

ANÁLISIS DE UN IMPUESTO AL CO₂ SOBRE GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS USANDO INDICADORES DE COSTO-EFECTIVIDAD

Analysis of a CO₂ tax on thermoelectric generators using cost-effectiveness indicators

Catalina GARCÍA NIEDMANN y Cristian MARDONES POBLETE*

Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Concepción, Edmundo Larenas 215 4to piso, Concepción, Chile

*Autor para correspondencia: crismardones@udec.cl

(Recibido: septiembre 2018; aceptado: junio 2019)

Palabras clave: tecnología de captura, secuestro de carbono, impuesto al carbono, impuesto verde

RESUMEN

En el año 2017 se introdujo en Chile un impuesto a las emisiones de CO₂ provenientes de fuentes fijas con potencia térmica ≥ 50 Megawatts (MW). Por lo anterior, el presente estudio utiliza indicadores de costo-efectividad para evaluar si invertir en tecnología de captura y secuestro de carbono es una opción atractiva para cada una de las generadoras termoeléctricas con el objetivo de reducir sus emisiones de CO₂ y su carga tributaria. Los resultados indican que el actual impuesto de 5 dólares americanos/tCO₂ es completamente inefectivo para reducir emisiones ya que las generadoras termoeléctricas sólo reducen emisiones si se fijan impuestos cercanos a 30 dólares/tCO₂. Así, se puede concluir que el impuesto actualmente aplicado en Chile sirve sólo para recaudar y no para reducir emisiones.

Key words: sequestration technology, carbon capture, carbon tax, green tax

ABSTRACT

In 2017, Chile introduced a CO₂ tax on emissions from fixed sources with a thermal power ≥ 50 MW. Therefore, this study uses cost-effectiveness indicators to assess whether investing in carbon capture and sequestration technology is an attractive option for each of the thermoelectric generators with the objective of reducing its CO₂ emissions and tax burden. The results indicate that a tax of US\$5/tCO₂ is fully ineffective in reducing emissions because thermoelectric generators only reduce their emissions if taxes were set at approximately US\$30/tCO₂. Thus, it can be concluded that the current tax only serves for collecting rather than for reducing emissions.

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con la Organización Meteorológica Mundial las concentraciones promedio mundiales

de dióxido de carbono (CO₂) alcanzaron un nuevo registro histórico con 405.5 partes por millón (ppm) en 2017, frente a 403.3 ppm en 2016 y 400.1 ppm en 2015 (WMO 2018). Las emisiones de CO₂ también

llegaron a otro registro histórico en el año 2018 al alcanzar 37.1 gigatoneladas de acuerdo con un estudio realizado por Global Carbon Project (Le Quéré et al. 2018). Además, existe consenso científico sobre que el calentamiento global es un hecho causado por la acción del hombre y que está generando aumentos en las temperatura del planeta, deforestación, inundaciones y diversos efectos climáticos anormales. Por este motivo muchos países han formado alianzas para enfrentar este problema. En la 21 Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), realizada en el año 2017, se alcanzó un acuerdo jurídicamente vinculante entre los países miembros de la CMNUCC para limitar el aumento de la temperatura en la superficie a no más de 2 °C (Abdirahman y Mohd 2017). Luego de este acuerdo se le pidió al Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) proveer un reporte especial el año 2018 que determinase los impactos del calentamiento global. Los resultados de este reporte muestran que las actividades humanas han incrementado la temperatura entre 0.8°C y 1.2°C sobre los niveles alcanzados en la era pre-industrial y, además, que se podría alcanzar 1.5 °C de incremento entre 2030 y 2052 si se continúa con las tasas actuales (IPCC 2018).

Chile decidió formar parte del acuerdo comprometiéndose a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 30 % por unidad de PIB respecto a los niveles del año 2007. Para lograr este objetivo de reducción se plantearon diferentes medidas, entre las cuales destaca la inclusión de la eficiencia energética como política de Estado y lograr que en el año 2025 el 45 % de la capacidad de generación eléctrica provenga de fuentes energéticas renovables no convencionales. Además, se estableció un impuesto de 5 dólares americanos/tCO₂ para fuentes fijas con potencia térmica ≥ 50 MW que comenzó a regir en el año 2017 (MMA 2017).

La implementación de impuestos al CO₂ ha generado diversos cuestionamientos acerca de su efectividad para reducir de emisiones, ya que este impuesto podría transformarse en un instrumento de recaudación sin mejora ambiental si se fija por debajo del costo que significa para una fuente emisora ya instalada reducir emisiones más allá de las normas regulatorias ya existentes (Mardones y Flores 2017, Mardones y Flores 2018).

De esta manera el objetivo del presente estudio es evaluar los efectos ambientales de implementar impuestos al CO₂ en generadoras termoeléctricas de Chile, considerando que estas podrían invertir en tecnología de captura y secuestro de carbono (CSC)

para reducir emisiones. Para lo anterior, se estiman las emisiones de las generadoras termoeléctricas a partir de la información disponible en la Comisión Nacional de Energía (CNE) para el año 2017. Luego, se discuten las opciones asociadas a la inversión de tecnología para reducir emisiones en las termoeléctricas, para finalmente realizar un análisis económico con indicadores de costo-efectividad que permita encontrar la mejor alternativa que escogerían las generadoras termoeléctricas ante diferentes tasas impositivas.

ANTECEDENTES

En los últimos 40 años el consumo y la producción energética a nivel mundial se han duplicado (IEA 2017). Sin embargo, las matrices energéticas de los diferentes países han sufrido modificaciones ya que los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) han ido perdiendo participación moderadamente para dar paso a una mayor presencia de energías renovables. Con respecto a la generación eléctrica a carbón, esta se ha mantenido como la más importante, alcanzando una participación cercana al 40 %. La generación con base en derivados del petróleo se ha reducido, alcanzando una participación cercana al 5 % en el sector eléctrico. Al mismo tiempo ha aumentado la participación de la generación con base en energía nuclear, gas natural y energías renovables (IEA 2017).

Según datos de la CNE la capacidad instalada total en Chile en el año 2017 fue de 22540 MW, dicha capacidad se encuentra separada principalmente en el sistema interconectado central (SIC) que representa el 75.8 % de la capacidad instalada total y el sistema interconectado del norte grande (SING) que representa el 23.5 % de la capacidad instalada total. A su vez, los principales combustibles utilizados en el proceso de generación eléctrica fueron el carbón con un 21.2 % de participación en el año 2017, el segundo lugar lo ocupó el gas natural con una participación del 20 %, finalmente el petróleo diésel tuvo una participación del 13.2 % y la de la biomasa fue del 2 %. Los combustibles mencionados anteriormente fueron los encargados de producir el 55 % de la electricidad en Chile durante el año 2017, mientras que las energías renovables produjeron el 45 % de electricidad restante.

Uno de los subproductos negativos de la generación de electricidad es la emisión de GEI que lleva consigo a la contaminación atmosférica mundial (IPCC 2017). Para reducir las emisiones de GEI los

países han propuesto una variedad de líneas de acción. De acuerdo con el Plan de Acción Nacional de Cambio Climático de Chile (MMA 2017) existen 30 líneas de acción en las que se está trabajando actualmente (ver Anexo B). Algunas medidas específicas tienen como objetivo la promoción de generación de energía a través de fuentes renovables que permiten no sólo la reducción de las emisiones, sino que también permiten disminuir la dependencia de combustibles fósiles. Esto es particularmente relevante para los países que son importadores de combustibles fósiles, como es el caso de Chile. Otras medidas adoptadas por distintos países hacen referencia a la incorporación de impuestos al CO₂ con el fin de incentivar la incorporación de nuevas tecnologías de mayor eficiencia y generar menos emisiones atmosféricas (González-Díaz et al. 2017).

Actualmente, existen distintas alternativas para reducir las emisiones de CO₂ en las generadoras termoeléctricas, algunas de ellas son exclusivas para plantas nuevas ya que no es posible adaptar las tecnologías para las generadoras existentes, como la gasificación del carbón y la gasificación subterránea del carbón. Existen en cambio otras alternativas como la captura y secuestro del carbono (CSC) que es posible utilizar en generadoras ya existentes con algunas modificaciones en calderas y quemadores. Sin embargo, no es posible aumentar la eficiencia de las generadoras térmicas. El sistema de CSC se divide principalmente en tres fases: captura, transporte y almacenamiento (Abdirahman et al. 2018). A su vez, existen tres opciones para capturar el CO₂, estas son la captura en pre combustión, oxicomustión y postcombustión, la selección de estas tecnologías depende de las características propias de cada central termoeléctrica (GCCSI 2017).

La captura de CO₂ en precombustión consiste en producir una mezcla gaseosa compuesta principalmente de hidrógeno y CO₂ (proveniente de la gasificación del carbón y otros hidrocarburos) para posteriormente separar estos dos gases. La separación se basa en la descarbonización del combustible antes de la combustión mediante técnicas de gasificación del carbón o reformando el gas natural (Coraliae 2015, Valiani et al. 2017). Una vez separados los gases es posible capturar el CO₂ y prepararlo para el transporte y almacenamiento, mientras que el gas combustible rico en hidrógeno se puede utilizar para las turbinas a gas (CCCEP 2015). La captura de CO₂ en postcombustión se basa en un sistema de separación de CO₂ desde los gases producidos por la combustión de un combustible primario con aire. En lugar de ser liberados a la atmósfera, los gases de escape son sometidos a un proceso de remoción

del CO₂, producto que es enviado a un lugar de almacenamiento. Entre los procesos más viables para capturar el CO₂ se encuentran el ciclo de calcinación/carbonatación y la absorción química con aminas (Valencia y Cardona 2013, Petrescu et al. 2017). La captura del CO₂ en oxicomustión se realiza durante la combustión y tiene un largo recorrido como tecnología aplicada. Básicamente consiste en la utilización de oxígeno en lugar de aire para la combustión. Esta tecnología es utilizada en centrales de nueva generación con ciclos agua-vapor extremadamente críticos, así como también, en turbinas de gas con o sin calderas de recuperación (Consoli y Wildgust 2017, López et al. 2018).

Algunos estudios han intentado determinar los costos asociados a la incorporación de tecnologías de CSC en termoeléctricas. Hu y Zhai (2017) estimaron el costo nivelado de la electricidad (LCOE) y el costo de abatimiento de CO₂ en China para termoeléctricas a carbón con capacidad de generación neta de 1.238 MW. De acuerdo con sus estimaciones, la implementación de CSC en plantas termoeléctricas a carbón disminuiría la eficiencia neta de la planta en 11 %, y además, aumentarían los costos totales de capital y el LCOE de la planta en un 81 % y un 73 %, respectivamente. A su vez, el costo de CO₂ evitado sería de aproximadamente 41 dólares/tCO₂. Otro estudio realizado por GCCSI (2017) estimó los costos asociados a las tecnologías de CSC en las fuentes generadoras de electricidad que se encuentran en funcionamiento, los cuales varían dependiendo de las distintas tecnologías y combustibles utilizados. En el **cuadro I** se muestra un resumen de ciertos parámetros y costos asociados a la incorporación de tecnologías de CSC para termoeléctricas a carbón y a gas natural de acuerdo con el estudio previamente mencionado. En una termoeléctrica a carbón el costo de producir electricidad sin tecnología de captura se encuentra en el orden de 75-77 dólares/MWh, mientras que al incorporar la tecnología de CSC los costos se incrementan a 124-133 dólares/MWh. Además, el costo de mitigación del CO₂ es aproximadamente 74-83 dólares/tCO₂, mientras que para el caso de una termoeléctrica a gas natural el costo de abatir es aproximadamente 89 dólares/tCO₂. Adicionalmente, es necesario agregar el costo de transporte y almacenamiento que se encuentran en el orden de 7-12 dólares /tCO₂ (GCCSI 2017).

Por otra parte, la incorporación de impuestos a las emisiones de CO₂ en Chile traería consigo un aumento en los precios de la electricidad, se estima que el incremento podría variar entre 0.4 % a 0.7 % por cada dólar de impuesto (Benavides et al. 2015,

CUADRO I. COMPARACIÓN DE COSTOS DE CAPTURA Y SECUESTRO DE CARBONO (CSC) PARA GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN Y GAS NATURAL

	Carbón sin CSC	Carbón con CSC	Gas natural sin CSC	Gas natural con CSC
Potencia bruta (MW)	580	642	641	601
Eficiencia planta (%)	40.7	32.5	51.5	45.7
Generación de CO ₂ (t/h)	426	534	225	225
CO ₂ emitido (t/h)	426	53	225	22
CO ₂ capturado (t/h)	0	480	0	202
Intensidad de emisión (kg/MWh)	774	97	356	40
Costo capital equipamiento (Mill dólares)	556	865	243	365
Costo capital materiales (Mill dólares)	56	136	28	77
Costo capital puesta en marcha (Mill dólares)	352	588	83	201
Costos extras (Mill dólares)	223	475	79	214
Costos totales (Mill dólares)	1187	2065	432	856
Costos totales (dólares/kW)	2158	3754	686	1531
Costos variables de operación y mantención (dólares/MWh)	9.64	17.84	1.18	2.3

Fuente: GCCSI (2017). CSC = captura y secuestro de carbono, MW = megawatt, t/h = tonelada por hora, kg/MWh = kilogramo por megawatt por hora, Mill = millones, kW = kilowatt

Vera y Sauma 2015, Mardones y Muñoz 2017, Mardones y Baeza 2018).

DESARROLLO

Tratamiento de información y estimación de emisiones

La CNE genera informes mensuales que incluyen datos estadísticos del sector eléctrico tales como capacidades de generación eléctrica, precios de la electricidad y niveles de producción. Para obtener datos sobre el consumo de combustibles y emisiones de las generadoras termoeléctricas se analizaron las bases de datos “Capacidad instalada de generación” y “Consumo combustibles” de la CNE del año 2017. De esta manera, se obtuvo información sobre el tipo de sistema, región, tipo de unidad, combustible utilizado, consumo de combustible, potencia térmica, entre otros. Es necesario mencionar que se excluyeron las generadoras hidroeléctricas, solares y eólicas ya que el análisis se realizó con base en las termoeléctricas sujetas a impuestos. Así, se contabilizaron 176 unidades generadoras termoeléctricas a lo largo del país. Sin embargo, el 26 % de esas unidades generadoras tenían una capacidad instalada menor a 2 MW por lo cual no se les aplica el impuesto al CO₂, o bien, no se especificaba el consumo de combustible, por lo que finalmente se incluyeron en el análisis sólo 129 unidades generadoras termoeléctricas.

Con respecto al consumo de combustible de cada unidad generadora, en la base de datos “Consumo de combustible” se reportaba el consumo mensual y

anual de cada termoeléctrica. En muchos casos fue necesaria la transformación de unidades para poder comparar los consumos según los tipos de combustibles. En general para el gas natural, petróleo diésel y petróleo combustible se utilizó la unidad de medida m³, mientras que para el carbón se utilizó la unidad de medida tonelada.

Para la estimación de la energía consumida fue necesaria la utilización de la cantidad de combustible, la densidad del combustible y su poder calorífico. Las densidades de cada combustible junto a su poder calorífico se reportan en el **cuadro II**.

Luego, se estimó el consumo energético de cada combustible en millones de BTU (MMBTU) con el fin de que cada fuente generadora presentara la misma unidad y así facilitar la estimación de emisiones. Para esto, se utilizó el factor de conversión que indica que 1 BTU corresponde a 252 calorías.

En las ecuaciones (1) y (2) se indica el procedimiento para obtener el consumo energético.

$$Energía(kcal) = cantidad\ combustible\ (unidad) * poder\ calorífico\ \left(\frac{kcal}{unidad}\right) \quad (1)$$

$$Energía\ (BTU) = Energía\ (kcal) * \frac{1000\ Cal}{1\ kcal} * \frac{1\ BTU}{252\ Cal} \quad (2)$$

Con los factores de emisión de CO₂ que se encuentran en el **cuadro III** y los consumos de energía

CUADRO II. PODER CALORÍFICO Y DENSIDAD DE COMBUSTIBLES

Combustible	Poder calorífico inferior	Densidad
Carbón	7000 kcal/kg	750 kg/m ³
Coque de petróleo	7000 kcal/kg	750 kg/m ³
Petróleo diésel	10.9 × 10 ⁶ kcal/m ³	840 kg/m ³
Petróleo combustible	10.5 × 10 ⁶ kcal/m ³	944 kg/m ³
Biomasa	3500 kcal/kg	500 kg/m ³
Gas natural	9341 kcal/kg	673 kg/m ³
Gas licuado	12100 kcal/kg	550 kg/m ³

Fuente: Ministerio de Energía (2017)

CUADRO III. FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ PARA DISTINTOS TIPOS DE COMBUSTIBLES

Combustible	Factor	Unidad (Millón de BTU = 10 ⁶ BTU)
Petróleo diésel	77.2	kg de CO ₂ /Millón de BTU
Petróleo combustible	77.2	kg de CO ₂ /Millón de BTU
Carbón	97.6	kg de CO ₂ /Millón de BTU
Gas natural	58.8	kg de CO ₂ /Millón de BTU
Biomasa	0	kg de CO ₂ /Millón de BTU
Gas licuado	65.7	kg de CO ₂ /Millón de BTU

Fuente: SMA (2016). BTU = unidad térmica británica

por uso de combustible obtenidos anteriormente, se estimaron las emisiones anuales de cada fuente generadora termoeléctrica según la siguiente ecuación.

$$Emisiones (Kg CO_2) = Factor emisión \left(\frac{Kg CO_2}{MMBTU} \right) * energía (MMBTU) \quad (3)$$

En el **cuadro IV** se observa la clasificación de las termoeléctricas según los tipos de combustibles utilizados, consumo de combustible y generación anual de energía.

Al analizar las emisiones de las 129 termoeléctricas pertenecientes al SIC y SING se estimó que el total de emisiones asociadas a la producción de energía en el año 2017 fue de 32 millones de tCO₂. Específicamente, el 98 % de emisiones corresponden al consumo de carbón para la generación de energía y el 2 % restante se asocia al consumo de petróleo diésel, petróleo combustible y gas natural. En el **cuadro V** se muestran las emisiones según tipo de combustible.

CUADRO V. EMISIONES SEGÚN TIPOS DE COMBUSTIBLES EN TERMOELÉCTRICAS

Combustible	Emisiones (tCO ₂)
Carbón/petcoke	32110572
Gas natural	14038
Petróleo diésel	325239
Petróleo combustible	31084

Fuente: Elaboración propia a partir de datos obtenidos por CNE (2017)

Costos de tecnología CSC

Una vez estimadas las emisiones de cada unidad generadora termoeléctrica fue necesario analizar los distintos escenarios a los que se enfrentarían con base en los impuestos al CO₂ aplicados. Para poder hacer efectivo el análisis y de acuerdo con los distintos estudios sobre las tecnologías de reducción de emisiones, se seleccionó la tecnología de CSC en postcombustión ya que según la bibliografía analizada es posible incorporar esta tecnología a una unidad generadora en funcionamiento.

Para poder analizar el comportamiento de las generadoras termoeléctricas frente a los distintos escenarios impositivos fue necesario estimar los costos asociados al consumo de combustibles sin cambios

CUADRO IV. GENERADORAS TÉRMICAS ASOCIADAS A COMBUSTIBLES FÓSILES

Combustible	Cantidad termoeléctricas	Consumo combustible	Generación anual (MWh)
Carbón/petcoke	29	11844063 ton	29424313
Gas natural	20	6436733 m ³	11855700
Petróleo diésel	73	97400 m ³	287354
Petróleo combustible	7	9908 m ³	43760

Fuente: Elaboración propia a partir de datos obtenidos por CNE (2017)

tecnológicos. Para esto se utilizaron los datos de los precios de combustibles indicados en el **cuadro VI**.

CUADRO VI. PRECIO DE COMBUSTIBLES

Combustible	Precio dólares/Millón de BTU
Carbón	4.25
Petróleo diésel	10.91
Petróleo combustible	7.78
Gas natural	3.0

Fuente: Elaboración propia a partir de datos obtenidos por CNE (2017).

Para obtener los costos asociados a la opción tecnológica de CSC de CO₂ para generadoras termoeléctricas existentes se utilizaron datos de distintos estudios reportados en el **cuadro A.I**, **cuadro A.II** y **cuadro A.III** del Anexo, que a su vez sirvieron para estimar los costos para la tecnología de CSC a partir de una función de costos descrita por Rubin et al. (2012), la cual evalúa los costos asociados a la tecnología de CSC a través del costo nivelado de la electricidad (LCOE) y el costo de abatimiento de CO₂. A partir de la información sobre costos asociados a la CSC reportados en el Anexo se generó una nueva función de costos anualizados que depende de la potencia térmica en MW de la generadora termoeléctrica utilizando 31 observaciones que arrojó un coeficiente de determinación o R² igual a 0.99.

$$\text{Costo abatimiento} \left(\frac{\text{US\$}}{\text{tCO}_2} \right) = \exp(0.6028966 * \ln(\text{Potencia MW}) + 0.7075519) \quad (4)$$

Es importante mencionar que la ecuación (4) representa el costo anualizado de abatimiento por 1 tCO₂, por lo que para obtener el costo total de abatimiento anual es necesario multiplicar la ecuación por el total de toneladas abatidas en un año en el caso de utilizar la tecnología de CSC. También es necesario mencionar que los distintos estudios utilizados para estimar la función de costo de abatimiento consideran generadoras termoeléctricas mayores a 100 MW de potencia térmica instalada, por lo cual no son válidos para potencias menores.

Además, la eficiencia de una planta con tecnología de CSC disminuye en promedio un 10 % en comparación a una generadora termoeléctrica sin la opción tecnológica (Rochedo et al. 2016, Carapellucci et al. 2017). De esta manera, la reducción de eficiencia se

traduce en un aumento del consumo de combustible para lograr la misma potencia de salida para los dos escenarios. Una vez estimados los nuevos consumos de combustibles, se obtuvieron los costos asociados al consumo de combustible y pago de impuestos de sus emisiones, asumiendo una eficiencia de captura de CO₂ del 90 % (Carapellucci et al. 2017, Van der Spek et al. 2017).

Finalmente, fue necesario considerar el aumento en los ingresos de las generadoras termoeléctricas asociados al incremento en los precios de la electricidad luego de la aplicación de impuestos al CO₂. Benavides et al. (2015) estimaron que por cada dólar de impuesto asociado a las tCO₂ emitidas aumentarían los precios de la electricidad en un 0.4 %. Mardones y Muñoz (2017) estimaron que el incremento en los precios sería de 0.6 % por cada dólar de impuesto, mientras que Vera y Sauma (2015) concluyeron que el aumento en los precios sería de 0.7 %. En este estudio se estimaron los ingresos extras asociados al aumento en los precios de la electricidad basándose en el promedio de los tres estudios mencionados anteriormente, es decir, asumiendo un aumento del 0.6 % en los precios de la electricidad por cada dólar de impuesto a las emisiones de CO₂.

Comparación de alternativas con base en indicadores de costo-efectividad

En este estudio se comparan las alternativas de pagar impuestos o capturar emisiones a partir de indicadores de costo-efectividad. Esta metodología consiste en comparar los costos de ambas alternativas por tonelada de CO₂ y escoger aquella que resultaría menos costosa para cada generadora termoeléctrica. Así, con los datos de los costos netos anualizados asociados a las tecnologías de CSC fue posible simular el comportamiento de las generadoras termoeléctricas ante la implementación de impuestos a las emisiones de CO₂. Cabe destacar que se consideró la posibilidad de que cada fuente termoeléctrica podía mantener su situación base de no incorporar la tecnología de CSC y pagar impuestos o bien incorporar la tecnología de captura de CO₂ y reducir el pago de impuestos asociado a las emisiones.

Así, se realizó una matriz de comparación con indicadores de costo-efectividad donde estaba presente el escenario actual en el cual no existía la opción de invertir en tecnología de CSC, pero sí el costo del impuesto por toneladas anuales de CO₂ emitidas según el tipo de generadora termoeléctrica. A modo de ejemplo se presenta en el **cuadro A.IV** del Anexo los cálculos de costo-efectividad para cada una de las dos alternativas que enfrenta una muestra seleccionada

de generadoras termoeléctricas. Estas opciones son no instalar tecnología CSC pagando impuestos por sus emisiones totales, o bien, instalar tecnología CSC pagando impuestos sólo por sus emisiones no abatidas.

Para evaluar el comportamiento de las generadoras termoeléctricas ante la aplicación de impuestos a las emisiones de CO₂ se consideraron distintos montos del impuesto (1, 5, 10, 15, 20, 25 y 30 dólares americanos). Se escogieron estas tasas impositivas para evaluar el comportamiento de variar gradualmente los impuestos, y además, 5 dólares/tCO₂ corresponde al impuesto que se aplica actualmente en Chile para fuentes fijas con potencia térmica ≥ 50 MW. Mientras que el impuesto de 30 dólares/tCO₂ corresponde al costo social¹ del CO₂ utilizado en Chile por el Ministerio de Desarrollo Social.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se evaluaron 129 unidades de generación termoeléctrica, las cuales consumen distintos tipos de combustibles y emiten aproximadamente 32 millones de toneladas de CO₂ al año. Como se mencionó anteriormente, para estimar el costo de incorporar la tecnología de CSC fue necesario estimar una función de costo de abatimiento de CO₂, la cual se obtuvo

de acuerdo con distintos estudios bibliográficos. A su vez, fue necesario estimar el nuevo consumo de combustible asociado a la disminución de eficiencia de las plantas al incorporar la tecnología de CSC. Además, se simularon dos escenarios para las generadoras termoeléctricas, el primero no considera el incremento en los precios de la electricidad al incorporar impuestos a las emisiones de CO₂ y el segundo escenario considera el incremento en los precios de la electricidad (0.6 % en los precios de la electricidad por cada dólar de impuesto).

En el **cuadro VII** se observan los resultados de las generadoras termoeléctricas al simular el escenario en el cual no se incrementan los precios de la electricidad luego de la aplicación de diferentes tasas impositivas. Cabe destacar que para tasas impositivas entre 1 dólar/tCO₂ y 25 dólares/tCO₂ ninguna termoeléctrica decide incorporar la tecnología de CSC y el impuesto sólo funciona como un sistema de recaudación. Esto sucede porque el costo anualizado de incorporar la tecnología de CSC para cada una de las generadoras termoeléctricas es mayor que el costo de pagar el impuesto. De esta manera, las emisiones de CO₂ se mantienen en 32 millones de toneladas al aplicar impuestos de hasta 25 dólares/tCO₂.

Al incorporar impuestos de 30 dólares/tCO₂ se observa que 17 generadoras termoeléctricas deciden

CUADRO VII. SIMULACIÓN DE DISTINTOS IMPUESTOS A LAS EMISIONES DE CO₂ EN GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS SIN INCREMENTO EN LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

	Dólares americanos						
	1	5	10	15	20	25	30
Recaudación en millones de dólares	32.48	162.41	324.82	487.24	649.65	812.07	575.10
Millones de toneladas de CO ₂	32.48	32.48	32.48	32.48	32.48	32.48	19.17
Disminución de tCO ₂ respecto al escenario base	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	-40.98 %
Núm. cambios	0	0	0	0	0	0	17
Núm. cambios carbón	0	0	0	0	0	0	17
Núm. cambios petróleo combustible	0	0	0	0	0	0	0
Núm. cambios petróleo diésel	0	0	0	0	0	0	0
Núm. cambios gas natural	0	0	0	0	0	0	0
Rango de potencia MW CSC carbón	-	-	-	-	-	-	113-163
Rango de potencia MW CSC petróleo combustible	-	-	-	-	-	-	-
Rango de potencia MW CSC petróleo diésel	-	-	-	-	-	-	-
Rango de potencia MW CSC gas natural	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia. CSC = captura y secuestro de carbono

¹El costo social del CO₂ mide la magnitud de la externalidad que debe ser incorporada en los costos de producción de las empresas o bien en las decisiones sobre política e inversión pública. En teoría este costo señala cuánto estaría dispuesto a pagar la sociedad hoy para evitar un daño futuro causado por una tonelada de CO₂ adicional.

incorporar la tecnología de CSC, lo que significa una reducción del 40.98 % de emisiones de CO₂ respecto al escenario base. Bajo este escenario el 13.17 % de las generadoras termoeléctricas deciden incorporar la tecnología y todas ellas utilizan carbón como combustible. El comportamiento que tienen las unidades generadoras a carbón se puede explicar por su gran aporte a las emisiones de CO₂, ya que sólo las 17 generadoras termoeléctricas que deciden incorporar la tecnología emiten en condiciones normales 18 millones de tCO₂ al año equivalentes al 55.4 % de las emisiones totales del escenario base. Es importante mencionar que las generadoras termoeléctricas que deciden incorporar la tecnología de CSC poseen una capacidad instalada entre 113-163 MW.

En el **cuadro VIII** se observan los principales resultados de las generadoras termoeléctricas al simular el segundo escenario en el cual se asume un incremento en los precios de la electricidad ante la aplicación de diferentes tasas impositivas a las emisiones de CO₂. Cabe destacar que para tasas impositivas entre 1 dólar/tCO₂ y 5 dólares/tCO₂ ninguna generadora termoeléctrica decide incorporar la tecnología de CSC y las emisiones se mantienen en 32.48 millones de tCO₂. La aplicación de un impuesto de 15 dólares/tCO₂ induce que cinco unidades generadoras termoeléctricas a gas natural decidan incorporar la tecnología de CSC, pero la incorporación de tecnología de CSC para estas generadoras termoeléctricas sólo genera reducciones marginales en las emisiones totales. Lo anterior se explica porque las emisiones

asociadas a estas generadoras termoeléctricas a gas natural son muy bajas, aportan menos del 1 % de las emisiones de CO₂ totales.

Al aplicar un impuesto de 20 dólares/tCO₂ se observa que 21 generadoras termoeléctricas deciden incorporar la tecnología de CSC. Esto se explica porque bajo este escenario aumentan los precios de la electricidad de acuerdo con los impuestos establecidos. Este aumento en los precios se traduce en un ingreso extra para las generadoras termoeléctricas, situación que no se da en el primer escenario (**Cuadro VII**). La incorporación de tecnología de CSC para estas fuentes genera una reducción de emisiones del 33.19 % equivalente a 10.78 millones de tCO₂ anuales respecto al escenario base. Es necesario mencionar que la reducción de emisiones se debe a la instalación de tecnología de CSC en las generadoras termoeléctricas que utilizan carbón. Al aplicar un impuesto de 30 dólares/tCO₂ se observa que 25 generadoras termoeléctricas a carbón deciden incorporar la tecnología, lo que genera una reducción de emisiones de 25.38 millones de tCO₂ anuales respecto al escenario base.

Si se comparan los resultados de ambos escenarios (**Cuadro VII** y **Cuadro VIII**) se concluye que bajo el escenario en el cual se asume un incremento en los precios de la electricidad se genera una reducción mayor de emisiones que en el escenario en el cual no se incrementan los precios. Sin embargo, esta reducción se produce al aplicar impuestos desde los 20 dólares/tCO₂.

CUADRO VIII. SIMULACIÓN DE DISTINTOS IMPUESTOS A LAS EMISIONES DE CO₂ EN GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS CON INCREMENTO EN LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

	Dólares americanos						
	1	5	10	15	20	25	30
Recaudación en millones de dólares	32.48	162.40	324.82	487.23	434.10	267.54	213.00
Millones de toneladas de CO ₂	32.48	32.48	32.48	32.48	21.70	10.70	7.10
Disminución de tCO ₂ respecto al escenario base	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	-33.19 %	-67.06 %	-78.14 %
Núm. cambios	0	0	4	5	21	29	31
Núm. cambios carbón	0	0	0	0	15	23	25
Núm. cambios petróleo combustible	0	0	0	0	0	0	0
Núm. cambios petróleo diésel	0	0	0	0	1	1	1
Núm. cambios gas natural	0	0	4	5	5	5	5
Rango de potencia MW CSC carbón	-	-	-	-	113-161	113-252	113-252
Rango de potencia MW CSC petróleo combustible	-	-	-	-	-	-	-
Rango de potencia MW CSC petróleo diésel	-	-	-	-	378	378	378
Rango de potencia MW CSC gas natural	-	-	121-127	121-354	121-354	121-354	121-354

Fuente: Elaboración propia. CSC = captura y secuestro de carbono

CONCLUSIONES

A partir de los resultados de este estudio se puede concluir que el impuesto de 5 dólares/tCO₂ que se aplica actualmente en Chile sirve como sistema de recaudación más que como medida efectiva para la reducción de emisiones ya que los principales beneficios ambientales se observan a partir de la aplicación de impuestos de 20 dólares/tCO₂ considerando el escenario que asume un incremento en los precios de la electricidad, o alternativamente, a partir de la aplicación de impuestos de 30 dólares/tCO₂ considerando el escenario en que se mantienen constantes los precios de la electricidad. Lo anterior, se explica porque aplicar impuestos al CO₂ por debajo del costo que significa para una fuente invertir en tecnologías de abatimiento lleva a que esta política ambiental sea inefectiva para reducir emisiones. En términos simples esta inefectividad se genera porque desde un punto de vista económico una generadora termoeléctrica obligada a pagar impuestos nunca escogerá reducir sus emisiones mientras la tasa de impuesto por tonelada sea más baja que el costo de reducir esa tonelada con alguna tecnología de captura. Además, el incremento en los precios de la electricidad generados por el incremento en los costos marginales de producción permite traspasar parte del costo de la externalidad a los consumidores, lo cual ayuda a que las firmas tengan menores costos netos anualizados si instalan una tecnología de CSC incentivando su uso.

También se puede mencionar que si el impuesto ambiental se fija igual al costo social del CO₂ utilizado en Chile por el Ministerio de Desarrollo Social (30 dólares/tCO₂) es posible observar en el escenario en el que se asume un incremento en los precios de la electricidad que 31 unidades generadoras incorporan tecnologías de CSC, lo que trae consigo una reducción de un 78 % en las emisiones totales de CO₂ respecto al escenario base, mientras que en el escenario sin incremento en los precios de la electricidad se observa que solo 17 unidades generadoras a carbón deciden incorporar la tecnología de CSC, lo que genera una reducción de 41 % en las emisiones totales. No obstante, en ambos escenarios se observan reducciones relevantes en las emisiones de CO₂ por lo cual se sugiere elevar sustancialmente el monto actual del impuesto aplicado en Chile de tal forma que se aproxime idealmente a su costo social.

AGRADECIMIENTOS

El autor para correspondencia agradece al Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico

(Fondecyt Regular 1191303) por el financiamiento otorgado a esta investigación.

REFERENCIAS

- Abdirahman M.A., Mohd W.M., Saleh Y.A. y Mamunu M. (2018). Harnessing flexibility potential of flexible carbon capture power plants for future low carbon power systems: Review. *Renew. Sust. Energ. Rev.* 81 (2), 3101-3110. DOI: 10.1016/j.rser.2017.08.085
- Abdirahman M.A. y Mohd W.M. (2017). Carbon capture power plants: Decoupled emission and generation outputs for economic dispatch. *Int. J. Greenh. Gas. Con.* 63 (1), 12-19. DOI: 10.1016/j.ijggc.2017.05.001
- Akash A.R., Rao A.B. y Chandel M.K. (2016). Prospects of implementing CO₂ capture and sequestration (CCS) in the proposed supercritical coal power plants in India. *Enrgy. Proced.* 90 (1), 604-612. DOI: 10.1016/j.egypro.2016.11.229
- Al-Qayim K., Nimo W. y Pourkashanian M. (2015). Comparative techno-economic assessment of biomass and coal with CCS technologies in a pulverized combustion power plant in the United Kingdom. *Int. J. Greenh. Gas. Con.* 43 (1), 82-92. DOI: 10.1016/j.ijggc.2015.10.013
- AP (2011). Cost assessment of fossil power plant equipped with CCS under typical scenarios. Reporte. Alstom Power. Saint-Ouen, Francia, 22 pp.
- Benavides C., Gonzales L., Diaz M., Fuentes R., García G., Palma-Behnke R. y Ravizza C. (2015). The impact of a carbon tax on the Chilean electricity generation sector. *Energies* 8 (4), 2674-2700. DOI: 10.3390/en8042674
- Carapellucci R., Giordano L. y Vaccarelli M. (2017). Application of an amine-based CO₂ capture system in retrofitting combined gas-steam power plants. *Energy* 118 (1), 808-826. DOI: 10.1016/j.energy.2016.10.114
- CCCEP (2015). Bridging the gap: improving the economic and policy framework for carbon capture and storage in the European Union. Reporte. Center for Climate Change Economics and Policy. Londres, Reino Unido, 20 pp.
- CNE (2017). Reporte capacidad instalada generación. Reporte. Comisión Nacional de Energía. Santiago, Chile, 1 pp.
- Consoli C.P. y Wildgust N. (2017). Current status of global storage resources. *Enrgy. Proced.* 114 (1), 4623-4628. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1866
- Coralíe (2015). Potencial de captura y almacenamiento de CO₂. Reporte. Coralía Environmental. Buenos Aires, Argentina, 62 pp.

- EPRI (2013). Program on technology innovation: Integrated generation technology options 2012. Reporte. Electric Power Research Institute. California, EUA, 110 pp.
- GCCSI (2011). Economic assessment of carbon capture and storage technologies. Reporte. Global CCS Institute. Canberra, Australia, 60 pp.
- GCCSI (2017). The global status of CCS: 2017. Reporte. Global CCS Institute. Australia, 43 pp.
- González-Díaz A., González-Díaz M.O., Alcaráz-Calderón A.M., Gibbins J. y Lucquiaud M. (2017). Priority projects for the implementation of CCS power generation with enhanced oil recovery in Mexico. *Int. J. Greenh. Gas. Con.* 64 (1), 119-125. DOI: 10.1016/j.ijggc.2017.07.006
- Hanak D.P. y Manovic V. (2018). Techno-economic feasibility assessment of CO₂ capture from coal-fired power plants using molecularly imprinted polymer. *Fuel* 214 (1), 512-520. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.10.107
- Hu B. y Zhai H. (2017). The cost of carbon capture and storage for coal-fired power plants in China. *Int. J. Greenh. Gas. Con.* 65 (1), 23-31. DOI: 10.1016/j.ijggc.2017.08.009
- IEAGHG (2014). CO₂ capture at coal based power and hydrogen plants. Reporte. International Energy Agency Greenhouse Gas. Cheltenham, Reino Unido, 1028 pp.
- IEA (2017). World energy outlook 2017. Reporte. International Energy Agency. París, Francia, 32 pp.
- IPCC (2017). IPCC expert meeting on mitigation, sustainability and climate stabilization scenarios. Reporte. Intergovernmental Panel on Climate Change. Addis Ababa, Etiopía, 44 pp.
- IPCC (2018). Summary for policymakers. En: Global warming of 1.5°C: An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty (V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H.O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor y T. Waterfield, Eds.). World Meteorological Organization, Génova, Suiza, 32 pp.
- Le Quéré C., Andrew R.M., Friedlingstein P., Sitch S., Hauck J., Pongratz J., Pickers P.A., Korsbakken J. I., Peters G.P., Canadell J.G., Arneeth A., Arora V.K., Barbero L., Bastos A., Bopp L., Chevallier F., Chini L.P., Ciais P., Doney S.C., Gkritzalis T., Goll D.S., Harris I., Haverd V., Hoffman F.M., Hoppema M., Houghton R.A., Hurtt G., Ilyina T., Jain A.K., Johannessen T., Jones C.D., Kato E., Keeling R.F., Goldewijk K.K., Landschützer P., Lefèvre N., Lienert S., Liu Z., Lombardozzi D., Metzl N., Munro D.R., Nabel J.E.M.S., Nakaoka S.-I., Neill C., Olsen A., Ono T., Patra P., Peregon A., Peters W., Peylin P., Pfeil B., Pierrot D., Poulter B., Rehder G., Resplandy L., Robertson E., Rocher M., Rödenbeck C., Schuster U., Schwinger J., Séférian R., Skjelvan I., Steinhoff T., Sutton A., Tans P.P., Tian H., Tilbrook B., Tubiello F.N., van der Laan-Luijkx I.T., van der Werf G.R., Viovy N., Walker A.P., Wiltshire A.J., Wright R., Zaehle S. y Zheng B. (2018). Global carbon budget 2018, *Earth Syst. Sci. Data*, 10, 2141-2194. DOI: 10.5194/essd-10-2141-2018
- López R., Menéndez M., Fernández C. y Bernardo-Sánchez A. (2018). The effects of scale-up and coal-biomass blending on supercritical coal oxy-combustion power plants. *Energy* 148 (1), 571-584. DOI: 10.1016/j.energy.2018.01.179
- Manzolini G., Sanchez E., Rezvani S., Macchi E., Goetheer E.L.V. y Vlught T.J.H. (2015). Economic assessment of novel amine based CO₂ capture technologies integrated in power plants based on European Benchmarking Task Force methodology. *Appl. Energy*. 138 (1), 546-558. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.04.066
- Mardones C. y Muñoz T. (2017). Impuesto al CO₂ en el sector eléctrico chileno: efectividad y efectos macroeconómicos. *Rev. Econ. Chil.* 20 (1), 4-25.
- Mardones C. y Flores B. (2017). Evaluation of a CO₂ tax in Chile: Emissions reduction or design problems? *Lat. Am. Res. Rev.* 52 (3), 334-343. DOI: 10.25222/larr.33
- Mardones C. y Baeza N. (2018). Economic and environmental effects of a CO₂ tax in Latin American countries. *Energ. Policy*. 114, 262-273. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.12.001
- Mardones C. y Flores B. (2017). Effectiveness of a CO₂ tax on industrial emissions. *Energ. Econ.* 71, 370-382. DOI: 10.1016/j.eneco.2018.03.018
- MMA (2017). Tercer reporte del estado del medio ambiente. Ministerio del Medio Ambiente. Reporte. Santiago, Chile, 198 pp.
- MMA (2017). Plan de acción nacional de cambio climático 2017-2022. Ministerio del Medio Ambiente. Reporte. Santiago, Chile, 73-74 pp.
- Osagie E., Bilyok C., Di Lorenzo G., Hanak D.P. y Manovic V. (2018). Techno-economic evaluation of the 2-amino-2-methyl-1-propanol (AMP) process for CO₂ capture from natural gas combined cycle power plant. *Int. J. Greenh. Gas. Con.* 70 (1), 45-56. DOI: 10.1016/j.ijggc.2018.01.010
- Pettinau A., Ferrara F., Tola V. y Cau G. (2017). Techno-economic comparison between different technologies for CO₂-free power generation from coal. *Appl. Energy*. 193 (1), 426-439. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.02.056

- Petrescu L., Bonalumi D., Valenti G., Cormos A.M. y Cormos C.C. (2017). Life cycle assessment for supercritical pulverized coal power plants with post-combustion carbon capture and storage. *J. Clean. Prod.* 157 (1), 10-21.
DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.03.225
- Rochedo P.R.R., Costa I.V.L, Império M., Hoffmann B.S., Merschmann P.R., Oliveira C.C.N., Szklo A. y Schaeffer R. (2016). Carbon capture potential and costs in Brazil. *J. Clean. Prod.* 131 (1), 280-295.
DOI: 10.1016/j.jclepro.2016.05.033
- Rubin E.S. y Zhai H. (2012). The cost of carbon capture and storage for natural gas combined cycle power plants. *Environ. Sci. Technol.* 46 (6), 3076-3084.
DOI: 10.1021/es204514f
- SMA (2016). Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la ley n° 20780. Reporte. Superintendencia del Medio Ambiente. Santiago, Chile, 19-25 pp.
- Singh U. y Rao A.B. (2016). Techno-economic assessment of carbon mitigation options for existing coal-fired power plants in India. *Enrgy. Proced.* 90 (1), 326-335.
DOI: 10.1016/j.egypro.2016.11.200
- USDOE (2013). Current and future technologies for natural gas combined cycle (NGCC) power plants. Reporte. United States Department of Energy. Pittsburgh, EUA, 251 pp.
- Valencia M.J. y Cardona C.A. (2013). Aproximación conceptual a la separación del dióxido de carbono en corrientes de combustión. *Revista Facultad de Ingeniería* 22 (34), 45-53. DOI: 10.19053/01211129.2217
- Valiani S., Tahouni N. y Panjeshahi M.H. (2017). Optimization of pre-combustion capture for thermal power plants using Pinch Analysis. *Energy* 119 (1), 950-960.
DOI: 10.1016/j.energy.2016.11.046
- Van der Spek M., Sánchez E., Henrik N., Skagestad R., Ramirez A. y Faaij A. (2017). Unravelling uncertainty and variability in early stagetechno-economic assessments of carbon capture technologies. *Int. J. Greenh. Gas. Con.* 56 (1), 221-236.
DOI: 10.1016/j.ijggc.2016.11.021
- Vera S. y Sauma E. (2015). Does a carbon tax make sense in countries with still a high potential for energy efficiency? Comparison between the reducing-emissions effects of carbon tax and energy efficiency measures in the Chilean case. *Energy* 88 (1), 478-488.
DOI: 10.1016/j.energy.2015.05.067
- WMO (2018). The state of greenhouse gases in the atmosphere based on global observations through 2017. Reporte. World Meteorological Organization. Génova, Suiza, 1 pp.
- ZEP (2011). The costs of CO₂ capture, transport and storage. Reporte. Zero emissions platform. Bruselas, Bélgica, 50 pp.

ANEXO A

CUADRO A.I. ESTUDIOS SOBRE TECNOLOGÍA DE CAPTURA Y SECUESTRO DE CARBONO EN GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN

Referencias	Generadora termoelectrica de referencia sin tecnología de CSC											
	USDOE (2013)	EPRI (2013)	AP (2011)	IEAGHG (2014)	GCCSI (2011)	ZEP (2011)	Manzolini et al. (2015)	Manzolini et al. (2015)	Akash et al. (2015)	Van der Spek et al. (2017)	Hanaky y Manovic (2018)	
Potencia neta de salida sin CSC (MW)	550	750	837	1030	550	736	758.62	758.62	729	776	552	
Factor de capacidad de planta (%)	85	80	85	90	90	85.6	85	85	80	90	80	
Eficiencia neta de la planta (%)	39.3	39	44.4	42.3	39.1	44.2	45.25	45.25	35.04	46.1	38.5	
Tasa de emisión (tCO ₂ /MWh)	0.802	0.84	0.776	0.746	0.804	0.759	0.771	0.771	0.912	0.734	0.786	
Generadora termoelectrica con tecnología de CSC												
Tecnología	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	CESAR-1	MEA	AMP	MEA
Potencia neta de salida CSC (MW)	550	525	837	822	546	616	562.42	601.77	596.7	626	474	474
Eficiencia neta de la planta (%)	28.4	27.4	36.1	33.8	27.2	36.5	33.55	35.89	31.68	37.2	32.7	32.7
Eficiencia sistema de captura (%)	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Tasa de emisión (tCO ₂ /MWh)	0.111	0.12	0.095	0.093	0.116	0.092	0.104	0.097	0.1	0.091	0.092	0.092
Costo de captura (US\$/tCO ₂)	46	47	53	53	46	36	-	-	32.87	-	-	-
Costo abatimiento CO ₂ (US\$/tCO ₂)	67	70	68	68	70	45	56.52	48.27	42.3	66	36	36

Fuente: Elaboración propia en base a estudios citados. CSC = captura y secuestro de carbono, MW = megawatt, tCO₂ = tonelada de CO₂, MWh = megawatt hora, MEA = monoetanolamina, AMP = 2-amino-2-metilpropanol, CESAR-1 = solvente CESAR-1

CUADRO A.II. ESTUDIOS SOBRE TECNOLOGÍA DE CAPTURA Y SECUESTRO DE CARBONO EN GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN (CONTINUACION)

Referencias	Hu y Zhai (2017)	ADB (2015)	Al-Qayim et al. (2015)	Pettinau et al. (2017)	Singh y Rao (2016)	Singh y Rao (2016)	Singh y Rao (2016)	Rochedo et al. (2016)
Generadora termoeléctrica de referencia sin tecnología de CSC								
Potencia neta de salida sin CSC (MW)	1238	570	615	450	500	512	660	530
Factor de capacidad de planta (%)	85	85	70	60	75	85	95	75
Eficiencia neta de la planta (%)	42.8	41	39.81	45	31.84	34.31	36.4	40
Tasa de emisión (tCO ₂ /MWh)	0.778	-	0.781	0.776	0.98	0.93	0.86	0.76
Generadora termoeléctrica de referencia con tecnología de CSC								
Tecnología MEA								
Potencia neta de salida CSC (MW)	1238	389	414	341	331	346	471	-
Eficiencia neta de la planta (%)	31.5	28	29.36	34	20.84	23.1	25.8	30
Eficiencia sistema de captura (%)	90	90	90	90	90	90	90	90
Tasa de emisión (tCO ₂ /MWh)	0.106	-	0.106	0.1	0.15	0.14	0.12	0.1
Costo de captura (US\$/tCO ₂)	-	-	25.65	31.12	-	-	-	-
Costo abatimiento CO ₂ (US\$/tCO ₂)	41	52	42.33	41.46	73.07	61.75	59.54	55

Fuente: Elaboración propia en base a estudios citados. CSC = captura y secuestro de carbono, MW = megawatt, tCO₂ = tonelada de CO₂, MWh = megawatt hora, MEA = monoetanolamina

CUADRO A.III. ESTUDIOS SOBRE TECNOLOGÍA DE CAPTURA Y SECUESTRO DE CARBONO EN GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS A GAS NATURAL

Referencias	USDOE (2013)	IEAGHG (2014)	IEAGHG (2014)	Rubin y Zhai (2012)	USDOE (2013)	EPRJ (2013)	Osagie et al. (2018)	Osagie et al. (2018)	Carapellucci et al. (2017)	Carapellucci et al. (2017)	Carapellucci et al. (2017)	Rochedo et al. (2016)
Generadora termoeléctrica de referencia sin tecnología de CSC												
Potencia neta de salida sin CSC (MW)	512	910	910	526.6	555.1	550	536	536	101	258	101	530
Factor de capacidad de planta (%)	85	92	93	75	85	80	85	85	75	75	75	80
Eficiencia neta de la planta (%)	50.5	53.2	53.2	50	50	48.7	53.8	53.8	50.6	56.1	50.6	50
Tasa de emisión (tCO ₂ /MWh)	0.364	0.348	0.348	0.362	0.359	0.37	0.377	0.377	0.409	0.368	0.409	0.362
Generadora termoeléctrica de referencia con tecnología de CSC												
Tecnología	Econamina	MEA	Amina	Econamina	Econamina	Amina	MEA	AMP	MEA	MEA	MEA	Econamina
Potencia neta de salida CSC (MW)	435	789	804	448	473	485	445	465	255	255	99.6	39.4
Eficiencia neta de la planta (%)	42.9	46.1	47	42.6	42.8	42.4	44.7	46.7	50.7	50.7	45.6	43.4
Eficiencia sistema de captura (%)	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Tasa de emisión (tCO ₂ /MWh)	0.043	0.04	0.039	0.043	0.042	0.042	0.033	0.051	0.04	0.04	0.045	0.042
Costo de captura (US\$/tCO ₂)	80	88	65	48	58	104	78.4	69.3				
Costo abatimiento CO ₂ (US\$/tCO ₂)	96	103	74	58	69	121	93.4	83.4	75.96	75.96	88.5	55

Fuente: Elaboración propia en base a estudios citados. CSC = captura y secuestro de carbono, MW = megawatt, tCO₂ = tonelada de CO₂, MWh = megawatt hora, MEA = monoetanolamina, AMP = 2-amino-2-metilpropanol

CUADRO A.IV. METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA GENERADORAS TERMOELÉCTRICAS SELECCIONADAS CON IMPUESTO DE 10 US\$/TCO₂

Identificador	Consumo (Ton)	Millones de BTU	Potencia (MW)	Costo Sin CSC (US\$)	Nuevo consumo (Ton)	Millones de BTU	Costo CSC (dólares)	Costo Con CSC (dólares)	Cambio	Combustible	Emissiones tCO ₂
2	254277.1	7063253	142.9	42492528	279705	7769578	13586912	53503895	No	Carbón	689373
4	291082.6	8085628	139.1	48643139	320191	8894191	15302869	60997664	No	Carbón	789157
7	517801.2	14383367	244.9	86530334	569581	15821703	38282563	119568146	No	Carbón	1403817
9	391233.5	10867596	127.4	65379457	430357	11954355	19512400	80929097	No	Carbón	1060677
13	90.8	4676	21.4	76168	100	5144	4593	84804	No	Petróleo Diesel	361
16	714414.3	19844841	249.0	119386561	785856	21829325	53353834	165504173	No	Carbón	1936856
18	75.3	3877	92.0	63157	83	4265	9180	75690	No	Petróleo Diesel	299
29	956847.5	26579098	342.0	159899854	1052532	29237008	175562562	325770614	No	Carbón	2594120
36	234099.5	6502763	148.5	39120619	257509	7153039	12804104	49535356	No	Carbón	634670
44	3214.4	165516	23.7	2696089	3536	182068	172796	3011993	No	Petróleo Diesel	12778
55	132493.8	3680383	81.2	22141186	145743	4048422	5036577	25835749	No	Carbón	359205
60	29.3	1506	2.8	24534	32	1657	439	26275	No	Petróleo Diesel	116
63	477.6	24593	4.8	400595	525	27052	9756	431614	No	Petróleo Diesel	1899
73	22.1	1137	115.2	18513	24	1250	3082	22578	No	Petróleo Diesel	88
75	705209.2	19589146	249.0	117848300	775730	21548060	52666385	163371700	No	Carbón	1911901
79	19.3	992	16.6	16155	21	1091	837	17849	No	Petróleo Diesel	77
82	2.0	103	10.6	1676	2	113	66	1831	No	Petróleo Diesel	8
86	1527.6	78660	27.9	1281300	1680	86526	90762	1440073	No	Petróleo Diesel	6073
89	652.8	33615	9.0	547557	718	36977	19602	596223	No	Petróleo Diesel	2595
91	38.0	1956	36.2	31868	42	2152	2642	36201	No	Petróleo Diesel	151
94	201.5	10377	28.4	169025	222	11414	12100	190097	No	Petróleo Diesel	801
97	6748.4	347495	58.9	5660344	7423	382244	628701	6589496	No	Petróleo Diesel	26827
100	2210.9	113848	138.3	1854468	2432	125233	344647	2297550	No	Petróleo Diesel	8789
105	1401.0	64194	6.5	716144	1541	68022	29636	741225	No	Petróleo Combustible	4956
108	150668.7	4185242	63.0	25178417	165736	4603766	4913223	28565533	No	Carbón	408480

Fuente: Elaboración Propia. Ton = tonelada, BTU = unidad térmica británica, MW = megawatt, CSC = captura y secuestro de carbono, tCO₂ = tonelada de CO₂

ANEXO B

CUADRO B.I. RESUMEN DE OBJETIVOS Y LÍNEAS DE ACCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO (2017-2022)

Eje temático	Objetivo específico	Líneas de acción (LA)
Adaptación	3.1.1 Evaluar periódicamente la vulnerabilidad de sistemas humanos y naturales frente a los impactos del cambio climático, estableciendo los riesgos y oportunidades que presenta este fenómeno	LA1: Generación, análisis y actualización de información climática LA2: Generación, análisis y actualización de información sobre vulnerabilidad y riesgos frente cambio climático
	3.1.2 Adaptarse al cambio climático, mediante la implementación de medidas dirigidas a reducir la vulnerabilidad y aumentar la capacidad adaptativa de los sistemas humanos y naturales del país	LA3: Elaboración, implementación y actualización de planes sectoriales de adaptación
	3.1.3 Monitorear y reportar periódicamente el avance de la adaptación en el país, para establecer mejoras en la planificación mediante políticas de adaptación	LA4: Desarrollo de un sistema de monitoreo y reporte para la adaptación en Chile
Mitigación	3.2.1 Mantener el Sistema Nacional de Inventarios de GEI y actualizar el Inventario de Gases de Efecto Invernadero	LA5: Actualización del Inventario de Gases de Efecto Invernadero de Chile
		LA6: Sistema de garantía y control de calidad
		LA7: Archivo y difusión
	3.2.2. Desarrollar e implementar acciones y políticas de mitigación	LA8: Acciones de mitigación del sector energía
		LA9: Acciones de mitigación del sector transporte
		LA10: Acciones de mitigación del sector silvoagropecuario
		LA11: Acciones de mitigación para la edificación, urbanización e infraestructura pública bajas en carbono
		LA12: Acciones de mitigación del sector residuos
3.2.3. Contabilizar y proponer medidas de mitigación de contaminantes climáticos de vida corta	LA13: Acciones de mitigación transversales o multi-sectoriales	
	LA14: Contabilidad y control de contaminantes climáticos de vida corta	
	LA15: Diseñar e implementar sistemas de monitoreo, reporte y verificación	
3.2.4 Implementar sistemas de contabilidad y monitoreo, reporte y verificación	LA16: Desarrollar herramientas técnicas de análisis de los compromisos de mitigación pre y pos-2020	
3.2.5. Implementar acciones para cumplir con los compromisos internacionales de mitigación		

Fuente: MMA (2017)

CUADRO B.I. RESUMEN DE OBJETIVOS Y LÍNEAS DE ACCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO (2017-2022) (CONTINUACIÓN)

Eje temático	Objetivo específico	Líneas de acción (LA)
Medios de implementación	3.3.1 Fortalecer la institucionalidad para abordar el cambio climático a nivel nacional	LA17: Política y marco legal sobre cambio climático
	3.3.2 Apoyar la transferencia de tecnología para la implementación de medidas de mitigación y adaptación al cambio climático	LA18: Estrategia para el desarrollo y la transferencia tecnológica
		LA19: Incorporación de nuevas tecnologías LA24: Estrategia de educación
	3.3.3 Crear las capacidades nacionales para la gestión del cambio climático y entregar asistencia técnica	LA20: Fomento de la investigación en temas de cambio climático
		LA21: Estrategia de educación y sensibilización para abordar el cambio climático LA22: Cooperación Internacional
3.3.4 Generar una estrategia nacional financiera frente al cambio climático	LA23: Estrategia nacional financiera frente al cambio climático	
Gestión del cambio climático a nivel regional y comunal	3.3.5 Asesorar la negociación internacional en temáticas relacionadas al cambio climático	LA24: Participación de Chile en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, IPCC, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico y otros relacionados
	3.4.1 Fortalecer la institucionalidad de cambio climático a nivel regional y comunal	LA25: Arreglos institucionales
		LA26: Incorporación del cambio climático en los instrumentos de planificación
	3.4.2 Desarrollar las capacidades en los gobiernos regionales y municipales	LA27: Desarrollo de información a nivel regional y comunal para apoyar la toma de decisiones
		LA28: Desarrollo de programas de capacitación y difusión LA29: Fortalecer el sistema de certificación ambiental municipal (SCAM) y el programa de barrios sustentables
3.4.3 Implementar acciones y propiciar sinergias entre la adaptación y la mitigación para un territorio específico	LA30: Sinergias para la acción climática en un territorio específico	

Fuente: MMA (2017)