Considera la compensación del costo adicional en electricidad para los primeros tres quintiles de los hogares representados por la Encuesta de Presupuestos Familiares.

Anexo 5: Exportación de hidrógeno

Tomando como base el estudio de McKinsey (2020), se integra un escenario de exportación de hidrógeno verde.

Para ello se toma como referencia el desarrollo presentado en la siguiente tabla.

Escenario de importación de Hidrógeno Verde. Fuente: Basado en estudio McKinsey (2020).

Exportaciones: Mercado capturado (K Toneladas)

Tipo de demanda	Zona	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Mercado del amoniaco	Japón/Corea	67	149	235	325	421	523	628	735	845	958	1074	1112	1153	1194	1238	1282	1298	1311	1321	1330	1364	1379	1392	1402	1410	1444
Mercado del amoniaco	Europa	353	769	1208	1673	2167	2691	3243	3809	4390	4987	5599	5819	6048	6286	6534	6792	6892	6974	7039	7092	7309	7410	7492	7559	7612	7832
Mercado del amoniaco	USA	87	187	293	405	525	652	772	894	1020	1149	1282	1317	1354	1392	1431	1473	1477	1481	1484	1487	1497	1500	1503	1505	1507	1515
Mercado del amoniaco	China	132	292	462	641	830	1030	1216	1406	1602	1801	2006	2056	2107	2160	2215	2272	2276	2279	2282	2284	2293	2295	2296	2298	2299	2303
Mercado del amoniaco	LATAM	29	60	92	127	164	204	265	327	391	457	524	573	623	676	732	789	839	880	913	939	1048	1113	1166	1209	1244	1386
Mercado del Hidrógeno	Japón/Corea	0	10	20	32	45	59	210	364	521	682	846	960	1076	1193	1312	1432	1547	1640	1715	1775	2021	2177	2302	2403	2485	2813
Mercado del Hidrógeno	Europa	0	12	26	41	57	76	257	442	631	824	1022	1140	1259	1381	1504	1629	1734	1819	1887	1943	2168	2302	2411	2498	2569	2853
Mercado del Hidrógeno	USA	0	6	12	19	26	35	120	206	294	385	478	535	594	653	713	774	829	873	909	938	1055	1128	1187	1234	1272	1427
Mercado del Hidrógeno	China	0	5	10	16	22	29	88	148	210	272	336	361	387	412	438	464	478	489	498	506	535	550	562	572	579	611

Precios de Mercado (USD/kg)

Tipo de demanda	Zona	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Mercado del amoniaco	Japón/Corea	0,54	0,53	0,51	0,50	0,48	0,47	0,46	0,46	0,45	0,45	0,44	0,43	0,43	0,42	0,41	0,40	0,40	0,40	0,40	0,39	0,39	0,39	0,38	0,38	0,38	0,37
Mercado del amoniaco	Europa	0,51	0,50	0,48	0,47	0,46	0,44	0,44	0,43	0,43	0,42	0,41	0,41	0,40	0,39	0,38	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,36	0,36	0,35	0,35	0,35	0,34
Mercado del amoniaco	USA	0,50	0,48	0,47	0,46	0,44	0,43	0,42	0,42	0,41	0,41	0,40	0,39	0,38	0,38	0,37	0,36	0,36	0,35	0,35	0,35	0,35	0,34	0,34	0,34	0,34	0,33
Mercado del amoniaco	China	0,54	0,53	0,52	0,50	0,49	0,48	0,47	0,46	0,46	0,45	0,45	0,44	0,43	0,42	0,42	0,41	0,40	0,40	0,40	0,40	0,39	0,39	0,39	0,39	0,38	0,38
Mercado del amoniaco	LATAM	0,48	0,46	0,45	0,43	0,42	0,41	0,40	0,39	0,39	0,38	0,38	0,37	0,36	0,35	0,35	0,34	0,34	0,33	0,33	0,33	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,31
Mercado del Hidrógeno	Japón/Corea	3,72	3,56	3,40	3,24	3,09	2,93	2,90	2,87	2,84	2,81	2,78	2,76	2,75	2,73	2,71	2,69	2,67	2,66	2,65	2,64	2,61	2,60	2,59	2,58	2,58	2,55
Mercado del Hidrógeno	Europa	3,54	3,38	3,22	3,07	2,91	2,75	2,72	2,69	2,66	2,63	2,60	2,59	2,57	2,55	2,53	2,51	2,50	2,48	2,47	2,46	2,43	2,42	2,41	2,40	2,40	2,37
Mercado del Hidrógeno	USA	3,33	3,17	3,01	2,86	2,70	2,54	2,51	2,48	2,45	2,42	2,39	2,38	2,36	2,34	2,32	2,30	2,29	2,27	2,26	2,25	2,22	2,21	2,20	2,19	2,19	2,16
Mercado del Hidrógeno	China	3,79	3,64	3,48	3,32	3,16	3,00	2,97	2,94	2,92	2,89	2,86	2,84	2,82	2,80	2,78	2,77	2,75	2,74	2,72	2,72	2,68	2,67	2,66	2,65	2,65	2,63

Ventas (millones USD)

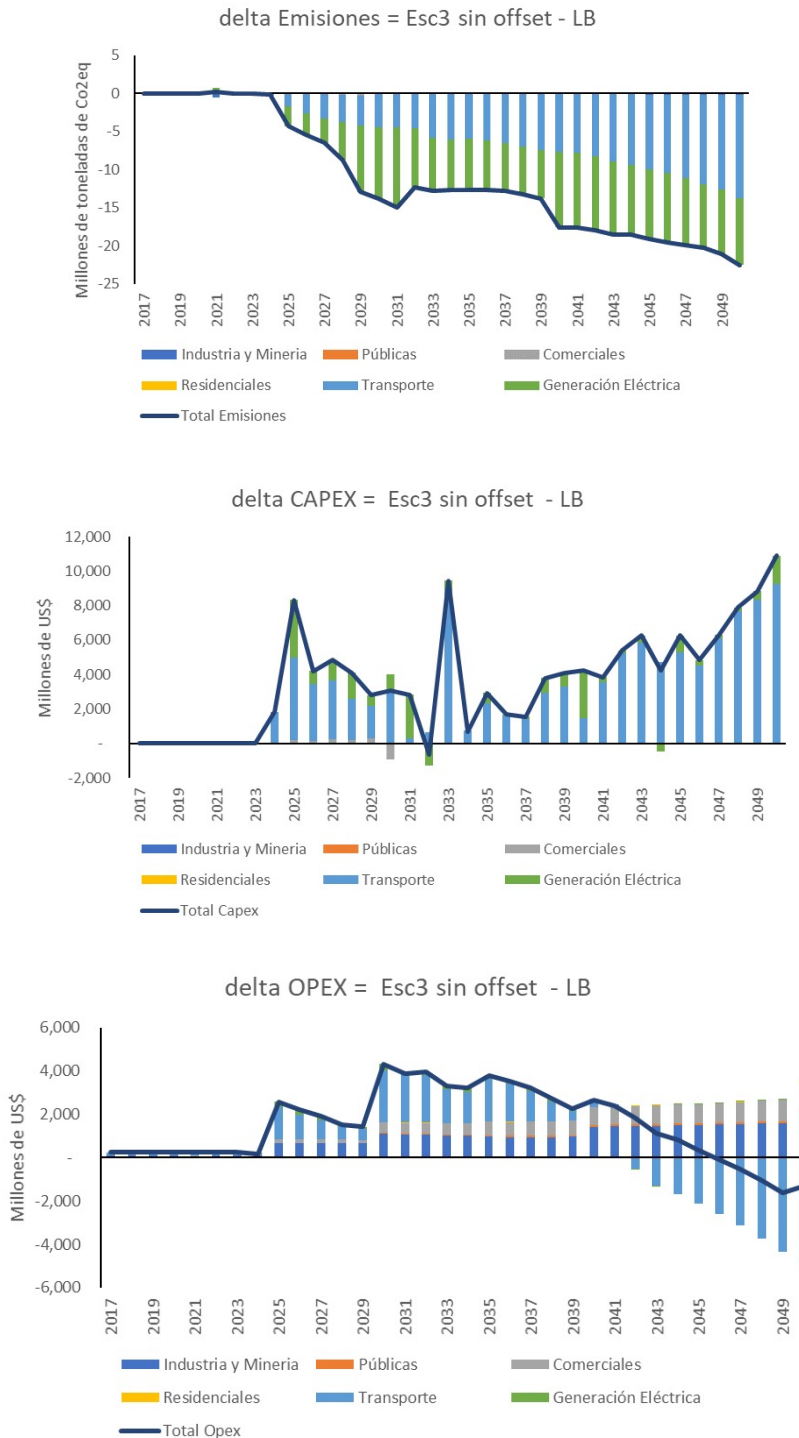
Tipo de demanda	Zona	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Mercado del amoniaco	Japón/Corea	36	78	120	162	204	246	292	338	383	429	475	483	492	500	508	517	519	521	523	524	529	531	533	534	535	539
Mercado del amoniaco	Europa	181	382	584	786	988	1190	1416	1642	1868	2094	2320	2365	2410	2455	2500	2545	2562	2576	2587	2595	2630	2645	2656	2665	2673	2702
Mercado del amoniaco	USA	43	90	137	185	232	279	325	372	419	466	512	516	520	523	527	530	527	525	524	522	517	513	511	509	507	500
Mercado del amoniaco	China	72	155	239	322	406	490	571	653	735	816	898	904	910	915	921	927	922	918	914	912	901	895	890	886	883	871
Mercado del amoniaco	LATAM	14	28	41	55	69	83	106	129	152	175	198	212	226	240	254	267	282	293	302	310	339	357	371	383	392	428
Mercado del Hidrógeno	Japón/Corea	0	34	69	103	138	172	608	1045	1481	1917	2354	2654	2954	3254	3555	3855	4138	4365	4547	4692	5272	5654	5959	6203	6398	7179
Mercado del Hidrógeno	Europa	0	42	83	125	166	208	699	1189	1680	2171	2662	2948	3233	3519	3805	4091	4326	4514	4665	4786	5268	5568	5808	6001	6154	6770
Mercado del Hidrógeno	USA	0	18	36	53	71	89	300	511	722	933	1144	1272	1400	1528	1655	1783	1895	1984	2056	2113	2342	2491	2610	2705	2781	3086
Mercado del Hidrógeno	China	0	17	35	52	69	86	261	436	611	786	961	1026	1090	1155	1220	1284	1314	1339	1358	1374	1436	1470	1496	1518	1535	1604
Total, ventas (mil. USD)		346	845	1.344	1.843	2.343	2.842	4.579	6.315	8.052	9.788	11.525	12.380	13.235	14.089	14.944	15.799	16.486	17.036	17.476	17.828	19.235	20.123	20.834	21.403	21.858	23.678

VPN (millones USD) 66.776

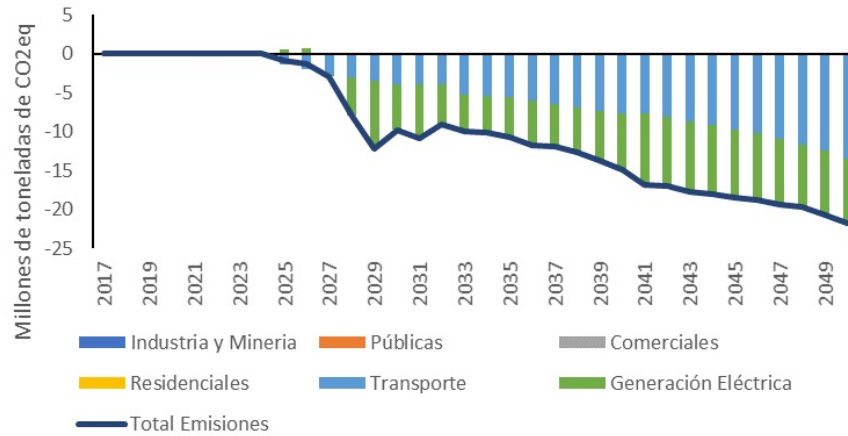
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
CAPEX (M USD)																											
% export / (export + doméstico)		42%					70%					71%					70%					70%					72%
Capex adicional																											
Capex Power+H2	2.451	5.835	0,9			9.473	22.555	0,7			31.336	74.610	0,7				39.073	0,6				27.505	0,5				27.373
Capex Tx		41	0,0				1.441	0,0				11.624	0,1				7.031	0,1				5.830	0,1				7.229
Capex NH3		677	0,1				3.815	0,1				4.722	0,0				2.545	0,0				1.653	0,0				1.276
Capex - Otros		76	0,0				3.052	0,1				19.731	0,2				18.730	0,3				18.627	0,3				19.330
Generación eléctrica		2.468					16.797					61.227					32.272					23.335					-
Industria		316					4.807					17.362					14.893					14.196					39.750
Capex extra total export		2.784					21.604					78.589					47.165					37.531					39.750
VPN	\$60.942																										
BALANCE SIMPLE (millones USD)																											
Ventas-CAPEX (millones USD)		-2.438	845	1.344	1.843	2.343	-18.762	4.579	6.315	8.052	9.788	-67.064	12.380	13.235	14.089	14.944	-31.366	16.486	17.036	17.476	17.828	-18.296	20.123	20.834	21.403	21.858	-16.072

Anexo 6: Emisiones, CAPEX y OPEX desagregado

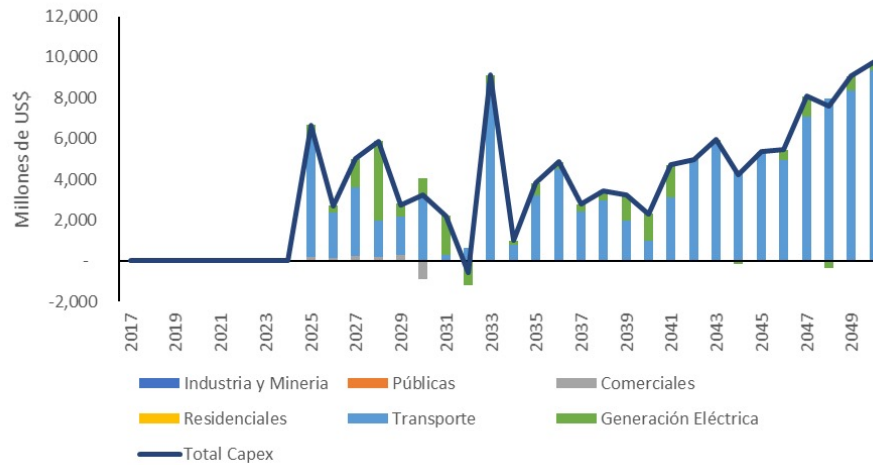
Escenario 3 sin offset



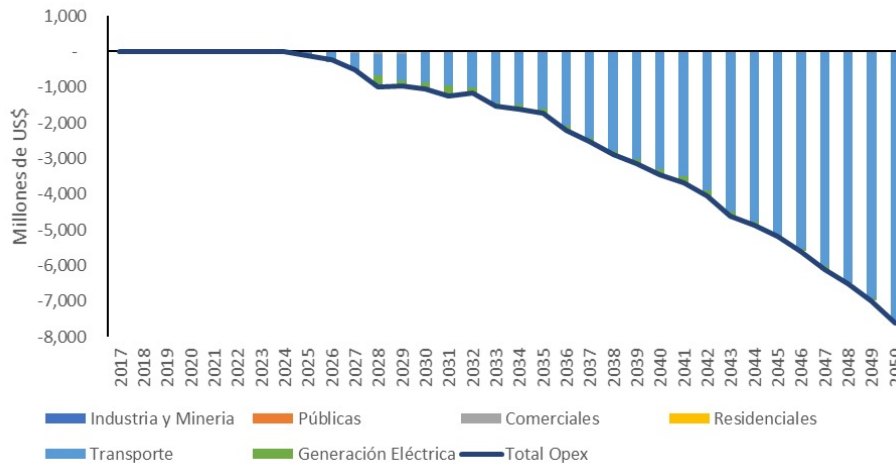
delta Emisiones = Límite de emisiones - LB



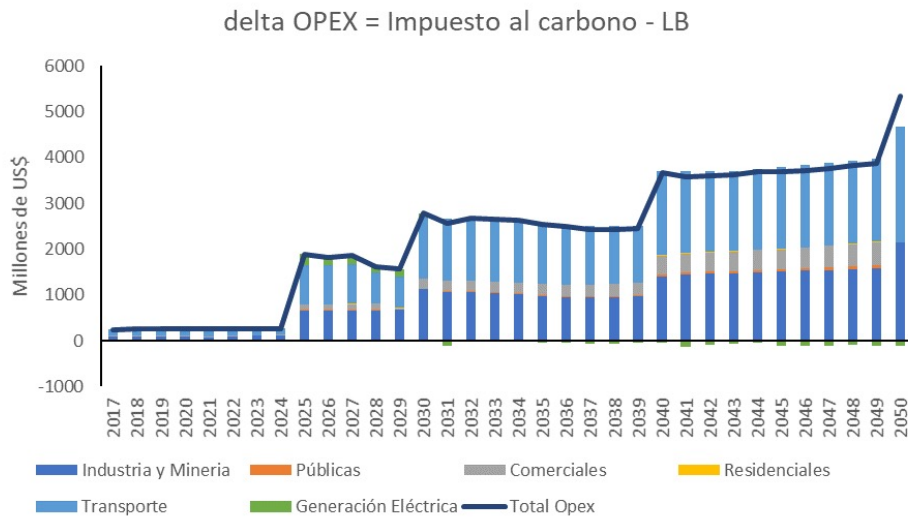
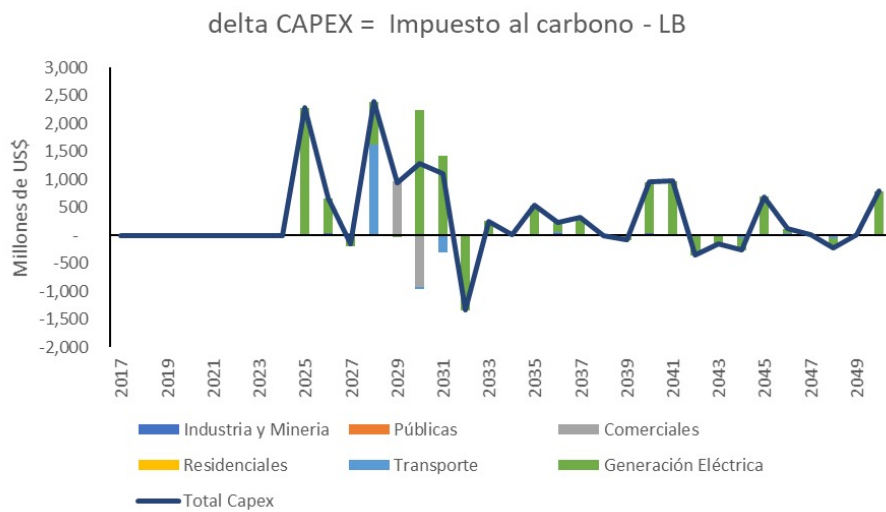
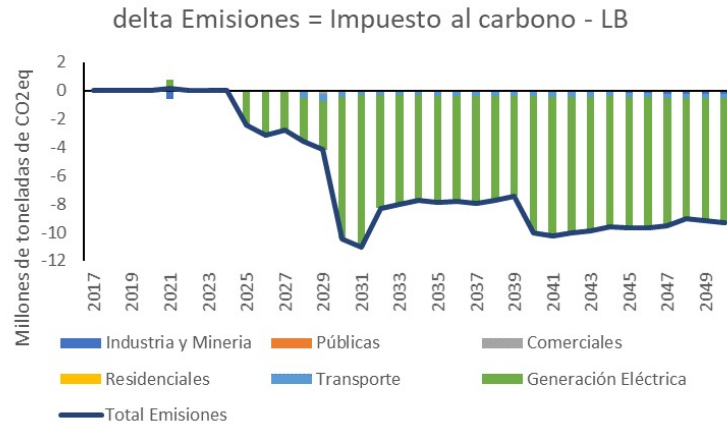
delta CAPEX = Límite de emisiones - LB



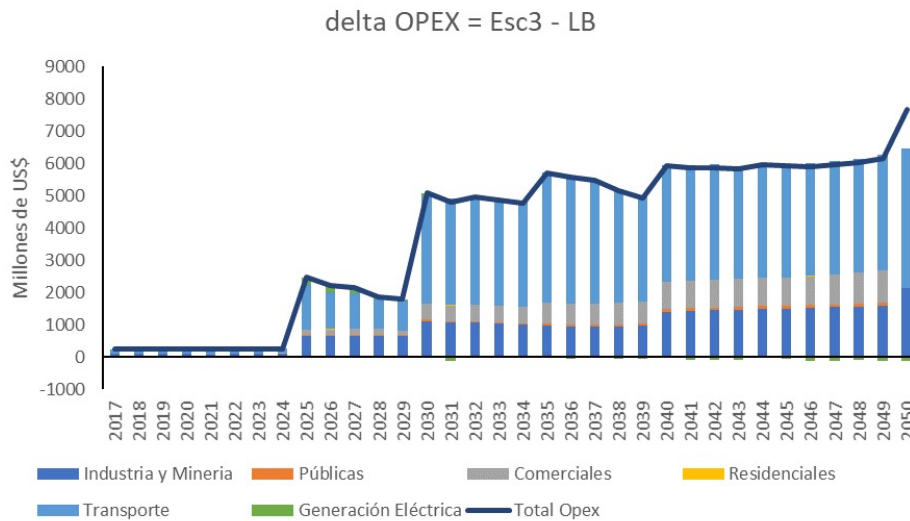
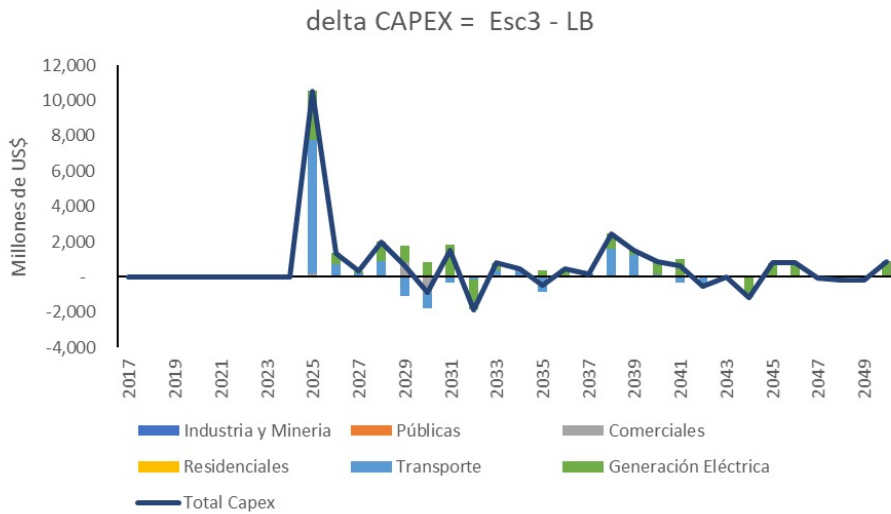
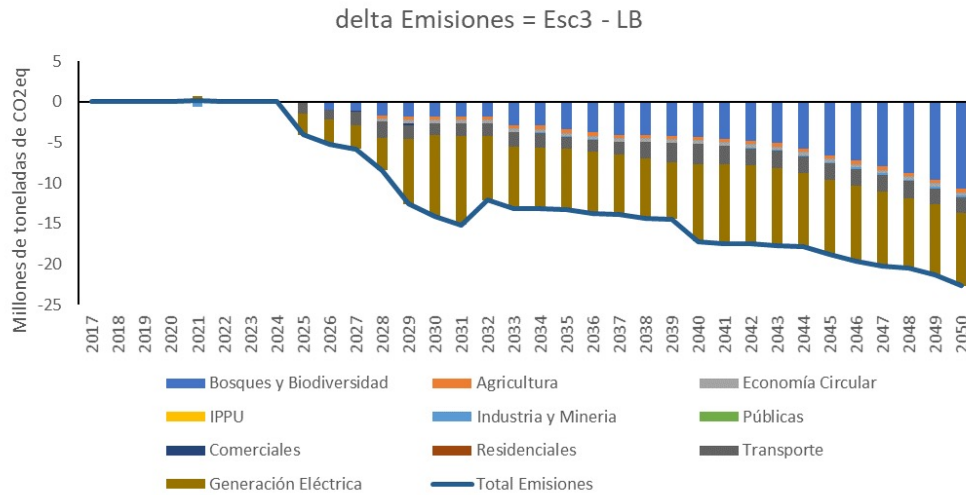
delta OPEX = Límite de emisiones - LB



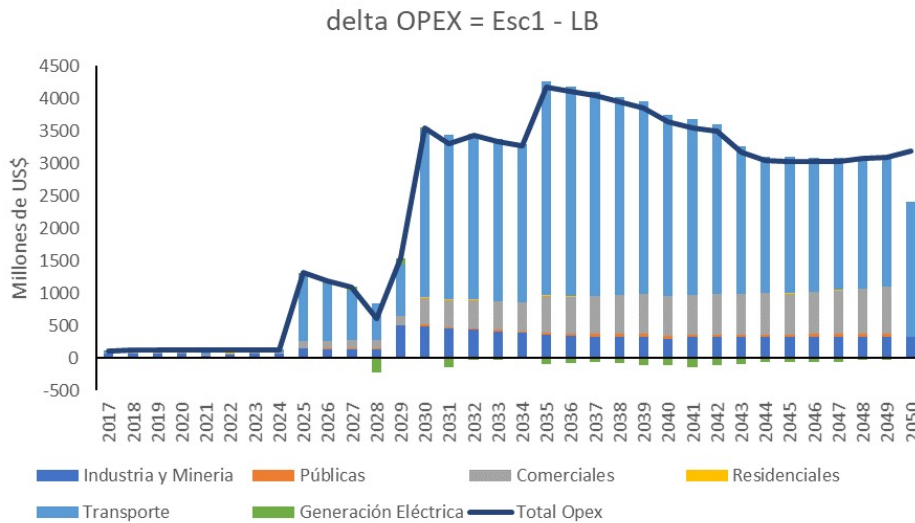
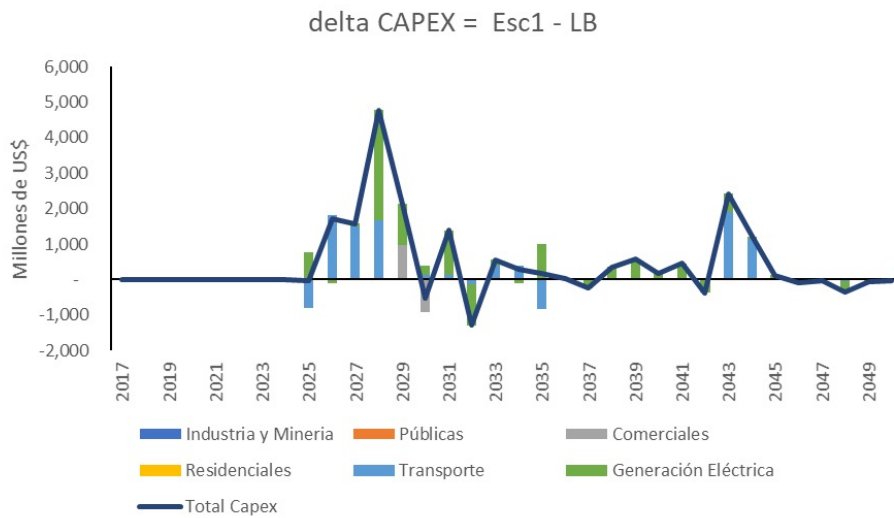
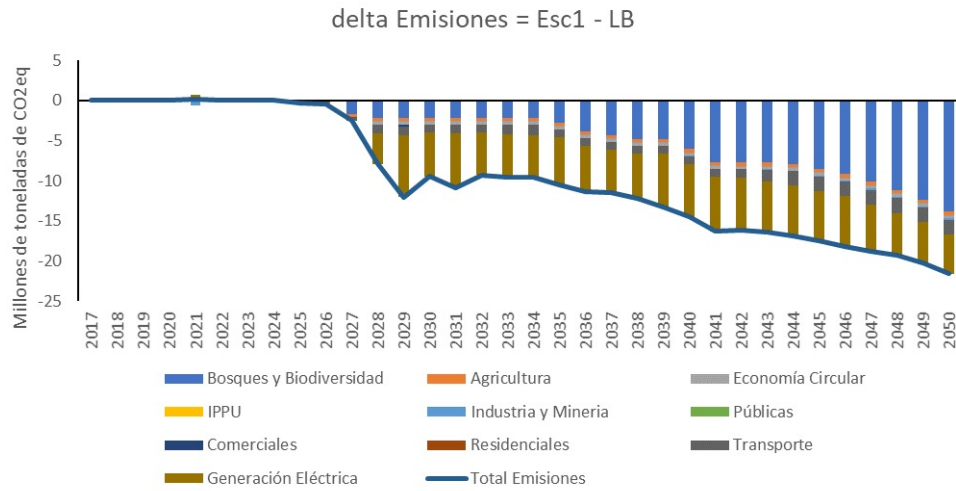
Instrumento Impuesto al carbono



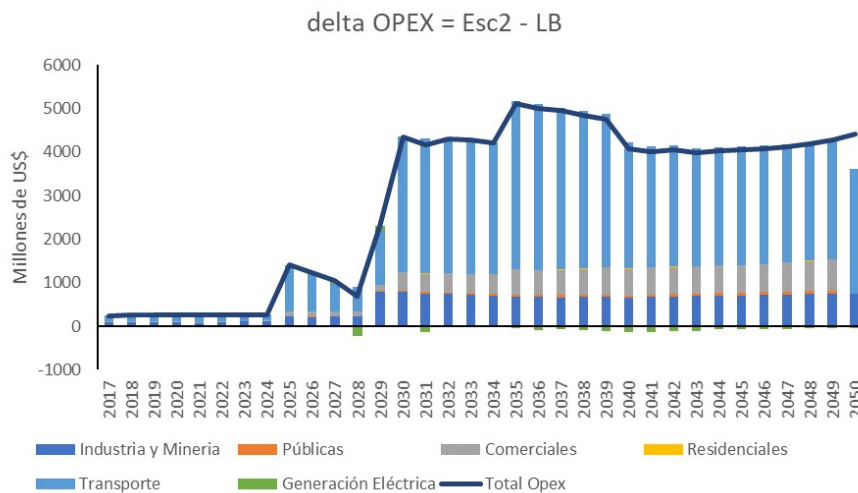
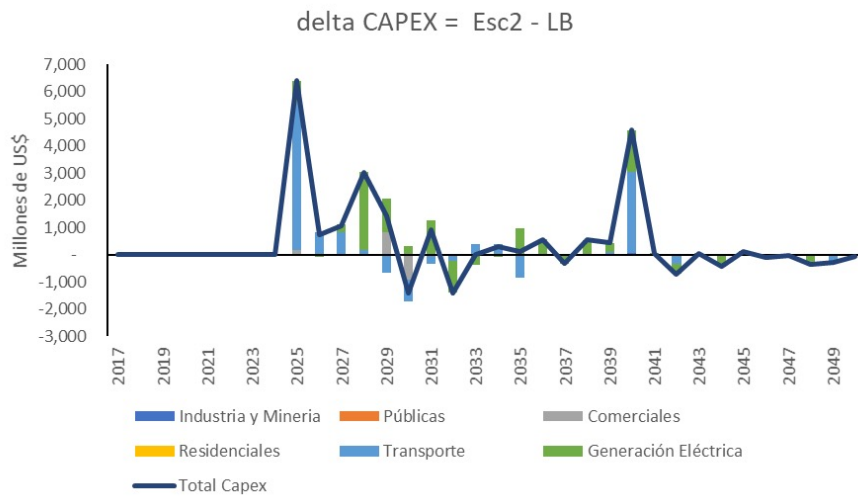
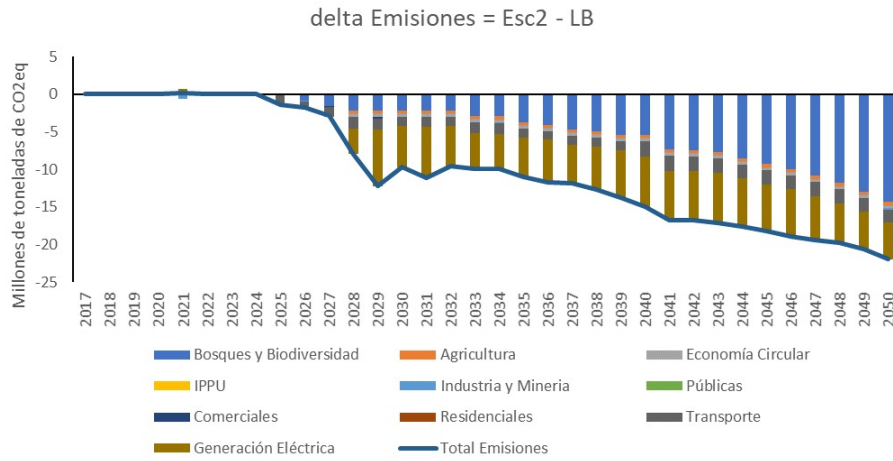
Escenario 3



Escenario 1



Escenario2



Anexo 7: Evidencia en impactos de impuesto al carbono en la Unión Europea

Metcalf & Stock (2020) analizaron 31 países que participan en el EU-ETS, de los cuales 15 países tienen además un impuesto al carbono. Esto permite identificar el impacto incremental del impuesto en las emisiones, producto y empleo. En la siguiente tabla se observan los 15 países que tienen un impuesto al carbono además de estar en el ETS, y se muestra la heterogeneidad en la aplicación de diversos tipos de “recycling”.

Table 1. EU+ Carbon Taxes

Country	Year of Enactment	Rate in 2018 (USD per metric ton)	Intended Revenue Recycling?	Share of Greenhouse Gas Emissions in 2019 Covered by Tax	Carbon Tax Revenue in 2018 (USD Millions)
Denmark (DNK)	1992	24.92	Yes	40%	543.4
Estonia (EST)	2000	3.65	No	3%	2.8
Finland (FIN)	1990	70.65	Yes	36%	1,458.6
France (FRA)	2014	57.57	No	35%	9,263.0
Iceland (ISL)	2010	25.88	No	29%	44.0
Ireland (IRL)	2010	24.92	No	49%	488.8
Latvia (LVA)	2004	9.01	No	15%	9.1
Norway (NOR)	1991	49.30	Yes	62%	1,659.8
Poland (POL)	1990	0.16	No	4%	1.2
Portugal (PRT)	2015	11.54	Yes	29%	154.9
Slovenia (SVN)	1996	29.74	No	24%	83.1
Spain (ESP)	2014	30.87	No	3%	123.6
Sweden (SWE)	1991	128.91	Yes	40%	2,572.3
Switzerland (CHE)	2008	80.70	Yes	33%	1,177.7
UK (GBR)	2013	25.71	No	23%	1,091.0

Notes: Coverage is the share of a country's emissions covered by the carbon tax. See text for revenue recycling details.

Source: World Bank Group (2019a)

Incluso, encontraron un efecto positivo (pero no significativo) en los primeros dos años siguientes a la implementación, de 0.48% para el PIB y 0.53% para el empleo. Las curvas de respuestas estimadas se muestran a continuación.

Figura A7-1: Curva de respuesta del PIB ante un impuesto al carbono.

Fuente: Metcalf & Stock (2020)

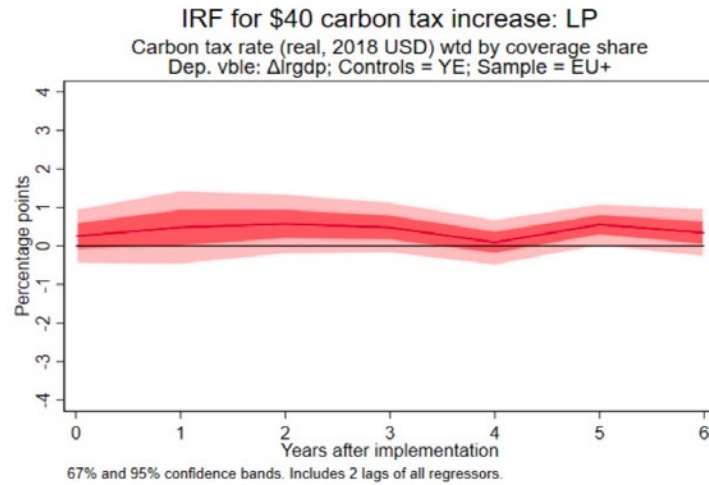
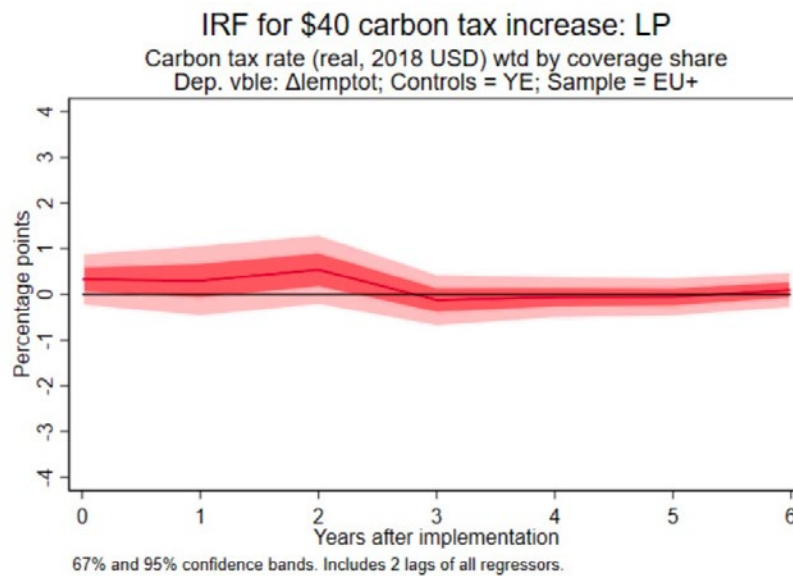


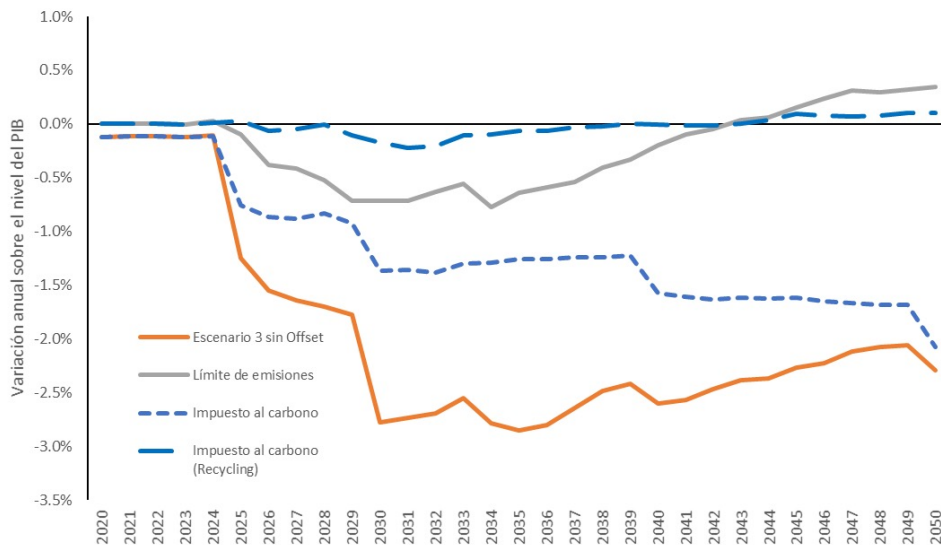
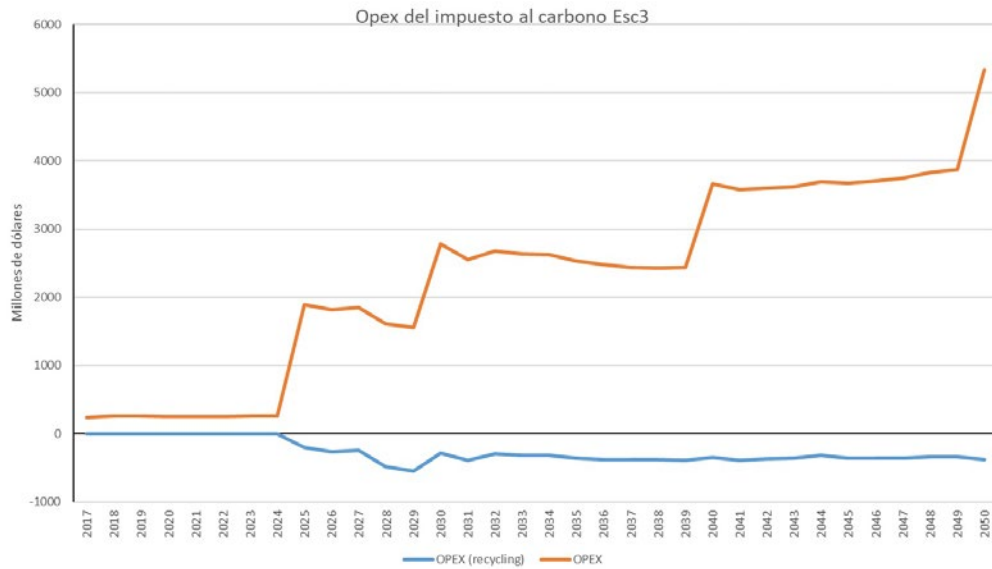
Figura A7-2: Curva de respuesta del empleo ante un impuesto al carbono.

Fuente: Metcalf & Stock (2020)

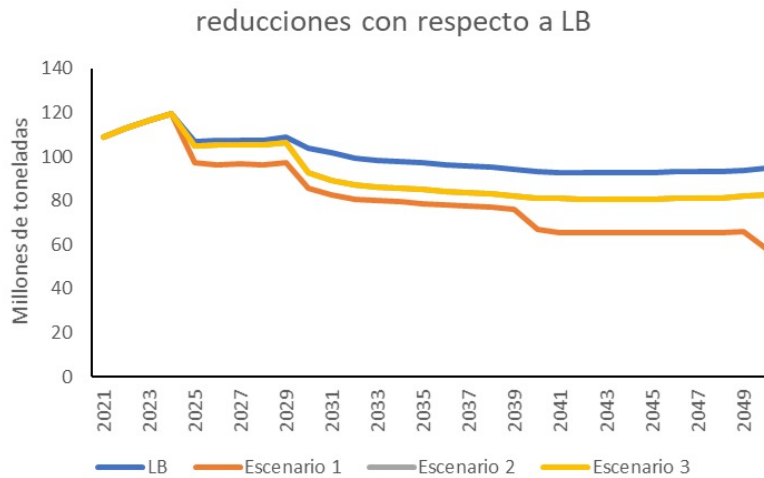
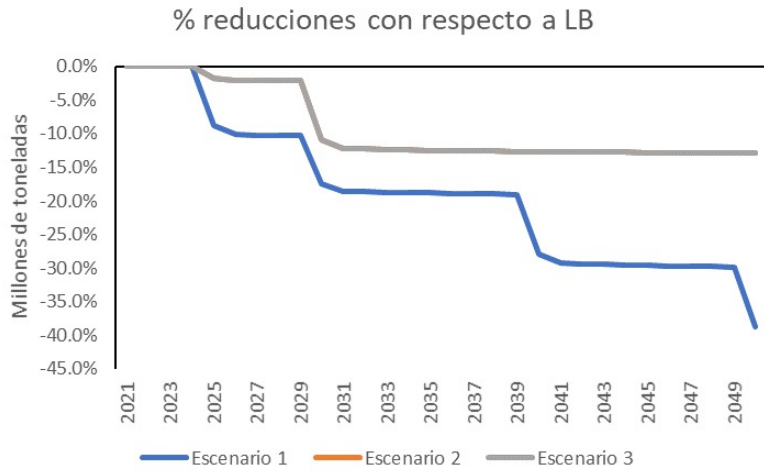
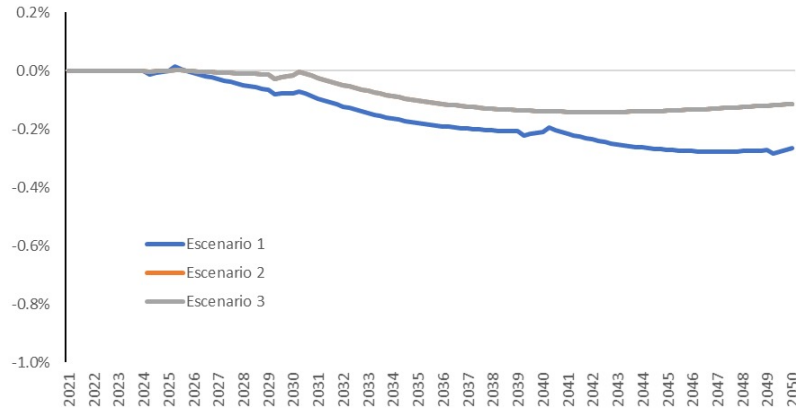


Anexo 8: Sensibilidad del efecto impuesto al carbono

En este anexo se presentan la sensibilidad del recycling del impuesto al carbono. Siguiendo la misma metodología presentada en el documento: 1) Se aplica el impuesto del carbono en los modelos sectoriales, 2) estimamos los CAPEX y al OPEX se le resta el costo del impuesto y se devuelve a los hogares, y 3) perturbamos los shocks de gasto de capital y operación en el modelo macroeconómico



Similarmente se hizo un ejercicio de robustez donde se estimó el efecto del impuesto exclusivamente en el Modelo Macroeconómico sin el empleo del CAPEX y OPEX



Anexo 9: Proyección de ingresos efectivos, ingresos cíclicamente ajustados, gasto público, déficit fiscal y deuda 2021-2050

La proyección de ingresos fiscales efectivos se realiza separándolos en tres componentes: ingresos tributarios no mineros (77% del total en 2019), ingresos mineros (6% del total en 2019) y otros ingresos (17% del total en 2019).

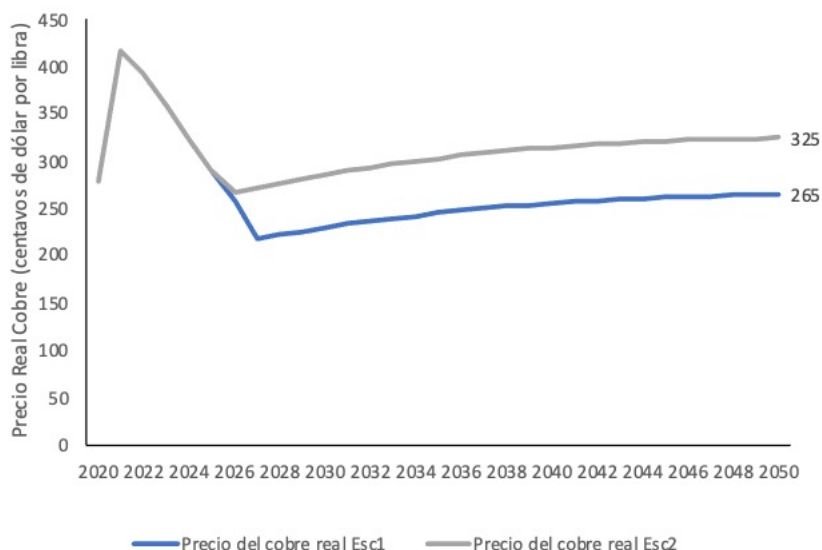
En el caso de los ingresos tributarios no mineros, para la proyección al año 2050 se utilizan las proyecciones de crecimiento del PIB de los dos escenarios que se presentan en el anexo 12 y la elasticidad promedio ponderada obtenida para estos impuestos obtenida de Dipres (2021) cuyo valor es 1,45.

Para la proyección de la categoría otros ingresos se utilizan los mismos dos escenarios de crecimiento del PIB señalados previamente y una elasticidad unitaria, de manera que estos ingresos crecen en línea con el PIB durante todo el horizonte de proyección.

En tercer lugar, en el caso de los ingresos derivados del cobre (minería privada y Codelco) se consideran las proyecciones para la producción minera de Cochilco y dos escenarios para el precio del cobre. Como referencia, en un escenario se considera que el precio real del cobre converge a US\$ 2,65 en 2050 y en el otro, converge a US\$ 3,25 en el mismo año. Estos precios, a su vez, toman como punto de partida los escenarios pesimista y optimista contemplado por Dipres (2021). Para deflactar los precios nominales del cobre, se supone un índice de precios en dólares que crece 2% por año. La trayectoria para el precio real del cobre se presenta en la Figura A9-1.

Figura A9-1: Escenarios para el precio real del cobre (centavos de dólar por libra).

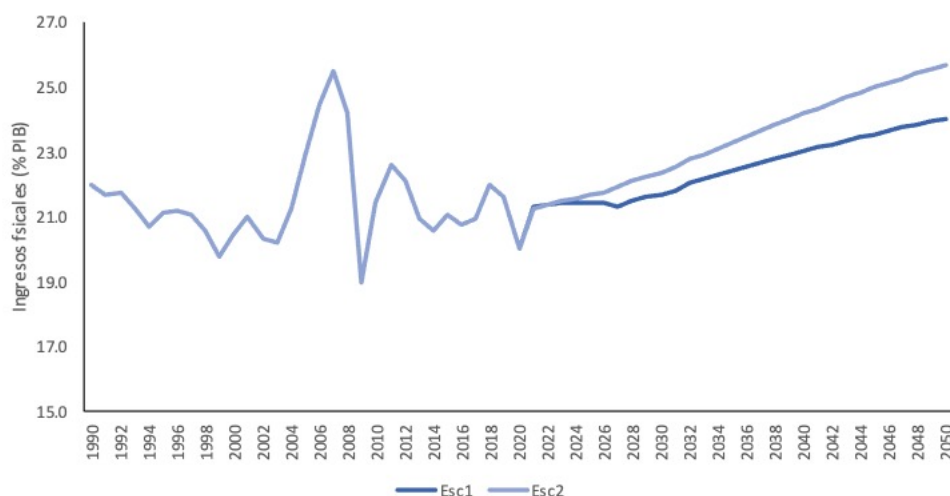
Fuente: Elaboración propia.



Considerando los antecedentes presentados previamente, los ingresos fiscales totales que el año 2020 representaron 20,2% del PIB, suben hasta 23,6% del PIB en el primer escenario y a 25,1% del PIB en el segundo escenario (Figura A9-2 y Cuadro A9-1). A modo de referencia, cabe mencionar que en el señalado documento de Dipres publicado a inicios de este año, en el que se presentan proyecciones fiscales hasta el año 2060, los ingresos totales en 2050 se ubican en un amplio rango que va desde 24,1% del PIB hasta 28,9% del PIB.

Figura A9-2: Ingresos fiscales efectivos (% del PIB).

Fuente: Elaboración propia.



Cuadro A9-1: Crecimiento real de los ingresos fiscales y % del PIB

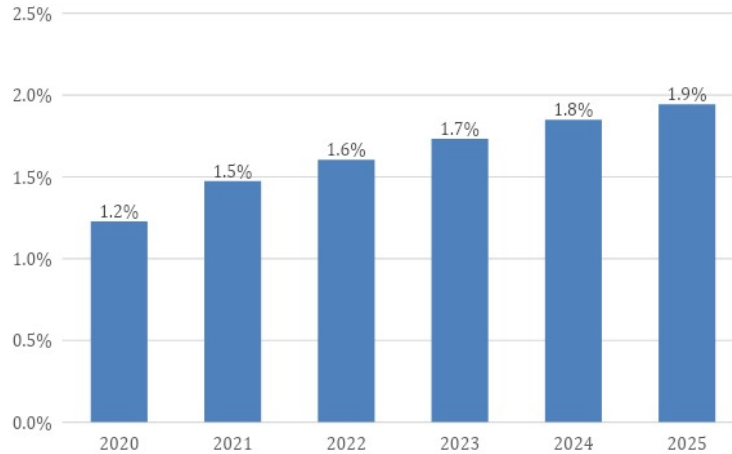
Fuente: Elaboración propia.

	Escenario 1		Escenario 2	
	Crecimiento real	% del PIB	Crecimiento real	% del PIB
2021-2030	3.3%	21.5%	4.2%	21.8%
2031-2040	2.0%	22.5%	2.9%	23.4%
2041-2050	1.5%	23.6%	2.3%	25.1%

Para estimar los ingresos cíclicamente ajustados o estructurales, en primer lugar, se requiere tener una estimación del PIB tendencial que permita separar el componente cíclico del tendencial de los ingresos fiscales asociados con la actividad económica. Para ello, se consideran las estimaciones del Comité de Expertos convocados por el Ministerio de Hacienda en agosto de 2020 que se muestran en la Figura A9-3 y que consideran un crecimiento tendencial promedio de 1,6% para el período 2020-2025.

Figura A9-3: Crecimiento del PIB tendencial.

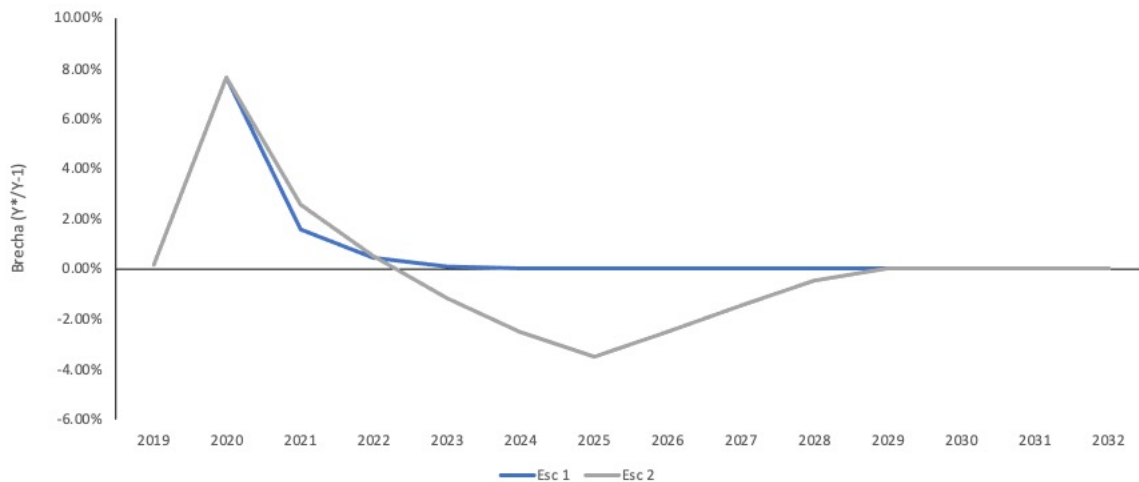
Fuente: Comité de expertos convocados por el Ministerio de Hacienda.



Considerando estas estimaciones del PIB tendencial y las proyecciones de PIB efectivo de los escenarios considerados en este trabajo, se genera una brecha positiva en ambos escenarios en el año 2020, como consecuencia de la caída del producto. Esta se cierra entre el año 2023 y 2024 en el escenario 1 y se mantiene cerrada en el horizonte de proyección, mientras que se hace negativa a partir de 2023 en el caso del escenario 2 (PIB efectivo crece sobre el tendencial) y se cierra paulatinamente hacia el año 2029 (Figura A9-4).

Figura A9-4: Brecha de producto ($Y^*/Y-1$).

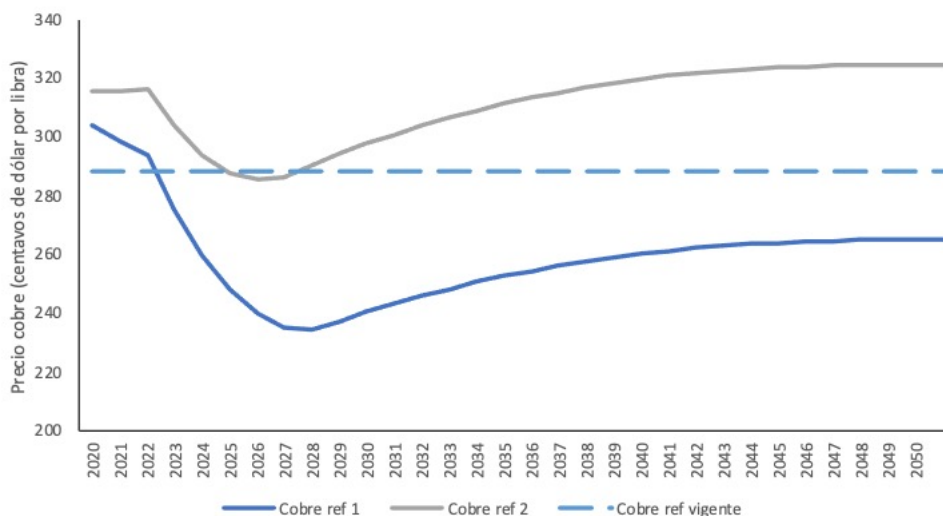
Fuente: Elaboración propia.



En el caso del precio del cobre, los expertos convocados por el Ministerio de Hacienda en agosto del año pasado estimaron un valor de US\$ 2,88 la libra. En este ejercicio, consideraremos como precio de referencia, el precio del cobre promedio móvil para los siguientes diez años en cada uno de los escenarios considerados (Figura A9-5).

Figura A9-5: Precios de referencia del cobre (centavos de dólar por libra).

Fuente: Elaboración propia.



Dados estos escenarios y supuestos, el crecimiento de los ingresos fiscales estructurales y su valor relativo al PIB se muestran en el Cuadro A9-2 a continuación.

Cuadro A9-2: Crecimiento real de los ingresos fiscales estructurales y % del PIB.

Fuente: Elaboración propia.

	Escenario 1		Escenario 2	
	Crecimiento real	% del PIB	Crecimiento real	% del PIB
2021-2030	2,2%	22,5%	3,2%	22,6%
2031-2040	2,0%	23,7%	2,9%	24,6%
2041-2050	1,5%	24,9%	2,3%	26,4%

En el marco de la regla fiscal vigente, los espacios de gasto fiscal se determinan a partir de los ingresos cíclicamente ajustados o estructurales y una meta de balance estructural que define cada gobierno. Para esta proyección de gasto público, se considera una convergencia gradual hacia el balance estructural desde el déficit fiscal estructural de este año 2021 que, con la información disponible, se ubicará entre 9% y 10% del PIB. La trayectoria de balance estructural que se supone en este ejercicio considera una reducción gradual del balance cíclicamente ajustado (BCA), llegando a 0% del PIB en 2029 y manteniendo esa meta hasta fines del horizonte de proyección (Figura A9-6)

Figura A9-6: Metas de balance estructural (% del PIB).

Fuente: Elaboración propia.

Estas metas de balance cíclicamente ajustado, dados los ingresos estructurales, generan los espacios de gasto en el horizonte de proyección que se muestran en la Figura A9-7.

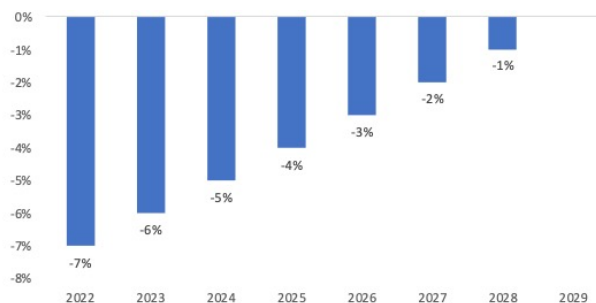
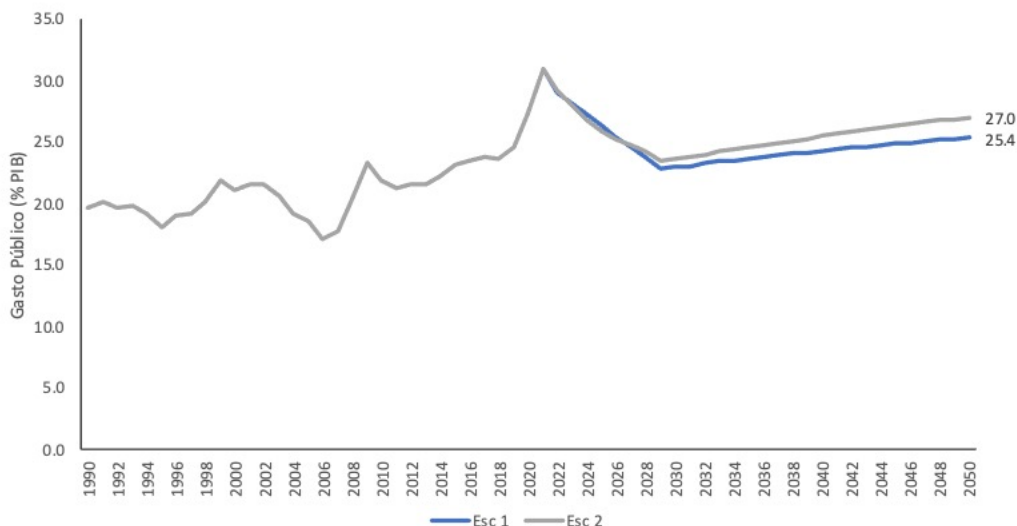


Figura A9-7: Gasto público (% del PIB).

Fuente: Elaboración propia.



Asumiendo que los déficits fiscales efectivos que se producen en el horizonte de proyección se financian totalmente con deuda pública, lo que es un supuesto razonable dado el intenso uso de activos soberanos durante los últimos dos años, la trayectoria de la deuda pública sería en cada escenario, la que se muestra en la Figura A9-8. De acuerdo con esto, en ambos escenarios se produce un incremento de la deuda en el período de consolidación fiscal, pasando esta desde 33% del PIB en 2020 a un máximo de 54% del PIB en el primer escenario y a un máximo de 50% del PIB en el segundo escenario, para luego converger a 40% y 35% del PIB, hacia fines del horizonte de proyección, respectivamente.

Figura A9-8: Evolución de la deuda pública (% del PIB).

Fuente: Elaboración propia.

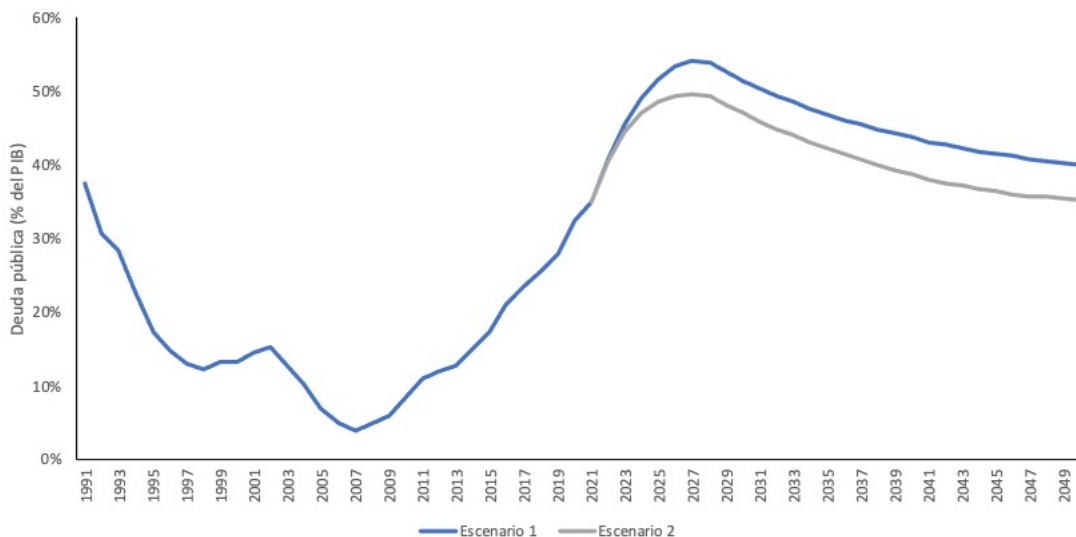


Figura A9-9: Metas finales de balance estructural (% del PIB).

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, se terminó utilizando una meta de balance estructural alternativa, donde a diferencia de la Figura A9-6, se acelera el cierre del déficit, pero se mantiene una meta negativa en el largo plazo de 0,75% del PIB (ver Figura A9-9). La evolución de la deuda resultante de estas modificaciones se muestra en la Figura A9-10.

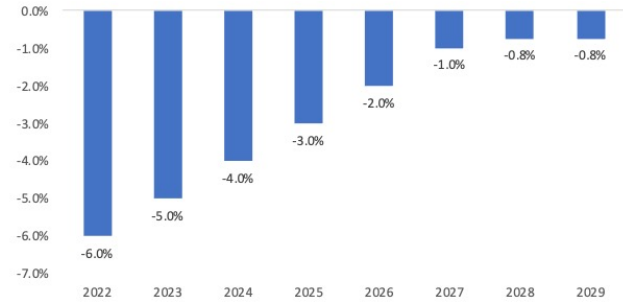
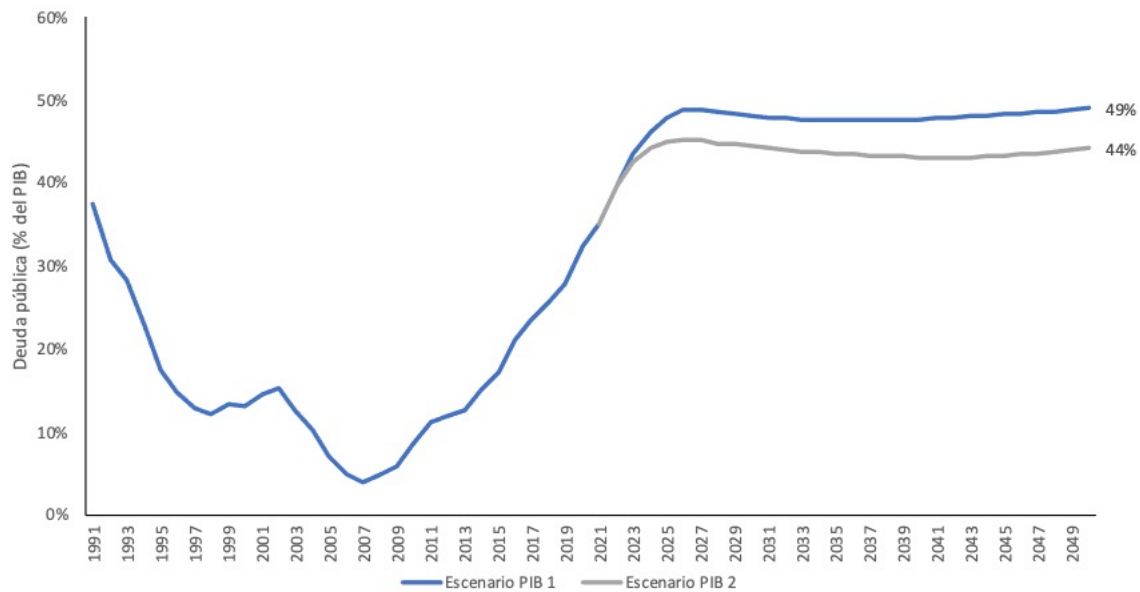


Figura A9-10: Evolución de la deuda pública (% del PIB).

Fuente: Elaboración propia.



Anexo 10: Estructura de gasto en hogares chilenos

Figura A10-1: Gasto adicional como porcentaje del ingreso disponible con consumo inelástico.

Fuente: Elaboración propia.

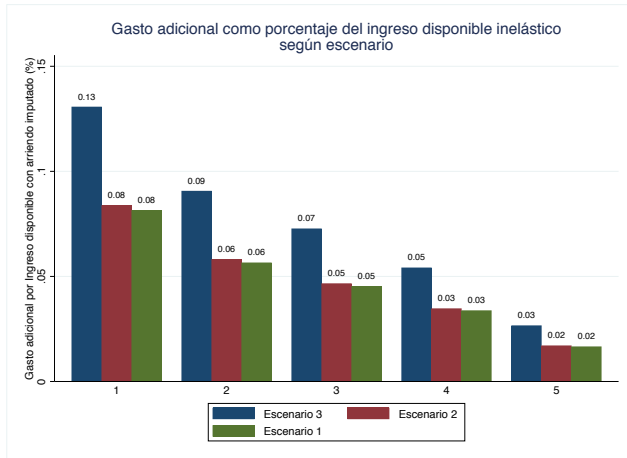


Figura A10-2: Gasto adicional como porcentaje del ingreso disponible con consumo inelástico.

Fuente: Elaboración propia.

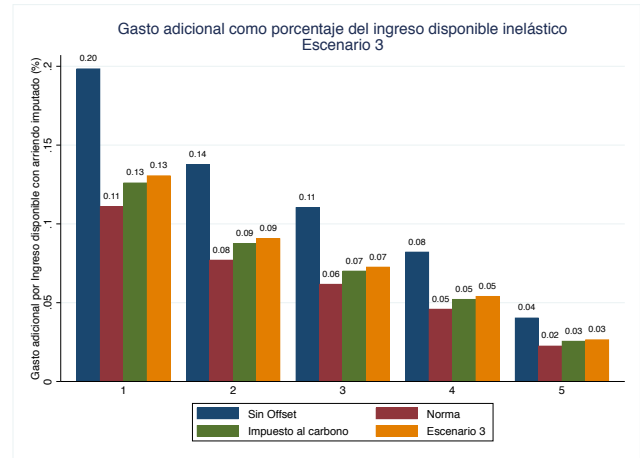


Figura A10-3: Gasto mensual adicional por quintil con consumo inelástico.

Fuente: Elaboración propia.

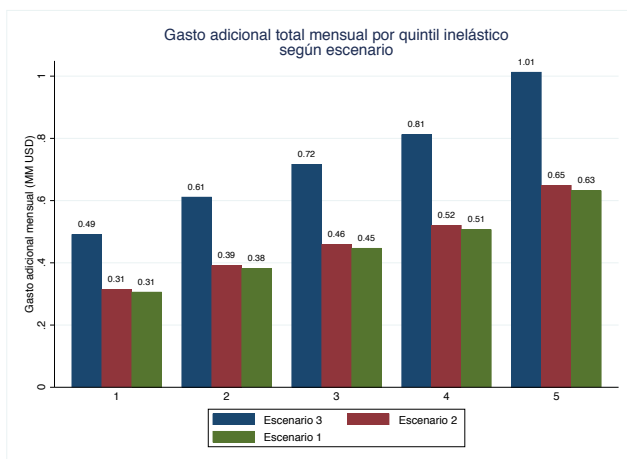
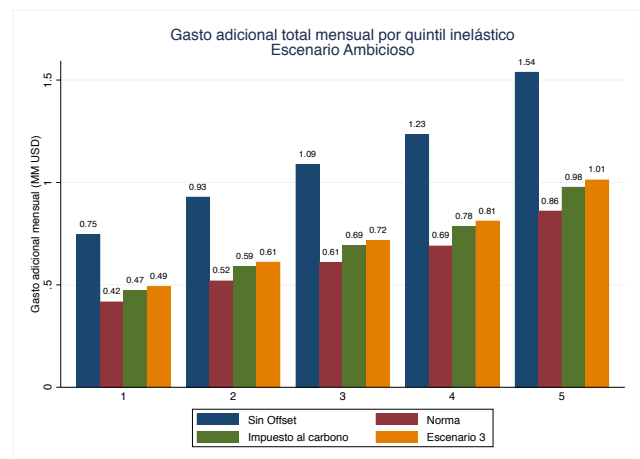


Figura A10-4: Gasto mensual adicional por quintil con consumo inelástico.

Fuente: Elaboración propia.



Anexo 11: Efecto distributivo sin elasticidad

Figura A11-1: Gasto adicional como porcentaje del ingreso disponible con consumo inelástico.

Fuente: Elaboración propia.

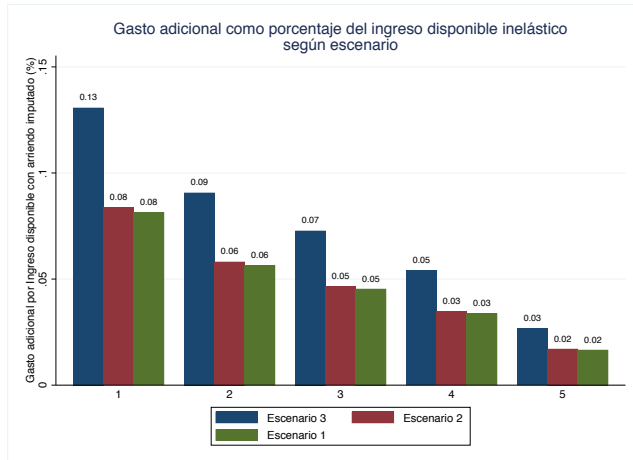


Figura A11-2: Gasto adicional como porcentaje del ingreso disponible con consumo inelástico.

Fuente: Elaboración propia.

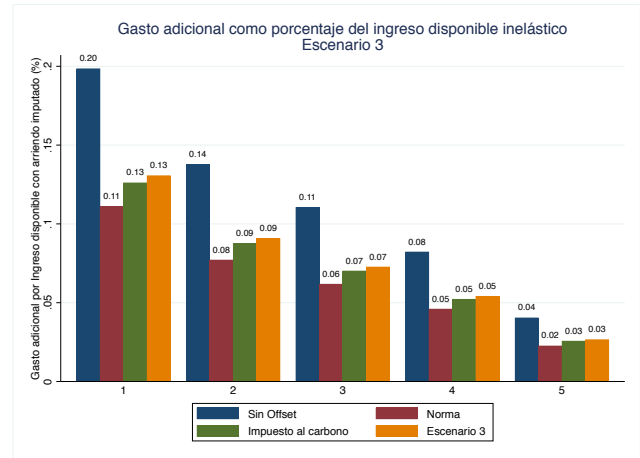


Figura A11-3: Gasto mensual adicional por quintil con consumo inelástico.

Fuente: Elaboración propia.

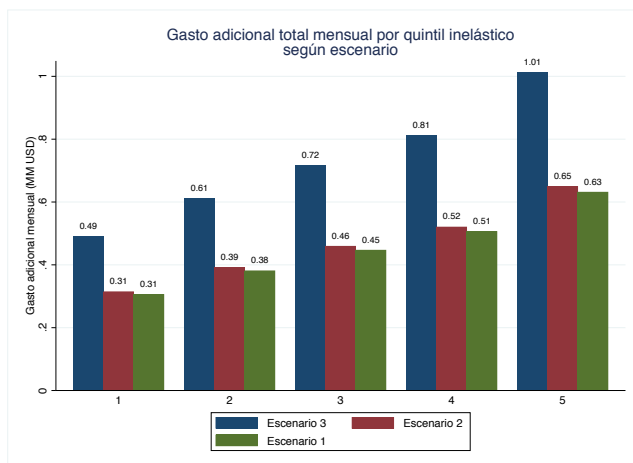
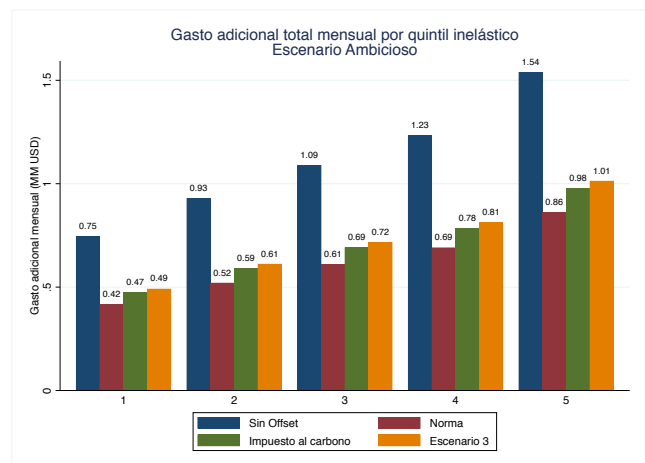


Figura A11-4: Gasto mensual adicional por quintil con consumo inelástico.

Fuente: Elaboración propia.



Anexo 12: Supuestos de crecimiento del PIB

Con el objetivo de capturar dos sendas de recuperación de la economía post COVID con la información actual se presentan los siguientes escenarios, con el punto de partida en 2020 con una contracción del PIB observada de 5,8%.

1) Año 2021: En base a expectativas de mercado recogidas en informes semanales de JP Morgan, se pronostica una tasa de crecimiento de 7,5%. Cabe destacar que esta tasa de crecimiento se ubica sobre la proyección de consenso de la Encuesta de Expectativas Económicas del Banco Central de junio (7%), pero, al mismo tiempo, es inferior al escenario propuesto por el Ipom del mismo mes que señala para 2021 un crecimiento entre 8,5% a 9,5%.

Año 2022: Se continua con las perspectivas de mercado con un crecimiento de 2,8%, la que además está en el rango del IPOM del Banco Central de 2% a 3%

Año 2023 – 2050: Se toma una progresión geométrica para llegar al crecimiento de largo plazo de la economía del 1% que se alcanzaría en 2050.

2) Esta senda de crecimiento actualiza a las perspectivas actuales el escenario elaborado por la Dipres en enero de 2021 por tanto se sigue las proyecciones del documento ESTIMACIÓN DE LOS INGRESOS FISCALES EN EL LARGO PLAZO 2020-2060 como sigue:

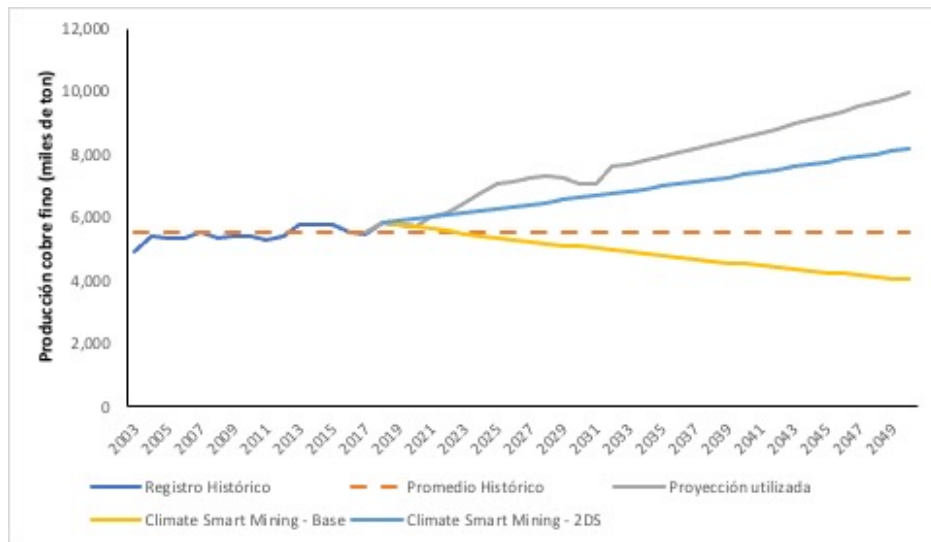
- a. 2021-2030: 3,1%, considerando la contracción de 2020 el promedio queda en 2,3%
- b. 2031-2040: 2,1%
- c. 2041-2050: 1,6%

Anexo 13: Comparación proyección de Minería

Para estimar el crecimiento tendencial del PIB total se añade la proyección del crecimiento del sector minero. Esta se basa en información de Cochilco y el análisis de la evolución histórica de la ley del cobre. Como ha sido la tónica de los últimos años, se espera un crecimiento menor al del PIB no minero: 2% para los próximos diez años. La proyección de producción minera utilizada para estimar los ingresos fiscales mineros corresponde a la publicada por Cochilco. Por otro lado, Climate Smart Mining del Banco Mundial posee una estimación para la producción mundial de cobre en 2050 bajo un escenario base y uno que lograría controlar el calentamiento global bajo 2°C (2DS). Asumiendo que la participación de Chile se mantiene constante, y utilizando la tasa de crecimiento anual compuesta implícita, se obtienen las trayectorias que se muestran en la Figura A13-1.

Figura A13-1: Producción de Cobre.

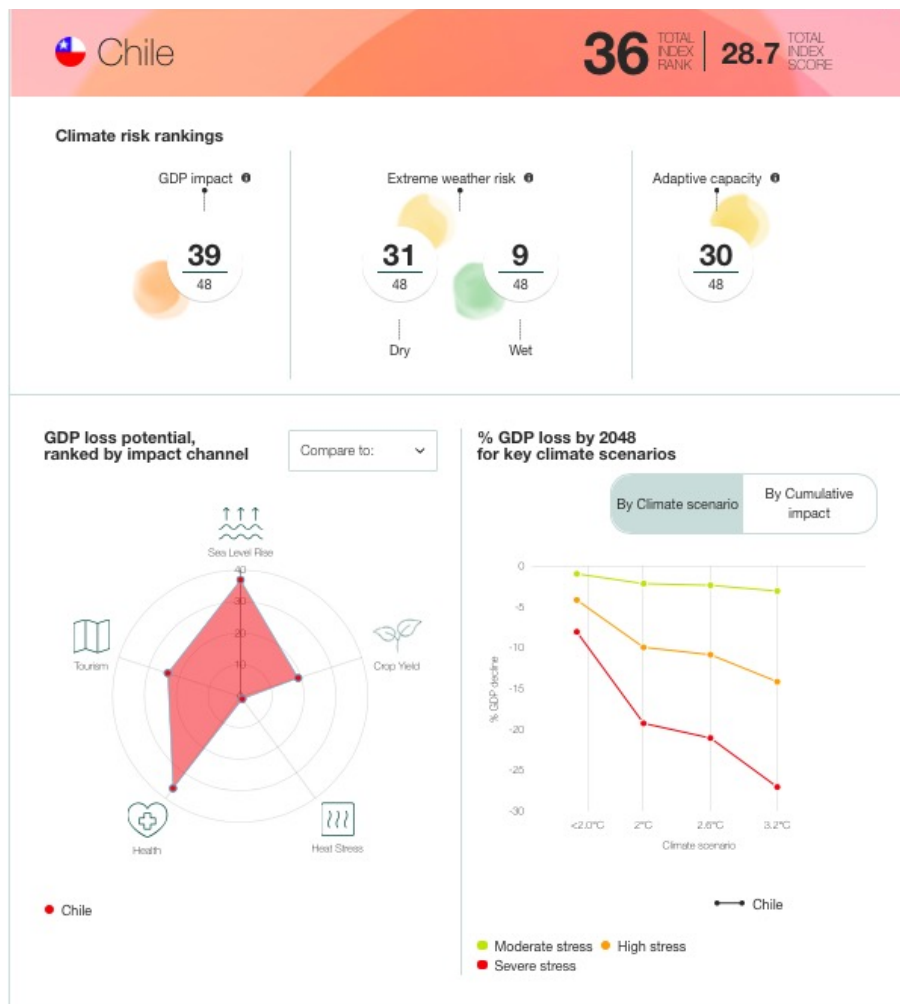
Fuente: Elaboración propia.



En esta Figura se puede ver que la proyección utilizada en este estudio es superior a la de Climate Smart Mining. Sin embargo, a nivel de producción adicional las proyecciones son similares (la diferencia entre promedio histórico y proyección utilizada es similar a la diferencia entre escenario Base y 2DS de Climate Smart Mining).

Anexo 14: Estudio Swiss Re Institute

Swiss Re Institute simuló el impacto económico que generaría distintos aumentos de temperatura para 48 países, incluido Chile. Ocuparon el modelo de Moody's Analytics que considera 6 canales de impacto. A continuación, se muestra el detalle de los resultados para Chile.



La figura del panel inferior derecho muestra la pérdida de PIB al 2048 con respecto a un escenario sin calentamiento global. Estos deben ser analizados con cautela, ya que, para considerar el impacto de canales no estimados, se multiplicó directamente el impacto negativo por 5 (High Stress) y por 10 (Severe Stress). La curva de Moderate Stress muestra que si seguimos con la trayectoria actual llegando probablemente a 2.6°C e medio siglo, se perdería 2.3% del PIB al 2048. En cambio, si se logra mantener el aumento de temperatura bajo los 2°C el impacto se limitaría a 0.9% del PIB al 2048.

Anexo 15: Transporte

Existen diferentes estudios que analizan el mercado del transporte. Busse, Knittel & Zettelmeyer (2013) analizan cómo impactan las perspectivas de costos de operación en la compra de autos nuevos. Para eso, observan las proyecciones de costo del combustible para diferentes momentos del tiempo (ver Figura a continuación) y analizan cómo impacta esta información en la venta de autos nuevos y usados (estos últimos tienen una cantidad fija).

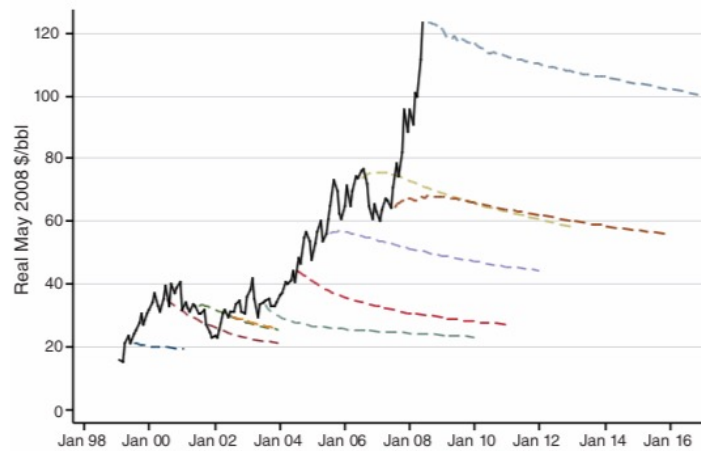
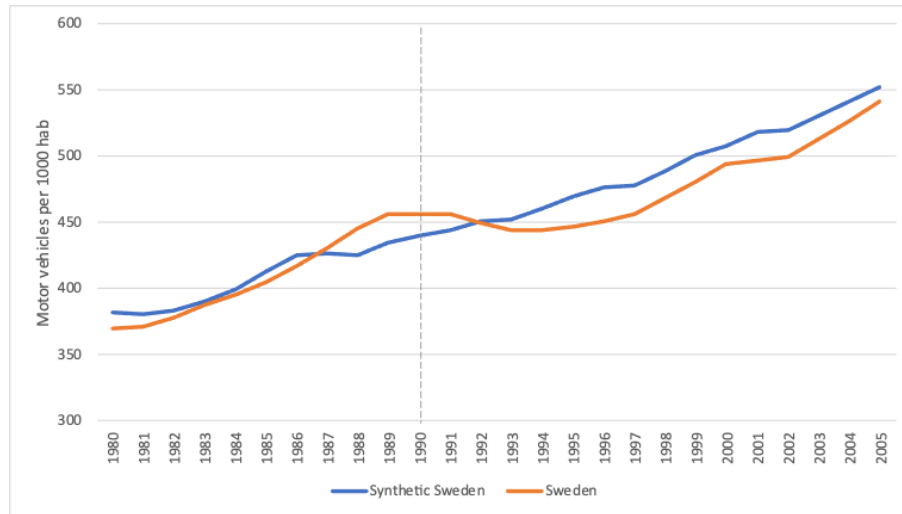


FIGURE 4. CRUDE SPOT AND FUTURES PRICES DURING OUR SAMPLE

Notes: Solid line is front month contract; forward curves taken every May. Forward curves inflation adjusted according to their trade date, not their contract date.

Ellos encuentran que efectivamente los compradores de autos son sensibles al costo de los combustibles futuros, donde un aumento de 1 dólar por galón genera que los autos nuevos del rango menos eficientes disminuyan en 27,1%. Además, encuentran que las tasas de descuento implícitas se encuentran principalmente en el rango 1,9-11,6% nominal en autos nuevos. Esta evidencia respalda que un impuesto al combustible o al carbono (que cambiaría la proyección futura de los precios) podría afectar el comportamiento de los compradores de autos.

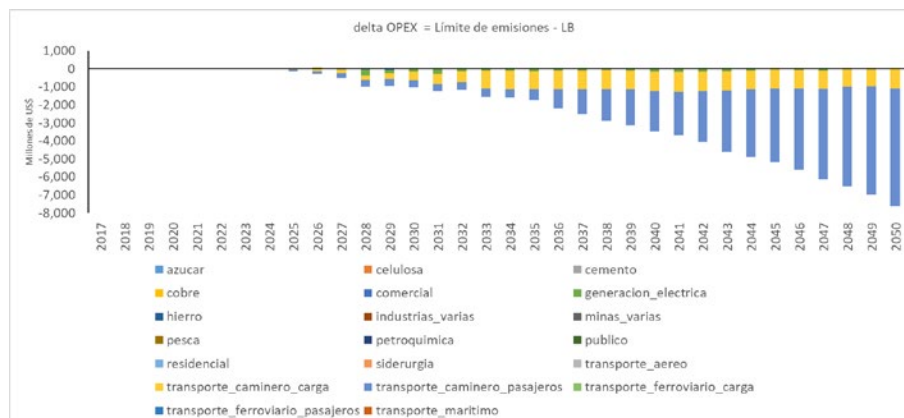
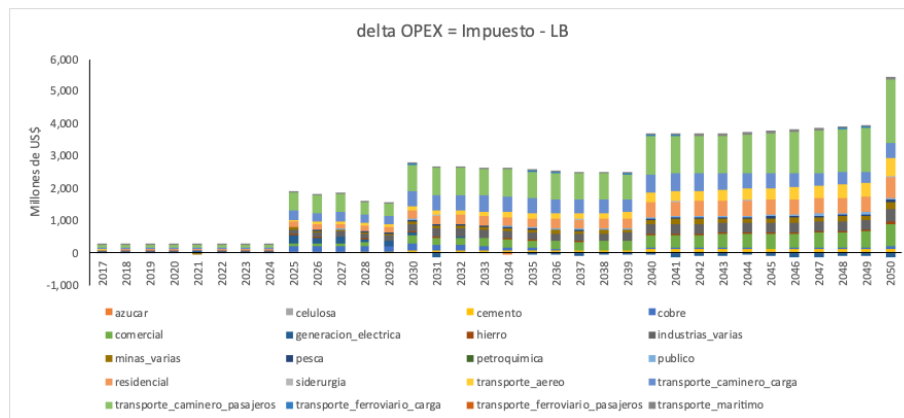
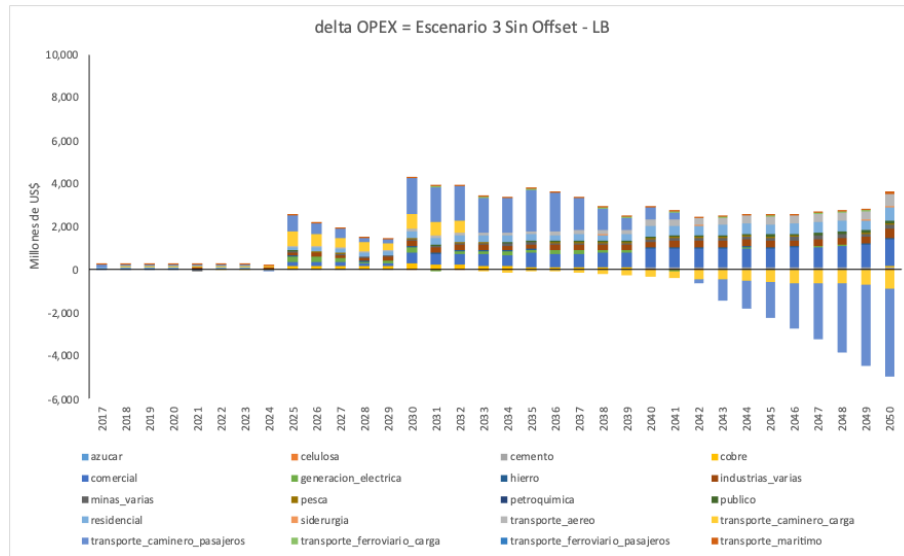
Respecto de evidencia específica para el impacto de instrumentos económicos, Andersson (2019) evalúa el impuesto al carbono en Suecia. Él utiliza la estrategia de controles sintéticos donde usa la tasa de motorización para definir la Suecia Sintética (ya que en un caso estándar de diferencias en diferencias sería un mal control al estar afectado por el tratamiento). En el siguiente gráfico se compara la tasa de motorización de Suecia y el control sintético de Suecia ocupado por Andersson.

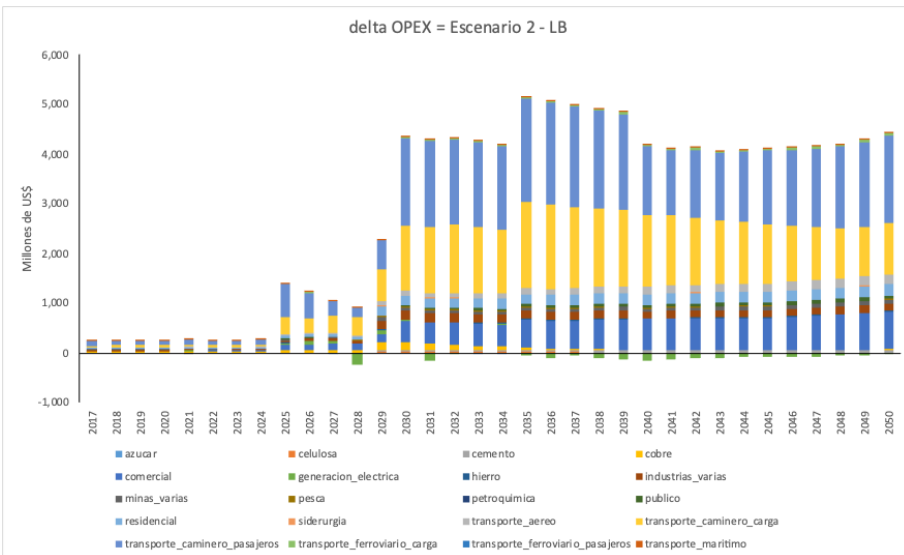
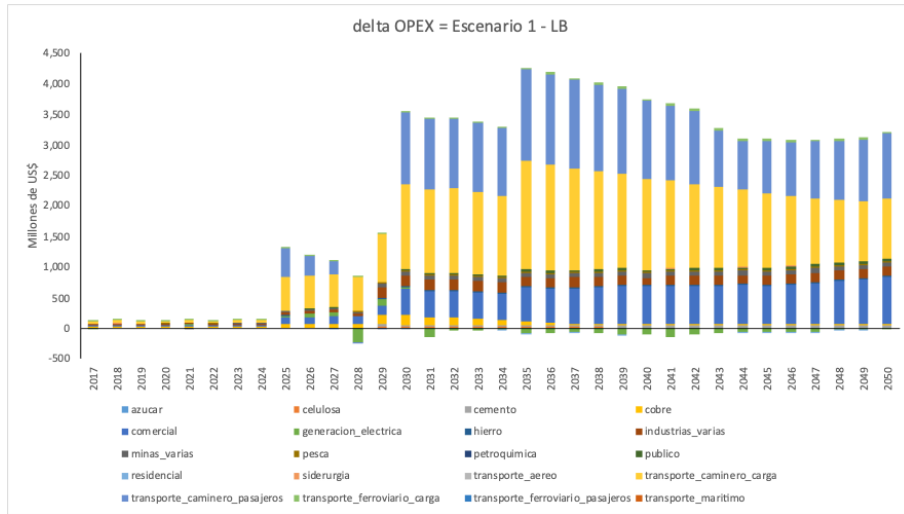
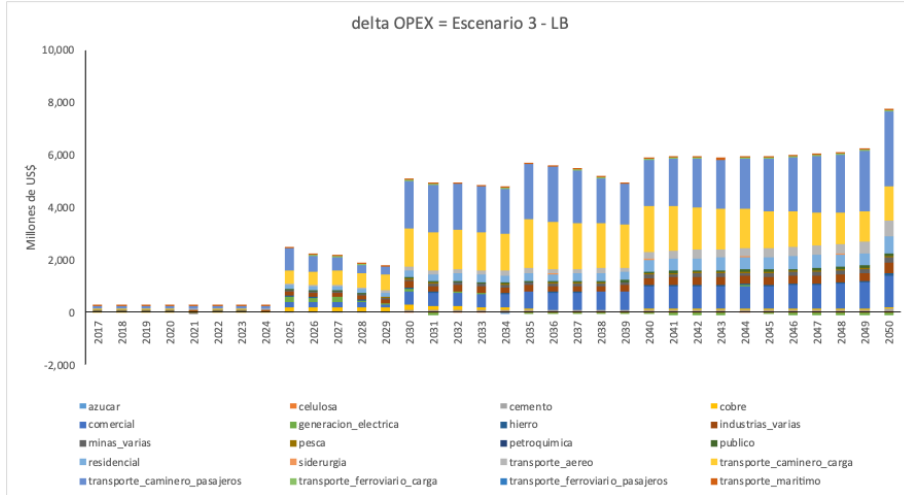


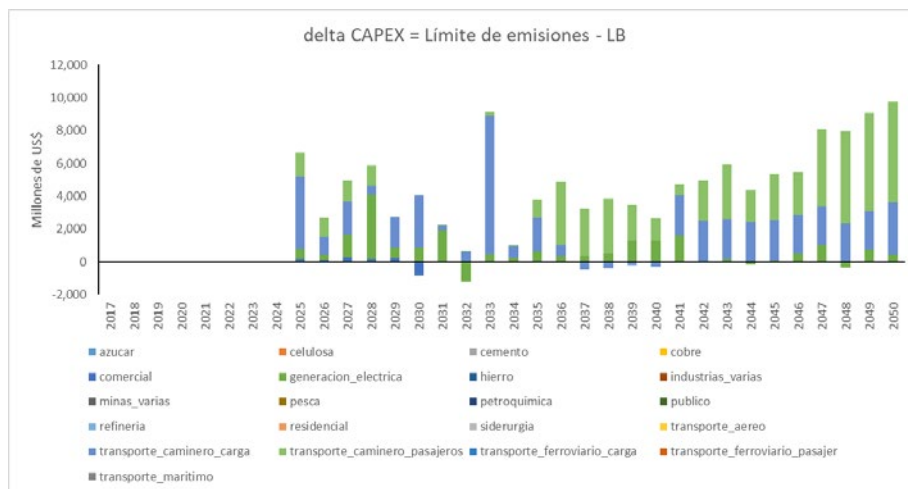
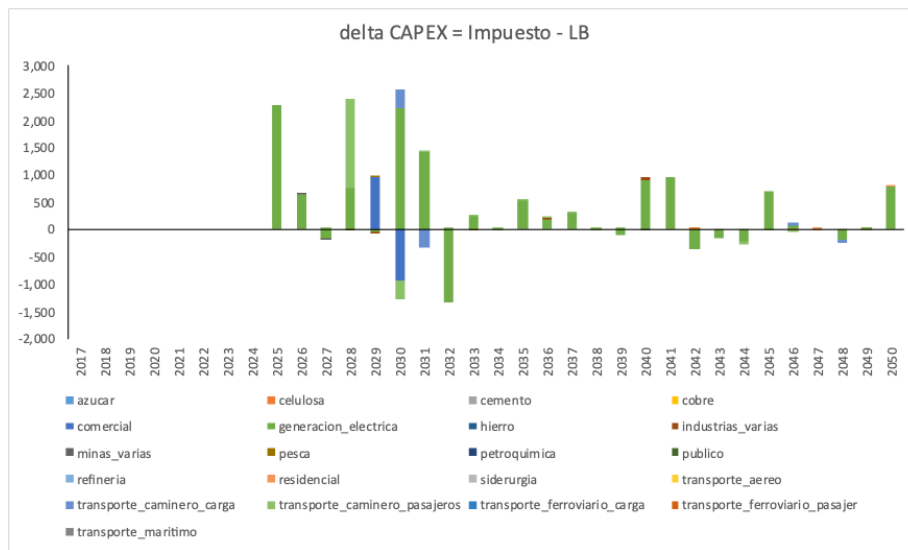
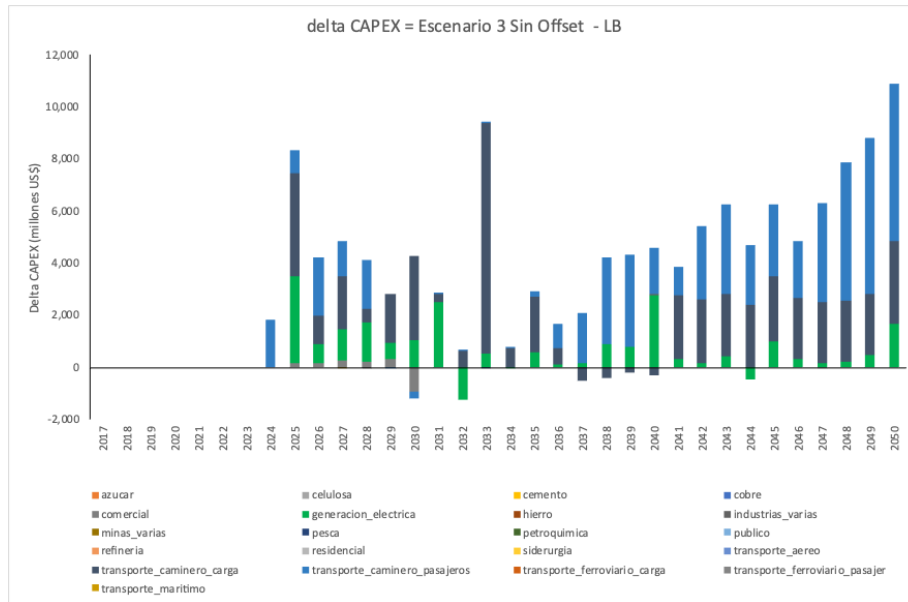
El impuesto al carbono empieza a regir en 1990 donde se observa un efecto en la tasa de motorización, esta no vuelve a su nivel pre-impuesto hasta recién 1998. Si bien este estudio no se realizó para medir el impacto causal en tasa de motorización, sí se encontró una reducción significativa de emisiones en el sector transporte. Del gráfico anterior podemos intuir que esta reducción pareciera ser empujada no solo por el cambio a vehículos más eficientes y menor consumo, sino también por un cambio modal.

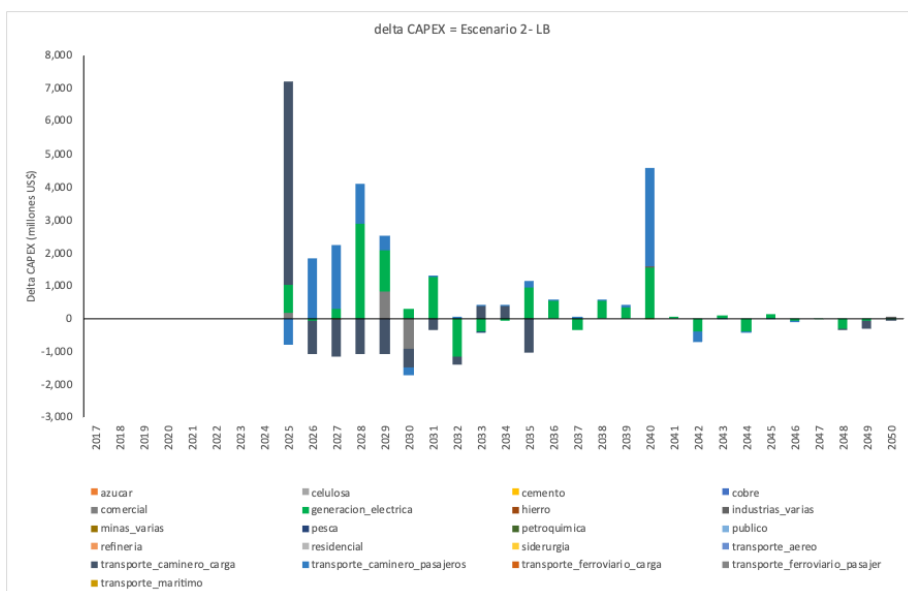
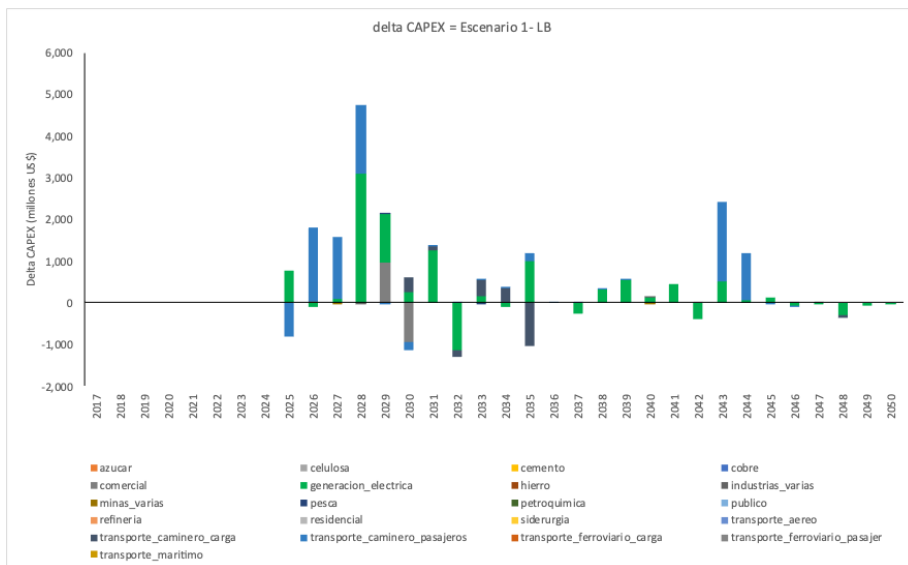
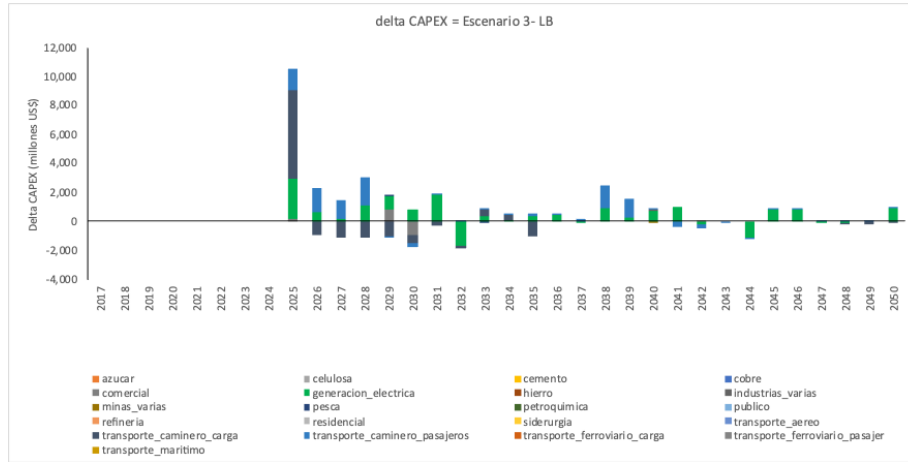
Barahona, Gallego & Montero (2020), conscientes de diferentes incentivos que mueven el mercado automotriz, desarrollan un modelo de este mercado con el fin de evaluar distintas intervenciones. En su modelo de consumidores heterogéneos, los hogares pueden elegir entre distintas calidades de autos (o no comprar) y distintas distancias a recorrer. Esto permite evaluar los canales anteriormente descritos (sustitución entre tipos de autos, nivel de consumo y cambio modal) pero al no considerarse progreso tecnológico, dificultaría una simulación de largo plazo (donde se espera que entren vehículos eléctricos a batería y celdas de hidrógeno).

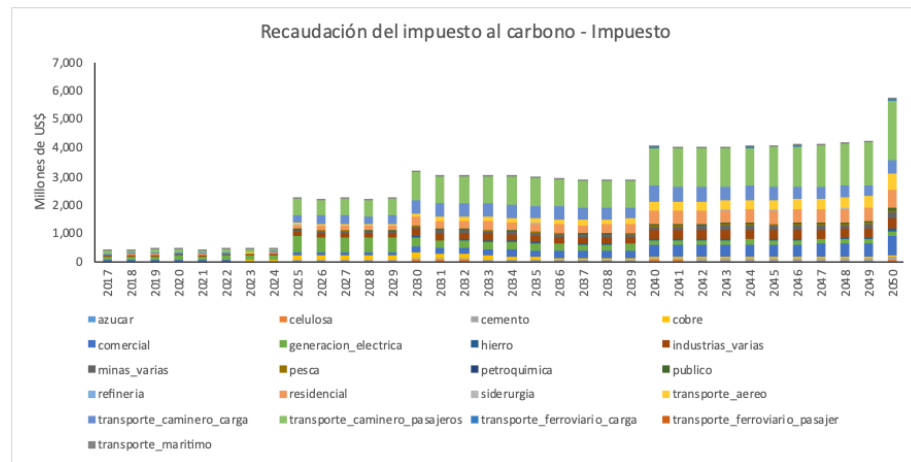
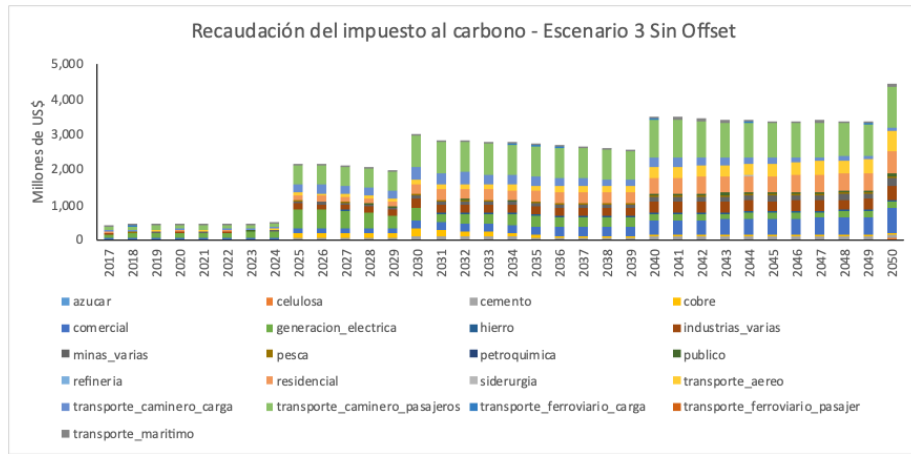
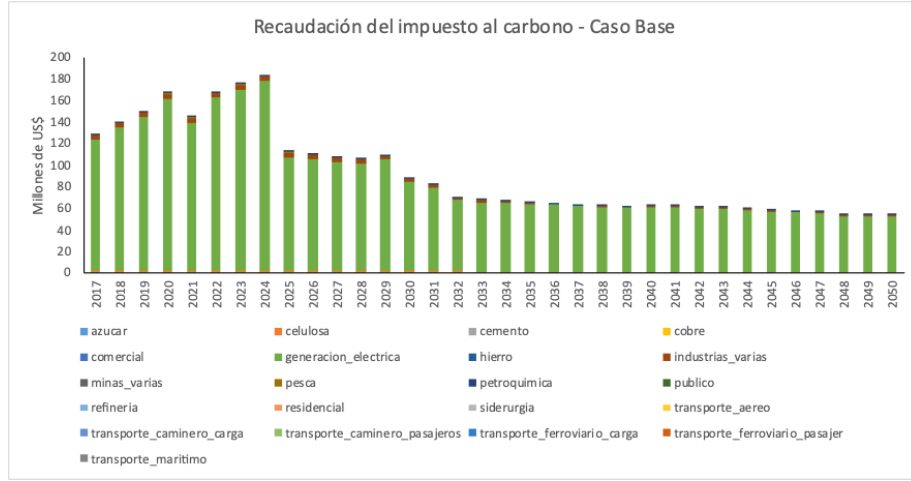
Anexo 16: Desagregación de OPEX, CAPEX y recaudación

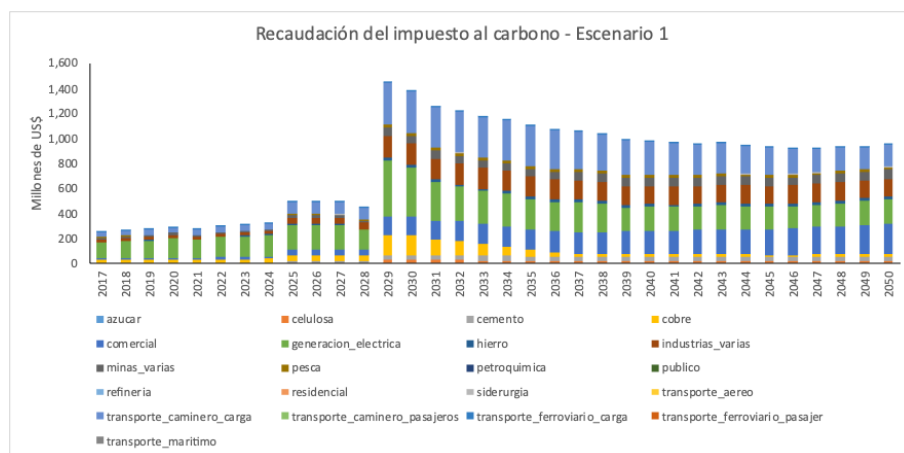
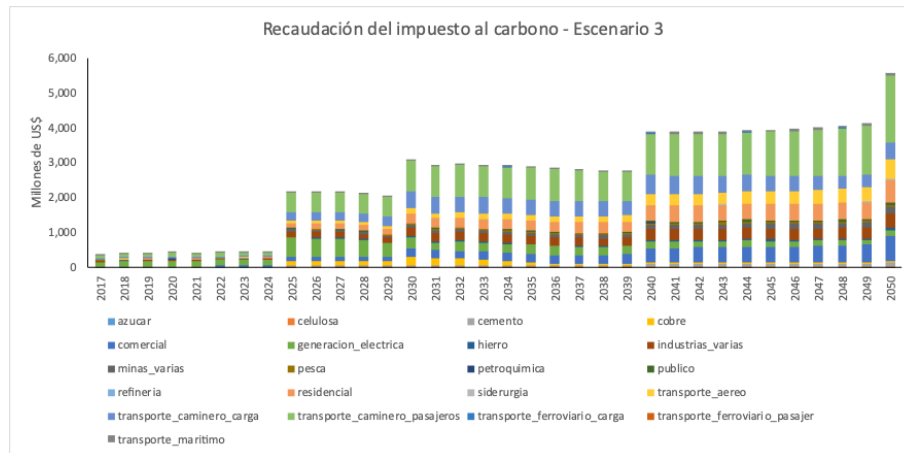
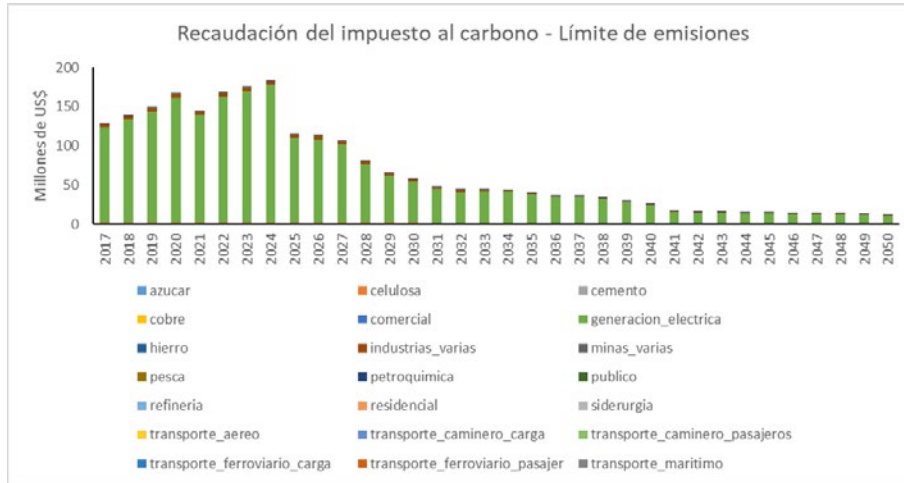












Anexo 17: Resultados de Talleres de participación

A17.1. Descripción general

En el marco del estudio está contemplado un proceso participativo que involucra la realización de 4 talleres. Como aspecto general se plantean los siguientes ámbitos distintivos del objetivo del proceso participativo:

- Informar del proceso y proyecto a distintas instituciones relacionadas, especialistas sectoriales y otros representantes de la sociedad.
- Recibir insumos relevantes que puedan ser considerados en el desarrollo del estudio y sus distintas etapas de análisis: información base, escenario de referencia, escenarios de instrumentos económicos, aspectos metodológicos, entre otros.

De esta forma se articula un proceso que culmina con la consulta ciudadana de las propuestas que emanen del estudio y decisiones que tomen los ministerios.

En este contexto se realizó la siguiente secuencia de talleres:

Taller 1: Descripción del proyecto, su alcance, metodología y plan de trabajo.

Taller 2, 3: Presentación de escenarios de referencia y resultados preliminares y aspectos analizados, separados en grupos sectoriales (Taller 2) y un grupo de representantes más transversales (Taller 3).

Presentación de resultados: corresponde al taller de cierre presentando los resultados del estudio y capturando las reacciones de los participantes de manera que puedan ser considerados para la propuesta final que será presentada en la consulta ciudadana.

La siguiente figura resume el proceso participativo, detallando el objetivo de cada taller y los resultados esperados.

Figura A17-1. Proceso participativo.

Fuente: Elaboración propia.

Consecuentemente, a modo de ejemplo, para el primer taller realizado el día 8 de julio, se contemplaron las presentaciones y actividades detalladas en la siguiente figura.

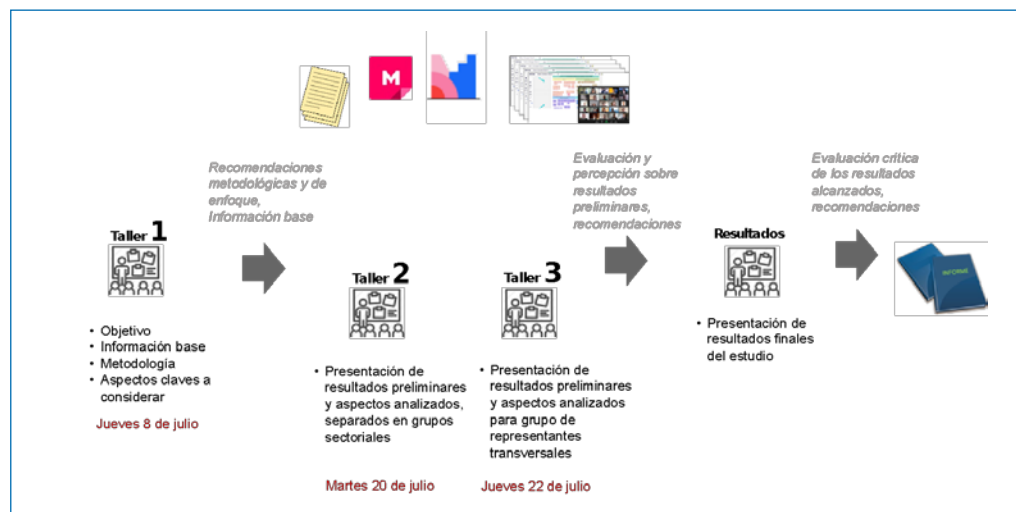


Figura A17-2. Invitación y programa taller 1.

Taller: Instrumentos Económicos para la Transición Energética




En el marco del proyecto "Recomendaciones y pasos necesarios para desplegar un esquema de instrumentos económicos que catalice la transición energética necesaria para cumplir con la NDC de Chile y el objetivo de cero emisiones de GEI" impulsado por el Ministerio de Energía y Banco Mundial, tenemos el agrado de invitarlos a participar en una serie de 3 talleres que se inician el día 8 de julio de 2021. Su generosa contribución cumplirá un rol clave para el éxito de esta iniciativa. En este primer taller, en conjunto con el equipo consultor del proyecto, abordaremos la siguiente agenda:

Bienvenida autoridades	10:00 – 10:10 hrs
- Carlos Barriá – Jefe de la División de Políticas y Estudios Energéticos y Ambientales, Ministerio de Energía - Janina Franco – Especialista Senior en Energía, Banco Mundial	
Descripción general del proyecto (objetivos, metas)	10:10 – 10:20 hrs
- Francisco Dall’Orso – Profesional de Cambio Climático, División de Políticas y Estudios Energéticos y Ambientales, Ministerio de Energía	
Presentación de metodología y plan de trabajo	10:20 – 10:40 hrs
- Luis Gonzales, CLAPES UC - Rodrigo Palma, Centro de Energía, FCFM, Universidad de Chile	
Ronda de preguntas	10:40 – 11:00 hrs
Cierre de taller	

<https://zoom.us/j/91028075323>

Favor confirmar su participación a Myriam Reyes (mreyes@centroenergia.cl)






En el caso de los talleres 2 y 3, la estructura detallada en la siguiente invitación fue la misma.

Figura A17-3. Invitación y programa talleres 2 y 3.

Taller 3: Instrumentos Económicos para la Transición Energética




En el marco del proyecto "Recomendaciones y pasos necesarios para desplegar un esquema de instrumentos económicos que catalice la transición energética necesaria para cumplir con la NDC de Chile y el objetivo de cero emisiones de GEI" impulsado por el Ministerio de Energía y Banco Mundial, tenemos el agrado de invitarlos a participar en el tercer taller el día 22 de julio de 2021. Agradecemos nuevamente su apoyo en esta iniciativa, donde sus aportes son claves. En este segundo taller, en conjunto con el equipo consultor del proyecto, abordaremos la siguiente agenda:

Bienvenida autoridades	9:30 – 9:40 hrs
- Carlos Barriá, Jefe de la División de Políticas y Estudios Energéticos y Ambientales, Ministerio de Energía	
Presentación de estado de avance	9:40 – 10:15 hrs
- Luis Gonzales, CLAPES UC - Rodrigo Palma, Centro de Energía, FCFM, Universidad de Chile	
Ronda de preguntas	10:15 – 10:30 hrs
Trabajo en mesas	10:30 – 11:00 hrs
Cierre de taller	

<https://zoom.us/j/91028075323>

Favor confirmar su participación a Myriam Reyes (mreyes@centroenergia.cl)






Como herramientas de interacción con los invitados se utilizó:

- **Mentimeter** como mecanismo de consulta sobre percepciones y opiniones.
- **Mural** con el fin de entregar comentarios y sugerencias en los distintos ámbitos.
- **Archivos de Word y Power point** compartidos en formato online.
- **Preguntas abiertas y comentarios** durante el taller, las que fueron respondidas por los responsables temáticos del ministerio y equipo consultor.

En el caso de los talleres 2 y 3, después del trabajo en plenaria, se pasó a una dinámica de trabajos en mesas moderadas por parte del equipo coordinador. De esta forma se fomentó un diálogo más cercano de manera de poder profundizar algunos aspectos específicos.

Las asistencias a los talleres fueron las siguientes considerando conexiones de al menos 45 minutos:

- Taller 1: 63 asistentes.
- Taller 2: 61 asistentes.
- Taller 3: 26 asistentes.

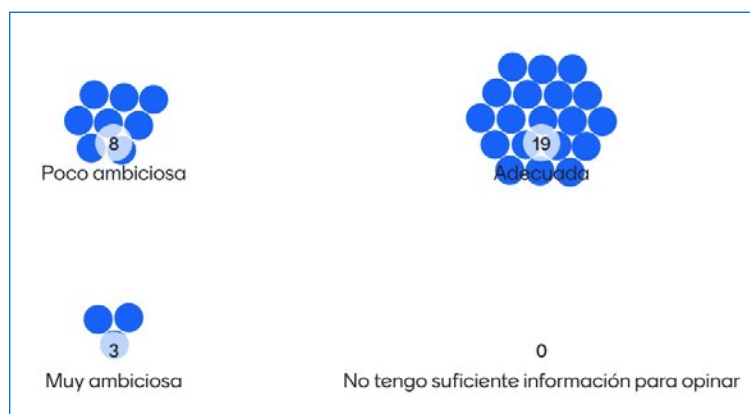
A17.2. Resultados del taller de lanzamiento

En relación a las consultas del inicio del taller se obtuvieron las siguientes reacciones:

1. ¿Cuál es evaluación sobre el nivel de ambición de la NDC actualizada de Chile?

Las respuestas recibidas mostraron la tendencia hacia la percepción de que la ambición de la NDC es **Adecuada** (19/30). Sin embargo, un grupo no menor consideró que ésta es **Poco ambiciosa** (8/30). Mientras unos pocos la calificaron de **Muy ambiciosa** (3/30).

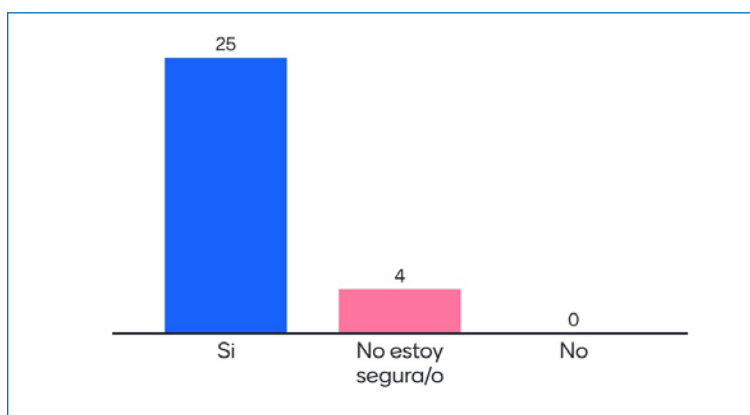
Figura A17-3.
Invitación y programa talleres 2 y 3.



2. ¿Cree que el hidrógeno verde puede ser una oportunidad de desarrollo para el país?

La gran mayoría de los participantes de la encuesta se mostraron de acuerdo con que el H2 verde es una oportunidad de desarrollo para el país (25/29) Mientras unos pocos se mostraron No seguras/os con el planteamiento (4/29).

Figura A17-5
Reacciones de asistentes a pregunta 2



3. ¿Cuáles son las principales barreras para el desarrollo del hidrógeno verde?

En esta pregunta se recibieron variadas respuestas que se pueden agrupar en las siguientes dimensiones:

- Financiamiento:** se hizo hincapié en el alto costo que conlleva el desarrollo del hidrógeno verde a la vez que se verifica una falta de financiamiento su implementación. Se destaca la falta de subsidios, de señales de mercado que orienten la demanda y la inversión;
- Regulación:** se destaca la falta de normativas asociadas al desarrollo del hidrógeno verde; Certificaciones actuales no contemplan el H2; la competencia con otro combustible como el subsidio al diésel u otros combustibles fósiles (bajo impuesto del diésel); No existe “premio a la descarbonización; se requiere mayor participación del Estado; entre otras.
- Desarrollo tecnológico:** No se cuenta con el desarrollo tecnológico ni las capacidades técnicas adecuadas para la implementación del H2 verde; Tampoco se cuenta con la infraestructura adecuada (ej.: Falta de líneas de transmisión); Asimismo, falta el desarrollo de Innovación (I+D); se requiere priorizar una tecnología (ej. Electromovilidad, o Fertilizantes, o Producción de acero, etc.).
- Económicas:** La existencia de países competidores más cercanos a los centros de consumo de hidrógeno.
- Otro:** Estabilidad política.

Figura A17-6.
Reacciones de asistentes a pregunta introductoria.



4. En relación a los comentarios y consultas, éstas se resumen de la siguiente forma:

a) Consultas/comentarios sobre el **objetivo del estudio y trabajo en los talleres:**

- Se manifiesta en general que las presentaciones y metodologías presentadas fueron claras.

b) **Información base requerida:** Consultas/comentarios sobre el objetivo del estudio y trabajo en los talleres:

- Me parece adecuada en general, pero igual debe explicitarse lo relacionado con la parte térmica. Estrategia de Calor y Frío; Estrategia de Transición energética residencial, etc.; y políticas de sectores relacionados; Estrategia Climática de Largo plazo, etc.
- Escenarios de riesgo frente a riesgos climáticos: olas de calor, olas de frío, eventos extremos que afecten infraestructura crítica, sequías, etc.
- Análisis de necesidades tecnológicas de las industrias emisoras y potencialmente afectas.
- Mejorar información de base sobre emisiones/sectores no regulados.

c) **Aspectos/temas que debieran considerarse:** Temas que considero relevante que sean incorporados en el análisis, ya se de forma cuantitativa o bien cualitativamente.

- Algo importante a considerar son las fugas de carbono en mercados internacionales de uso domésticos o para exportación.
- Relacionado con fugas, aquellas que se dan en los procesos de producción de hidrocarburos, de las que poco se habla.
- Medidas de flexibilidad, como compensaciones y reutilización de ingresos.
- Análisis de costo eficiencia en tecnologías limpias para evaluar el potencial de recambio en industrias afectas.
- Instrumentos de contención al alza pronunciada de precios a las emisiones o progresividad de estos.
- Se deben tener en consideración las transformaciones que ya están ocurriendo en sectores emisores y las barreras que puedan estar ocurriendo en otros, por ejemplo, salida de centrales a carbón y entrada de vehículos eléctricos
- Traspaso de costos a usuarios finales.
- Elasticidad de precios en bienes y servicios afectos al precio al carbono.
- Como se considera en este tipo de modelos el carbón leaking que podría darse en algunas industrias.
- Cuando se trata de instrumentos fiscales, ¿se considerará alguna componente local?, ello para evitar la repetición de la idea de zonas de sacrificio.

d) **Instrumentos económicos:** Comentarios o sugerencias respecto de los instrumentos económicos que se considerarán en el análisis.

- Me parecen adecuado. Estoy por perfeccionar instrumentos sobre el generar nuevos.
- ¿El aumento de ambición del impuesto es alcance o precio?
- Las evaluaciones de los costos e impuestos incluirán aspectos sociales. Exista una distribución equitativa de los impuestos.
- Cómo se coordinará el trabajo/escenarios del estudio para combustibles fósiles considerando la moción parlamentaria para una rebaja de 50% cuando hay shocks económicos...
- ¿Se podrá incluir en el análisis la iniciativa de ley actualmente en el Congreso que apunta a disminuir el impuesto a los combustibles...y el impacto que generaría para alcanzar las metas NDC y CN?
- El estudio sólo considera aumento de impuestos. ¿Por qué no analizar reducción?
- El objetivo de los instrumentos, ¿maximizar recaudaciones o maximizar incentivos a la reducción de emisiones?

- No se entienden los escenarios de “mayor ambición”, considerando que lo que se busca es lograr de modo más costo-efectivo las metas de la NDC y de carbono neutralidad, combinando instrumentos económicos con medidas de comando y control.

e) **Aspectos metodológicos:** Comentarios o sugerencias respecto de los modelos sectoriales, modelos macroeconómicos u otros aspectos metodológicos presentados.

- En el proceso de evaluación se me dificulta visualizar como entran las variables ambientales (¿en los beneficios? ¿en los costos? ¿en ambos?).
- Quizás sería bueno tener un poco más de detalle de cómo será el proceso/metodología.

A17.3. Síntesis de los talleres

A partir de los comentarios y sugerencias surgidos en los tres talleres fue posible sintetizar los resultados en las seis dimensiones detalladas en la siguiente figura.

Figura A17-7
Dimensiones de análisis.



A continuación, se detallan las recomendaciones y factores relevantes identificados en las distintas dimensiones. Cabe mencionar que muchos de los factores impactan a más de una dimensión. Sin embargo, en la clasificación se ha optado por clasificar cada aspecto en la dimensión más cercana al comentario o recomendación recibidos. La síntesis ordenada de los aspectos que se presentan a continuación son parte del cuerpo del documento.

Políticos:

- NDC mayoritariamente considerada adecuado pero un grupo la declara poco ambiciosa.
- Hidrógeno verde puede constituirse en una oportunidad para el desarrollo de Chile.
- Se requiere mayor participación del Estado.
- Se requiere de estabilidad política para poder implementar las propuestas.
- Conectar con Estrategia Climática de Largo Plazo.
- Priorizar sectores.
- ¿El objetivo de los instrumentos es maximizar recaudaciones o maximizar incentivos a la reducción de emisiones?
- No solo estabilidad política, sino también voluntad real de potenciar la matriz (potencial) energética renovable de Chile, asociada a una descarbonización agresiva de la matriz.

Ambientales:

- Subsidio al diésel no permite avance (externalidades no reflejadas)
- Escenarios de riesgo frente a riesgos climáticos: olas de calor, olas de frío, eventos extremos que afecten infraestructura crítica, sequías, etc.
- Mejorar información de base sobre emisiones/sectores no regulados.
- “Carbón leaking” que podría darse en algunas industrias. Emisiones de CO₂, CH₄ y huella de carbón son parámetros imprescindibles en todo desarrollo futuro de nuestra economía.
- Se consideran componentes locales para evitar zonas de sacrificio.
- En el proceso de evaluación se me dificulta visualizar como entran las variables ambientales (¿en los beneficios, en los costos o en ambos?).
- Se requieren buenos MRVs sectoriales.
- Considerar la eficiencia energética como instrumento para la reducción de emisiones.
- Efectos en emisiones asociadas al transporte internacional puede ser relevante (ejemplo transporte cobre).

Sociales:

- Se debe trabajar la transición energética a nivel residencial. Mas que residencial, debería ser comunitario (ya sea barrios, comunas o ciudades).
- Las evaluaciones de los costos e impuestos incluirán aspectos sociales. Exista una distribución equitativa de los impuestos.
- Cómo se coordinará el trabajo/escenarios del estudio para combustibles fósiles considerando la moción parlamentaria para una rebaja de 50% cuando hay shocks económicos.
- Subsidio a la demanda.
- Estudiar efectos en pobreza energética.
- Verificar efectos regresivos.

Económicos:

- Costo de desarrollo pueden ser muy altos. Costo de electrolizadores. El mundo está preocupado de esto.
- Existen barreras de financiamiento,
- Falta de subsidios,
- Falta de señales de mercado que orienten la demanda y la inversión,
- No existe “premio a la descarbonización”
- La existencia de países competidores más cercanos a los centros de consumo de hidrógeno.
- Análisis de costo eficiencia en tecnologías limpias para evaluar recambio.
- Considerar en análisis las transformaciones que ya están ocurriendo, i.e. salida de centrales a carbón y entrada de vehículos eléctricos. Esto también se transforma en un factor de incertidumbre.
- Traspaso de costos a usuarios finales.
- Elasticidades de precios de bienes y servicios afectos a precio al carbono.
- Adecuación del sistema de despacho de las centrales.
- Incorporar gráficos de costos marginales o incrementales de las distintas políticas o combinaciones de instrumentos para reducir emisiones.
- Considerar efectos y perturbaciones por traslape entre distintas políticas
- Precios sombra: hay instrumentos y medidas de comando y control (dan origen a precios sombra). La norma lleva a que se cobre de manera doble.
- Incorporar escenario complementario de exportación de combustibles sintéticos.
- ¿Impuesto específico aplicaría a hidrógeno / electricidad?
- Gradualidad en el tiempo de CAPEX, financiamiento.

Tecnológicos:

- No se cuenta con el desarrollo tecnológico.
- Faltan capacidades técnicas adecuadas para la implementación del H2 verde.
- No se cuenta con la infraestructura adecuada (ej.: Falta de líneas de transmisión).
- Falta el desarrollo de Innovación (I+D).
- Se requiere priorizar una tecnología (ej. electromovilidad, o fertilizantes, o producción de acero, etc.)
- Importancia de proyectos demostrativos o casos de éxito.
- Incorporar economía circular y reconversión de vehículos a eléctricos como mecanismo para mejorar impacto económico.

Institucionales / Legales:

- Certificaciones actuales no contemplan el H2
- Fugas de carbono, contabilización en mercados internacionales de uso domésticos o para exportación.
- Medidas de flexibilidad, como compensaciones y reutilización de ingresos.
- Instrumentos de contención al alza pronunciada de precios a las emisiones o progresividad de estos.
- Privilegiar perfeccionar instrumentos existentes por sobre generar nuevos.
- El estudio sólo considera aumento de impuestos. ¿Por qué no analizar reducción? (entorno impositivo)
- Incentivos para infraestructura asociativa.
- Eliminar exención a combustibles fósiles.
- Cooperación internacional, Art. 6 acuerdo de París.
- Fuga de offset al extranjero.

Cada uno de estos aspectos fue analizado para su consideración ya sea en la etapa de modelación/simulación del estudio, o bien como aspecto cualitativo a ser tomado en cuenta en la decisión final de la hoja de ruta. Ambos aspectos son parte del informe final.

