Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile

Análisis de usos de mercados del carbono para cuatro tipologías de proyectos estratégicos para la carbono neutralidad

Informe final

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Por encargo de:

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

de la República Federal de Alemania

Ministerio de Energía

Gobierno de Chile

Edición:
Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

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

Nombre del proyecto:
Global Carbon Market
Descarbonización del sector energía en Chile
Alameda 1449, Piso 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de / www.4echile.cl

Responsables:
David Fuchs / Mariela Ramos / Florian Kohlhammer / Pablo Tello

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

Título:
Análisis de usos de mercados del carbono para 4 tipologías de proyectos estratégicos para la carbono neutralidad
informe final

Autor:
WSP Ambiental S.A.

Logo

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

Santiago de Chile, 8 de enero de 2021

Contenido del informe

1. INTRODUCCIÓN 4

2. OBJETIVOS 4

2.1. OBJETIVOS CONSULTORÍA 4
2.2. OBJETIVO INFORME 5

3. TIPOLOGÍAS DE PROYECTO 5

3.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE CONCENTRACIÓN SOLAR DE POTENCIA (CSP) 5
3.1.1. Descripción general de la tipología 5
3.1.2. Caso de estudio 6
3.1.3. Evaluación económica 9
3.1.4. Reducción de emisiones 13
3.1.5. Impactos económicos de la venta de reducciones de emisiones 16
3.2. RECONVERSIÓN DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS A CARBÓN A SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CON BATERÍA CARNOT 17
3.2.1. Descripción general de la tipología 17
3.2.2. Caso de estudio 18
3.2.3. Evaluación económica 19
3.2.4. Reducción de emisiones 23
3.3. BOMBEO Y ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO 25
3.3.1. Descripción general de la tipología 25
3.3.2. Caso de estudio 26
3.3.3. Evaluación económica 28
3.3.4. Reducción de emisiones 31
3.4. REEMPLAZO DE FUENTE DE ENERGÍA DE LA RED POR ENERGÍAS RENOVABLES EN PLANTAS DE DESALINIZACIÓN DE AGUA DE MAR EXISTENTES 33
3.4.1. Descripción general de la tipología 33
3.4.2. Caso de estudio 33
3.4.3. Evaluación económica 34
3.4.4. Reducción de emisiones 37
3.4.5. Impactos económicos de la venta de reducciones de emisiones 39

4. MAPEO DE MERCADOS DE CARBONO 41

4.1. MERCADOS REGULADOS 41
4.1.1. Mercados existentes bajo el alero de la CMNUCC 41
4.1.2. Sistemas de transacción de emisiones 42
4.1.3. Mercados potenciales bajo el Artículo 6 43
4.1.4. Mercado doméstico para compensación del impuesto verde en Chile 47
4.2. MERCADOS VOLUNTARIOS 48
4.3. ESTÁNDARES EXISTENTES 49
4.3.1. Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) 49
4.3.2. *Verified Carbon Standard* (VCS) 51
4.3.3. *Gold Standard* (GS) 52
4.3.4. *Joint Crediting Mechanism* (JCM) 53
4.4. ALTERNATIVAS PARA LA TRANSACCIÓN DE REDUCCIONES DE EMISIONES 55
4.4.1. Mercado voluntario 55
4.4.2. Mercados potenciales bajo Artículo 6 58
4.4.3. Mercado doméstico 59
4.4.4. CORSIA 60
4.5. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DEL CARBONO 61
4.5.1. Mercados regulados 61
4.5.2. Mercados voluntarios 62
4.6. TENDENCIA DE PRECIOS 64

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 65

6. BIBLIOGRAFÍA 67

1. Introducción

El presente informe se elaboró en el contexto de la consultoría “Análisis de usos de mercados del carbono para 4 tipologías de proyectos estratégicos para la carbono neutralidad”, que busca evaluar la factibilidad del uso de los mercados de carbono para distintas tipologías de proyectos prioritarios del sector energía. En el marco del presente estudio se buscó cuantificar, para cuatro tipologías de proyecto, el efecto de potenciales ingresos asociados a la venta de reducciones de emisiones sobre la evaluación económica. Además, se identificaron potenciales alternativas para la comercialización de las reducciones de emisiones generadas. El presente análisis no aborda otras formas de valorización de las emisiones de GEI, por ejemplo, un impuesto al carbono.

La selección de tipologías consideró tres criterios: que correspondan a tecnologías con baja penetración o aún no implementadas en el país, que tengan un alto potencial de implementación a gran escala en el mediano plazo en el país y que abarquen distintos aspectos del sector energético. La selección final considera las siguientes tipologías: Generación eléctrica mediante Concentración Solar de Potencia (CSP), reconversión de centrales termoeléctricas a carbón a sistema de almacenamiento con Batería Carnot, bombeo y almacenamiento hidráulico, y reemplazo de fuente de energía de la red por energías renovables en plantas de desalinización de agua de mar existentes. Cabe destacar que el Ministerio de Energía está desarrollando un trabajo específico para analizar el potencial uso de mercados de carbono para proyectos de hidrógeno verde que reduzcan emisiones, por lo que este tipo de proyectos no se considera en el presente informe.

Para cada tipología de proyectos se presenta una descripción general, la definición de un caso de estudio realista de acuerdo a las tendencias tecnológicas y el contexto actual, su evaluación económica, y una estimación del potencial de reducción de emisiones que estos pueden generar. Adicionalmente, para los casos de estudio con potencial de generar reducciones de emisiones de GEI, se cuantificó el efecto en la evaluación económica por ingresos asociados a dichas reducciones. Es importante destacar que, además de los impactos en las emisiones de gases de efecto invernadero, no se consideran otros aspectos ambientales en la evaluación económica.

Finalmente, se describen las potenciales alternativas, futuras y existentes, asociadas a mercados de carbono en las que proyectos asociados a las tipologías podrían transar sus reducciones, y se indican precios referenciales a los que dichas transacciones podrían ocurrir.

2. Objetivos

2.1. Objetivos consultoría

El objetivo general de la presente consultoría es determinar el aporte que el uso de mercados de carbono internacionales y domésticos puede significar en la aceleración de la implementación de distintas tipologías de proyecto prioritarias para la descarbonización del sector energético de Chile.

Para el cumplimiento del objetivo anterior, se considera el desarrollo de las siguientes líneas de trabajo.

- Línea de trabajo 1: Cuantificación del efecto que la venta de reducciones de emisiones genera en la evaluación económica para cada tipología de proyecto.
- Línea de trabajo 2: Análisis del potencial de participación de las tipologías de proyectos identificadas en mercados de carbono

2.2. Objetivo informe

Este informe, asociado a las Líneas de trabajo 1 y 2, considera los siguientes objetivos específicos:

- Definir y analizar cuatro tipologías de proyecto de mitigación en sector energético chileno.
- Evaluar económicamente casos de estudio definidos para cada una de las tipologías de proyecto.
- Cuantificar el potencial volumen de reducción de emisiones de GEI de cada una de las tipologías de proyecto.
- Cuantificar el efecto de la venta de reducciones de emisiones de CO_2 en los flujos económicos de los casos de estudio.
- Identificar y describir las potenciales alternativas de participación de las tipologías en mercados de carbono.

3. Tipologías de proyecto

3.1. Generación eléctrica mediante Concentración Solar de Potencia (CSP)

3.1.1. Descripción general de la tipología

Esta tipología de proyecto considera la construcción y operación de una central de generación eléctrica mediante Concentración Solar de Potencia (CSP) que inyecta electricidad al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La tecnología CSP permite concentrar y almacenar la energía del sol en forma de calor para luego transformarla en electricidad. Así, a diferencia de la generación solar fotovoltaica, estos sistemas pueden generar energía eléctrica limpia cuando se requiera, las 24 horas del día.

Existen dos tipos de procesos de concentración solar: lineal y puntal y en cada caso existen dos tecnologías:

- Tecnologías de concentración lineal: Cilindros Parabólicos y Colectores Lineales Fresnel
- Tecnologías de concentración puntual: Torre y Disco Stirling

En la Figura 1 se muestra un esquema de cada una de las tecnologías mencionadas.

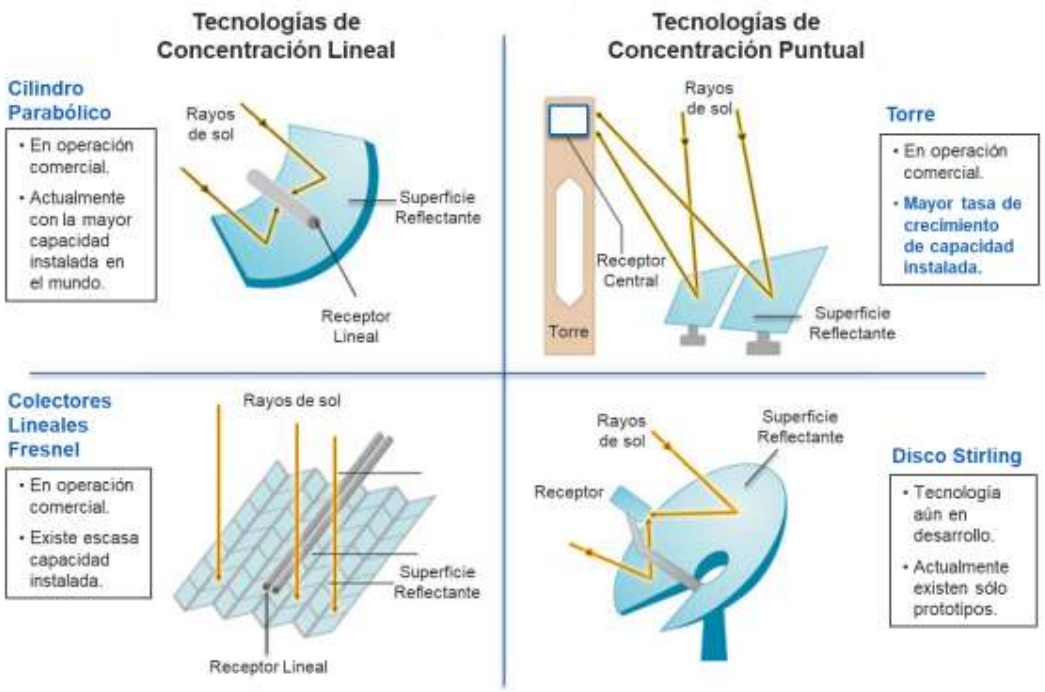

Figura 1: Tecnologías de CSP

Fuente: "Reporte de relación y magnitud de costos de inversión (Capex) y Operación & Mantenimiento (OPEX)" [1]

3.1.2. Caso de estudio

Para la definición del caso de estudio se consideran aspectos tales como la localización geográfica, la tecnología, la potencia de la central, su capacidad de almacenamiento, su factor de planta y su vida útil.

A continuación, se analizan los criterios utilizados en la definición del caso de estudio.

<u>Ubicación</u>

Chile cuenta con el mejor recurso solar del mundo para la implementación de CSP, referido a la componente de Irradiancia Normal Directa (DNI), especialmente en las regiones de Antofagasta y Atacama, con niveles de DNI sobre 3.200 kWh/(m^2-año) y sobre 4.000 horas de sol anuales.

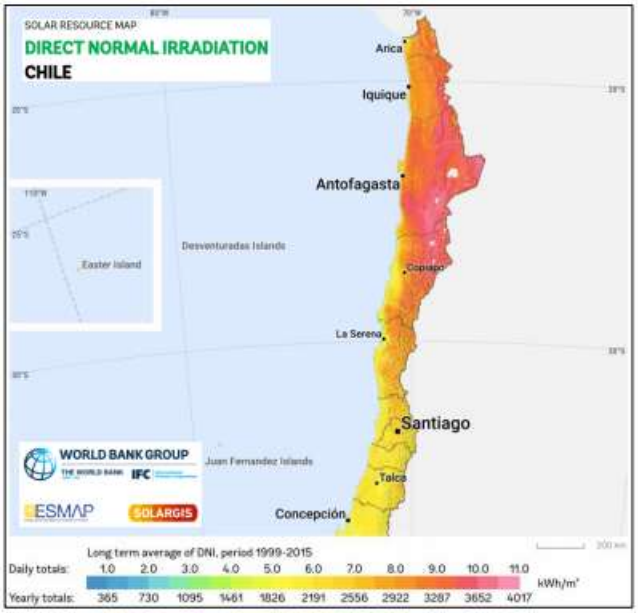

Figura 2: Mapa de Irradiancia Normal Directa en Chile.
Fuente: "Reporte de relación y magnitud de costos de inversión (Capex) y Operación & Mantenimiento (OPEX)" **[1]**

La ubicación de la central considerada en el caso de estudio es la presentada en el "Reporte de relación y magnitud de costos de inversión (Capex) y Operación & Mantenimiento (OPEX)" para CSP con tecnología de Torre Solar, publicado por el Comité Solar en diciembre de 2019. En el reporte mencionado, esta ubicación es utilizada para la evaluación de distintos escenarios de demanda horaria y almacenamiento para una central de CSP. Detalles de la ubicación se presentan en la Tabla 1:

Tabla 1: Ubicación central CSP caso de estudio

Ubicación Central	
Región	Antofagasta
Comuna	Calama
Coord. Este (WGS84, UTM)	542.905
Coord. Norte (WGS84, UTM)	7.484.303

Fuente: "Reporte de relación y magnitud de costos de inversión (Capex) y Operación & Mantenimiento (OPEX)" **[1]**

La subestación más cercana a la ubicación de la planta –a 24 km de distancia, de acuerdo a la información entregada en la plataforma "Energía Maps" de la Comisión Nacional de Energía[1]– es la subestación Solar Jama de 220 kV. En la Tabla 2 se indica la ubicación de la subestación.

Tabla 2: Ubicación subestación Solar Jama

Ubicación Subestación Solar Jama	
Región	Antofagasta
Comuna	Calama
Coord. Este (WGS84, UTM)	530.963
Coord. Norte (WGS84, UTM)	7.504.202

Fuente: Comisión Nacional de Energía

Para el caso de estudio se considera la conexión de la central a la subestación Jama Solar.

[1] Plataforma accesible en http://energiamaps.cne.cl/

Tecnología

Las primeras plantas CSP en operación comercial fueron de tecnología de concentración lineal, pero las posteriores tecnologías de concentración puntual han logrado mejores eficiencias de conversión energética. Cabe mencionar que, si bien la concentración puntual es más eficiente como proceso que la concentración lineal, particularmente la tecnología de Torre Solar requiere una favorable condición de atenuación atmosférica en la zona de emplazamiento, ya que gran parte de la superficie reflectante (espejos llamados helióstatos) estará a gran distancia del receptor de la torre (hasta aproximadamente 1.600 metros), lo cual requiere que la zona del proyecto presente pocos elementos que distorsionen o absorban el haz de radiación solar (emitancia luminosa) desde el helióstato hasta el receptor.

Considerando la mayor eficiencia de la tecnología y que las condiciones de atenuación atmosférica en el desierto de Atacama son usualmente favorables [1], la tecnología utilizada en el caso de estudio es la de Torre Solar.

Como referencia, la central Cerro Dominador, la primera en utilizar un proceso de CSP en el país, utiliza la tecnología de Torre Solar. Adicionalmente, hay cinco proyectos de CSP ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental[2] (SEIA), de los cuales 4 consideran el uso de esta tecnología.

Potencia, factor de planta y capacidad de almacenamiento

Además de Cerro Dominador, existen cinco proyectos de CSP ingresados al SEIA. En la Tabla 3 se indica la potencia de CSP que consideran estos proyectos.

Tabla 3: Potencia y almacenamiento de torres CSP instaladas en el país o ingresadas al SEIA

Proyecto	Potencia CSP	Almacenamiento
Cerro Dominador	110 MW	17,5 horas
Copiapó Solar	240 MW (2 torres de 120 MW)	14 horas
Tamarugal Solar	450 MW (3 torres de 150 MW)	11 horas
Likana Solar	450 MW (3 torres de 150 MW)	11 horas
Termosolar Camarones	105 MW (una torre)	No declarado
CEME 1	70 MW (cilindros parabólicos)	14 horas

Fuente: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

Como se observa en la Tabla 3, el rango de potencia de las torres de CSP, tanto de Cerro Dominador como de proyectos en otras etapas de desarrollo, va desde los 105 MW a los 150 MW, mientras que el almacenamiento va desde las 11 horas a 17,5 horas. Dado esto, para el caso de estudio se consideró una torre de 115 MW y 13 horas de almacenamiento, con un 79,9% de factor de planta, utilizando como referencia datos entregados por GIZ en base a cálculos de la Asociación de CSP para una central en la comuna de Calama.

Vida útil

Se consideró una vida útil de 30 años para el caso de estudio, valor presentado en las Declaración de Impacto Ambiental (DIA) de todos los proyectos de CSP ingresados en el SEIA.

[2] Plataforma del Servicio de Evaluación Ambiental, donde se puede acceder al registro de proyectos ingresados al SEIA disponible en: https://www.sea.gob.cl/

Resumen caso de estudio

El caso de estudio definido consiste en la construcción y operación de una central de CSP de Torre Solar de 115 MW, con almacenamiento de 13 horas, con un factor de planta del 79,9%, ubicada en la comuna de Calama y con una vida útil de 30 años.

3.1.3. Evaluación económica

La evaluación económica considera que la central CSP inicia su construcción en año 2021 y que su construcción dura cuatro años, periodo presentado para la tecnología CSP en el "Informe de costos de tecnologías de generación" de la CNE, por lo que estaría operativa en 2025.

Para la evaluación económica se tomaron como referencia datos de costos de capital (CAPEX) de distintas fuentes. Para la estimación de costos directos se utilizaron datos proporcionados por GIZ en base a cálculos de la Asociación de CSP para la central de referencia considerada. Los costos de contingencias se estimaron como un 5% de los costos directos, mientras que los costos indirectos se estimaron como un 10% de la suma de los costos directos y las contingencias, en base a lo presentado en el "Reporte de relación y magnitud de costos de inversión (Capex) y Operación & Mantenimiento (OPEX)" para CSP con tecnología de torre. Adicionalmente, se consideraron costos asociados a líneas de transmisión, subestación y construcción de caminos, que se estimaron de acuerdo a lo presentado en el artículo "*Potential Map for The Installation of Concentrated Solar Power Towers in Chile*" [2]. Se consideró que la inversión total se realizó en montos iguales anuales durante el periodo de construcción de la central.

Los costos de capital (CAPEX) de una central de las características consideradas en el caso de estudio se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4: CAPEX central CSP

Ítem	CAPEX (MMUSD)
Costos directos	482,0
Contingencias	24,1
Costos indirectos (EPC)	50,6
Líneas de transmisión	6,6
Subestación	19,1
Construcción de caminos	0,3
Total, planta	**582,7**

Fuente: Elaboración propia en base a información proporcionada por GIZ, "Reporte de relación y magnitud de costos de inversión (Capex) y Operación & Mantenimiento (OPEX)" [1] y "*Potential Map for The Installation of Concentrated Solar Power Towers in Chile*" [2]

Los costos de operación (OPEX) se estimaron en base a dos fuentes: "Reporte de relación y magnitud de costos de inversión (Capex) y Operación & Mantenimiento (OPEX)" para los costos variables y costos fijos de operación y mantenimiento, incluyendo costos por Concesión de Uso Oneroso (CUO); y "*Potential Map for The Installation of Concentrated Solar Power Towers in Chile*" para los costos asociados a líneas de transmisión y subestación. Estos se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5: OPEX central CSP

Ítem	OPEX (MMUSD)
Costos O&M Fijo con CUO	7,4
Costos Variables	2,8
Líneas de transmisión	0,1
Subestación	0,3
Total	**10,7**

Fuente: Elaboración propia en base a "Reporte de relación y magnitud de costos de inversión (Capex) y Operación & Mantenimiento (OPEX)" [1] y "*Potential Map for The Installation of Concentrated Solar Power Towers in Chile*" [2]

La evaluación económica considera ingresos asociados a la venta energía, potencia y servicios complementarios (SSCC).

Un proyecto de este tipo, al pretender suscribir un contrato de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés) debe fijar un precio de venta competitivo. Se debe tener presente que, en general, las empresas de generación han optado por competir en precio sólo en el concepto de energía y acordar todo el resto de los cargos como *passthrough*.

En esto se usan diferentes estrategias que dependen de los costos reales de producción del generador, y algunos criterios de evaluación típicos, como el tamaño del bloque que se negocia, el período del PPA, la característica de la carga del consumo, la ubicación y costos del punto de retiro, el precio en el punto de inyección y la calidad del cliente.

En general y de acuerdo a la experiencia del consultor, el rango de precio de energía para los PPA se puede considerar como el precio *spot* promedio más un cargo adicional (+3 a +7 USD/MWh), dejando todos los demás costos *passthrough*.

Considerando la proyección del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) de los costos marginales en la barra de la S/E Encuentro (barra más cercana al proyecto con costos marginales proyectados) para el año 2025 (año de inicio de operación) de 41,93 USD/MWh, se definió un precio de venta de **46,93 USD/MWh** para la evaluación.

Los ingresos por concepto de venta de energía se calcularon como el producto de la energía generada y el precio de venta del PPA. La generación anual está dada por la potencia de la central (115 MW) y su factor de planta (79,9%, el primer año de operación), considerando una degradación de los paneles de 0,5% anual [2].

Para poder incorporar dentro de los posibles ingresos el concepto de potencia, esta debe ser reconocida como potencia de suficiencia por el CEN y ratificarlo en el Informe Técnico respectivo. La capacidad o potencia, es un cargo por la disponibilidad para dar el servicio, la cual es posible mediante la instalación de capacidad. De esta manera, el cargo por capacidad incluye los costos de proveerla, lo que corresponde a los costos fijos de capital, y es asignado entre los usuarios que demandan en la punta.

Actualmente se encuentra en desarrollo la Estrategia de Flexibilidad del Ministerio de Energía, que plantea una serie de ejes y medidas que ayudarán a enfrentar la transformación del sistema eléctrico nacional, debido a los cambios en la demanda y a las tecnologías que participan en la generación, lo que hizo necesario actualizar criterios, como por ejemplo, los que se referían a la remuneración por potencia de suficiencia, que regula el pago por capacidad, que estaba en vigencia desde cuando la matriz nacional era primordialmente hidrotérmica. Se espera que el entregable establecerá los criterios para remunerar el aporte de los medios de almacenamiento, los que adquieren importancia debido al ingreso de las energías renovables variables (ERV). En la mesa de trabajo también se contempla la definición e incorporación de tecnologías que no cuentan con una metodología para determinar su potencia de suficiencia que corresponde a la capacidad de un sistema de abastecer la demanda de punta. Esto es importante en especial para

tecnologías como la CSP, entre otras, ya que ésta tiene la particularidad de ser un medio de generación termoeléctrico, sin usar combustibles fósiles, que a su vez es un medio de almacenamiento de larga duración de reposición diaria y económica. Este elemento permite que la CSP sea un importante aporte a la flexibilidad del SEN.

A falta de una metodología específica para la definición de la potencia de suficiencia de una central de CSP, para la evaluación económica esta se estimó como el producto entre la potencia de la central (115 MW) y su factor de planta (79,9% el primer año).

Además, se consideró el precio nudo de corto plazo de potencia del Informe Técnico Definitivo del primer semestre de 2020 para la barra de la S/E Encuentro, correspondiente a **93.900 USD/(MW-año)**.

Con respecto a los ingresos por servicios complementarios, según criterio del consultor, se estima que corresponderán a un 6% de los ingresos finales para CSP (ingresos por venta de energía y potencia).

Los ingresos para el primer año de operación se desglosan en la Tabla 6.

Tabla 6: Ingresos anuales central CSP

Ítem	Valor (MMUSD)
Ingresos por venta de energía	37,8
Venta de potencia	8,6
Venta de servicios complementarios	3,0
Total	**49,4**

Fuente: Elaboración propia.

Para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) se consideraron tres tasas de descuento (T.D.) (6%, 8% y 10%). Dado que el segmento de generación no está regulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, la tasa de descuento a ser aplicada en la evaluación depende del desarrollador del proyecto, por lo que para efectos de la evaluación se tomaron tres tasas referenciales, que son adecuadas para proyectos de generación en base a la experiencia del consultor. Se consideró que la inversión se divide equitativamente durante los cuatro años de construcción, comenzando en el año 0 (2021) y terminando el año 3 (2024) del periodo de evaluación. El fin del periodo de evaluación (2054) coincide con el fin de la vida útil del proyecto (30 años desde el inicio de operación).

Adicionalmente, se evaluó el escenario en el que el proyecto inicia su construcción el año 2025, considerando que en el futuro se puede esperar una reducción en los costos de inversión para este tipo de tecnología. Para la evaluación de este escenario se consideró un ajuste en el CAPEX y en el precio de venta de energía, considerando valores esperados en el año 2025, y el resto de los supuestos se mantuvieron igual que en el caso base. De esta forma, se consideró un factor de reducción del CAPEX, que representa la razón entre los costos específicos del 2025 y los costos de 2020 para CSP estimados por el NREL de Estados Unidos[3] (*National Renewable Energy Laboratory*). Para la estimación del precio de venta de energía se utilizó el costo proyectado de los costos marginales por el CEN para el año de inicio de operación y se consideró el mismo criterio que para el escenario base, de tomar el costo marginal con una adición de 5 USD/MWh. De acuerdo a lo anterior, la evaluación para el escenario de proyecto con inicio de construcción en 2025 consideró un CAPEX de 469,2 MMUSD y un precio de PPA de 53,5 USD/MWh.

[3] Datos disponibles en https://atb.nrel.gov/electricity/2020/index.php?t=sc

En la Tabla 7 se presentan los resultados de la evaluación económica para el caso de estudio de central CSP, para los escenarios de inicio de construcción en 2021 y en 2025.

Tabla 7: Resultados evaluación económica central CSP

VAN central CSP (MMUSD)	T.D. 6%	T.D. 8%	T.D. 10%
Inicio construcción 2021	-116,2	-194,8	-247,7
Inicio construcción 2025	50,1	-45,0	-110,3

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a los resultados presentados en la Tabla 7, al evaluar el escenario de inicio de construcción el año 2021, el proyecto no es rentable para ninguna de las tasas de descuento consideradas. En el escenario de inicio de construcción en 2025, la evaluación mejora, alcanzando un VAN positivo para una tasa de descuento del 6%.

Se realizó un análisis de sensibilidad de los parámetros más relevantes de la evaluación del caso base (inicio de construcción en 2021), de manera de determinar su impacto sobre los resultados obtenidos. Para ello, se evaluó el impacto de una variación del CAPEX, del precio de la energía y del factor de planta sobre el VAN. El CAPEX y el precio de la energía se variaron en un rango de -30% a 30% con respecto al valor considerado en el caso base, lo que se estima es apropiado dado el contexto de la evaluación, mientras que el factor de planta se varió entre valores de 60% y 85%, considerando que para plantas equivalentes, con similar capacidad, los factores oscilan en este rango, dependiendo del nivel de radiación.

A continuación, se presentan los resultados del análisis de sensibilidad para los parámetros mencionados (Figura 3, Figura 4 y Figura 5):

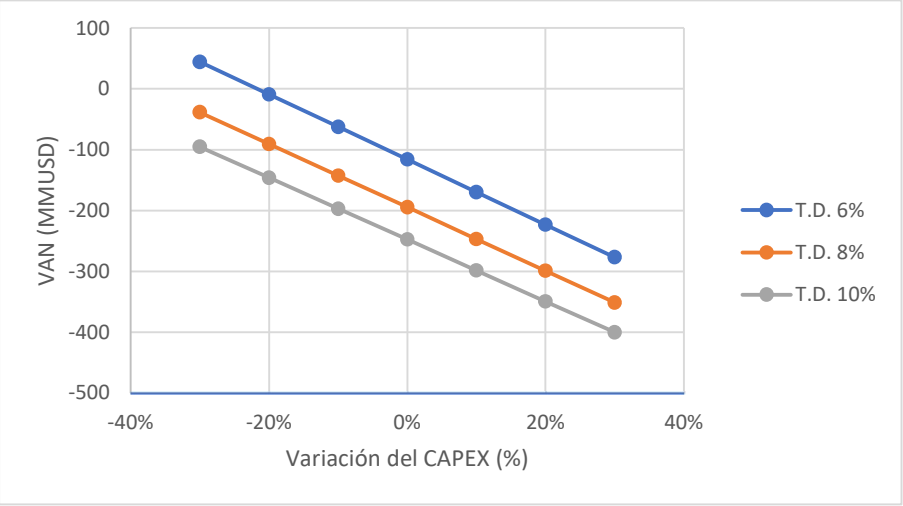

Figura 3: Sensibilidad del VAN con respecto a la variación del CAPEX – Central CSP

Fuente: Elaboración propia.

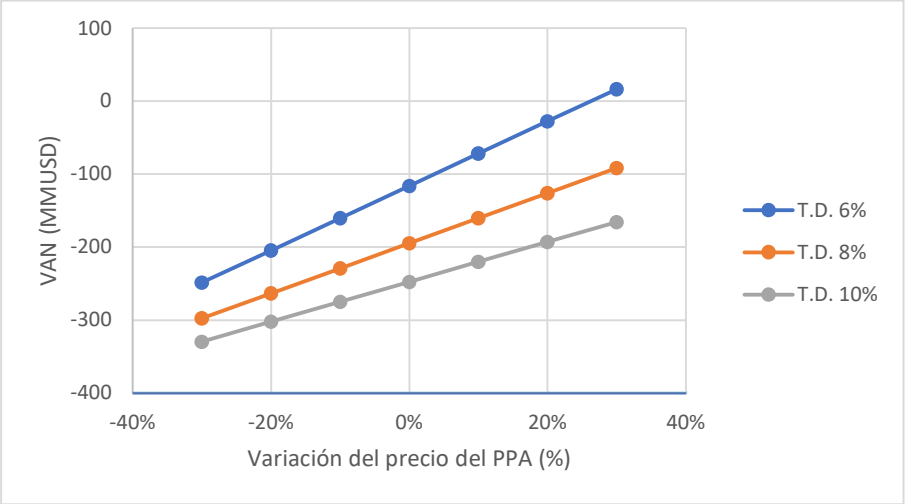

Figura 4: Sensibilidad del VAN con respecto a la variación del precio de venta de energía – Central CSP

Fuente: Elaboración propia.

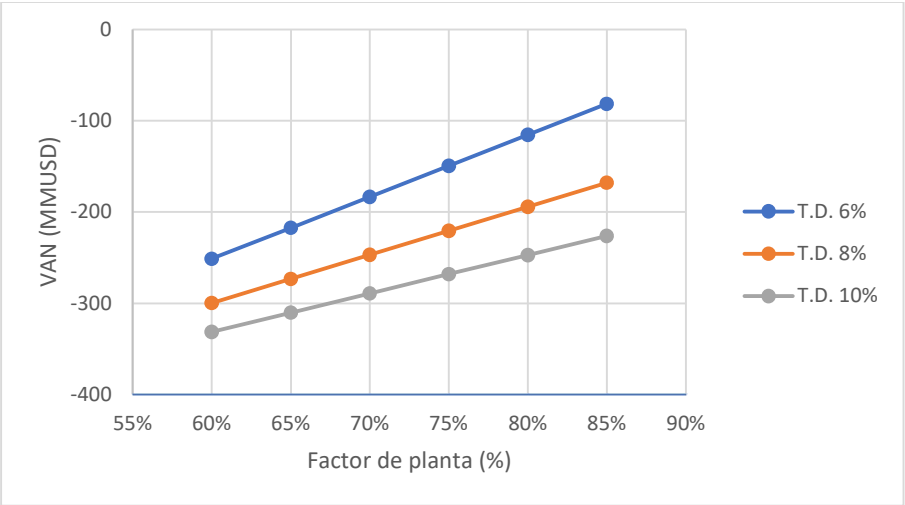

Figura 5: Sensibilidad del VAN con respecto a la variación del factor de planta – Central CSP

Fuente: Elaboración propia.

A partir del análisis de sensibilidad realizado, se desprende que existen escenarios en los que el VAN resulta positivo. Para una tasa de descuento del 6% esto ocurre para disminuciones en el CAPEX cercanas al 22% (456,2 MMUSD) y para un aumento del precio de venta de energía del orden del 26% (59,3 USD/MWh).

3.1.4. Reducción de emisiones

Un proyecto de generación eléctrica mediante CSP puede considerarse que genera reducciones durante todo el tiempo que está inyectando energía a la red. Esto ocurre ya que al inyectar energía 100% renovable, desplaza la generación de otras centrales conectadas a la red, entre las que se encuentra una gran variedad de centrales térmicas en base a combustibles fósiles.

De acuerdo a lo anterior, el escenario de proyecto considera que la central CSP inyecta energía renovable a la red, mientras que el escenario de línea base considera que, en ausencia del proyecto, esta energía hubiese sido inyectada por una mezcla de centrales conectadas a la red.

La reducción de emisiones de un proyecto de generación mediante CSP, considerando que tiene un factor de emisión nulo, está dada por:

$$Red_{CSP} = Generación \times FE_{red}$$

Donde:

Red_{CSP}: Reducción de emisiones anual del proyecto de generación mediante CSP. $[t_{CO_2}]$

$Generación$: Generación eléctrica anual del proyecto. $\left[\frac{MWh}{año}\right]$

FE_{red}: Factor de emisión de la red eléctrica. $\left[\frac{t_{CO}}{MWh}\right]$

Como se presenta más detalladamente en el Anexo A, para la estimación de reducciones de este caso de estudio, se consideró adecuado el uso de un factor de margen combinado (CM), es decir, que pondera un factor de emisión de margen operacional (OM, por sus siglas en inglés), y un factor de emisión de margen de construcción (BM, por sus siglas en inglés), donde el factor de emisión OM se calcula mediante el método de cálculo *Simple Adjusted* OM.

Adicionalmente, se consideró interesante evaluar como varía la magnitud de la reducción de emisiones al no considerar el factor de emisión BM (es decir, considerar solo un factor de emisión OM), dado que, por definición, este factor busca reflejar la tendencia futura de las emisiones del sistema, y por lo tanto cobra relevancia en caso de utilizar un factor de emisión fijo para determinar las emisiones futuras de un proyecto de mitigación. Considerando que los proyectos de reducción de emisiones carbono debiesen apuntar hacia reducciones reales y, por lo tanto, los factores de reducciones debiesen ser calculados *ex-post*, hacer este análisis cobra sentido. Es importante considerar que esta aproximación metodológica es propuesta por el consultor y no sigue los actuales lineamientos del MDL, por lo que formalmente un proyecto no podría ser registrado en un estándar actual siguiendo este enfoque, pero podría tener cabida en futuros esquemas.

En la Figura 6 se presentan los valores de factor de emisión y reducciones de emisiones proyectadas, considerando un factor de margen combinado (CM) y un factor de emisión de margen operacional (OM)

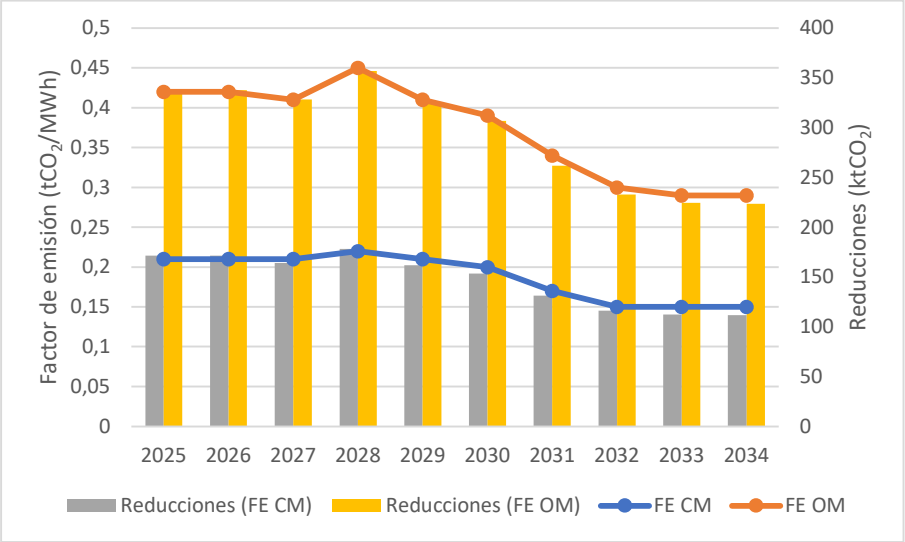

Figura 6: Proyección factor de emisión y potencial de reducción de emisiones CSP

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, considerando que anteriormente se evaluó económicamente un escenario que considera un año de inicio de construcción posterior, año 2025, es interesante observar como este cambio en el año de entrada en operación del proyecto afecta su potencial de reducción de emisiones, dado que en años futuros se espera un menor nivel de emisiones en el sistema, dada la mayor penetración de fuentes renovables. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para el escenario de inicio de construcción en 2025, considerando ambos enfoques previamente presentados para el caso base, es decir, determinando la reducción de emisiones a partir de un factor de emisión de margen combinado (CM) y un factor de emisión de margen operacional (OM).

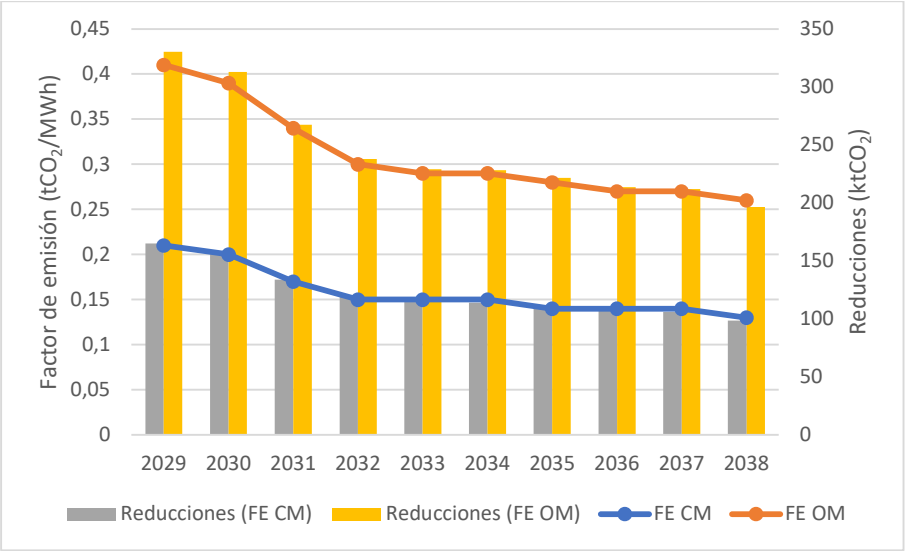

Figura 7: Proyección factor de emisión y potencial de reducción de emisiones CSP (Escenario inicio de construcción en 2025)

Fuente: Elaboración propia.

La proyección del factor de emisión presenta una baja significativa durante los próximos años, producto del importante aumento en la participación de energías renovables en la generación,

pasando de representar un 44% en la actualidad, (dato real del año 2019), a un 84% en el año 2030. Por lo tanto, el potencial de reducción de emisiones decrece en el tiempo.

Para efectos de incorporar en la evaluación económica potenciales ingresos asociados a la venta de reducciones de emisiones del proyecto de central CSP, se considera que el proyecto podría recibir ingresos por este concepto durante 10 años, dado que en general, los distintos estándares permiten certificar reducción de emisiones por un período acotado.

3.1.5. Impactos económicos de la venta de reducciones de emisiones

A partir de las evaluaciones económicas presentadas y el potencial de reducción de emisiones determinado en cada caso, se identificó el aporte de los potenciales ingresos asociados a la venta de reducción de emisiones sobre el VAN del proyecto. De esta forma, se consideró un rango potencial de precios de CO_2, entre 5 a 50 USD/tCO_2, y se evaluó su impacto sobre el VAN considerando la reducción de emisiones que se obtiene en los siguientes escenarios: año de inicio de construcción 2021 y 2025 y considerando un factor de emisión CM (método MDL) y a un OM (propuesta del consultor) para determinar la reducción de emisiones.

Los resultados del análisis del potencial efecto en el VAN de la venta de reducciones para los escenarios mencionados se presenta en la Figura 8 y Figura 9.

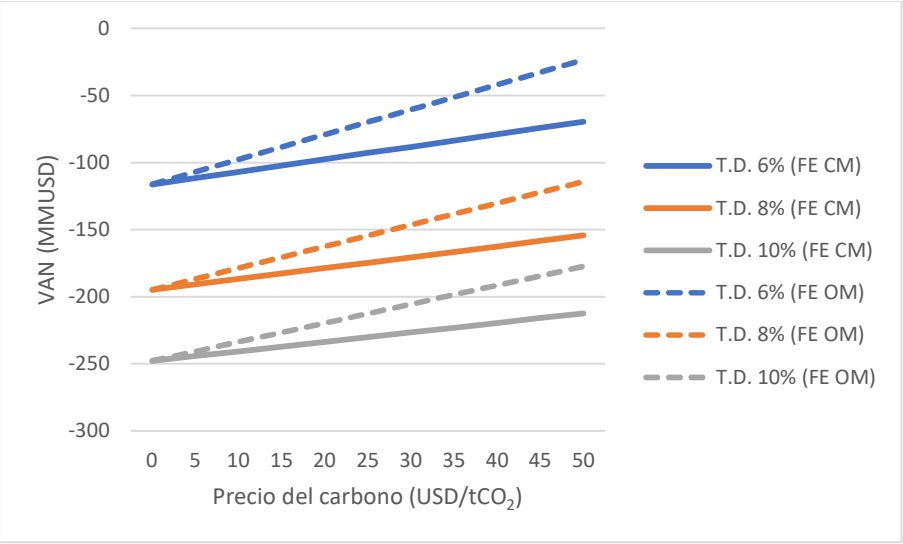

Figura 8: Efecto de la venta de reducciones en el VAN de central CSP (inicio construcción en 2021)

Fuente: Elaboración propia.

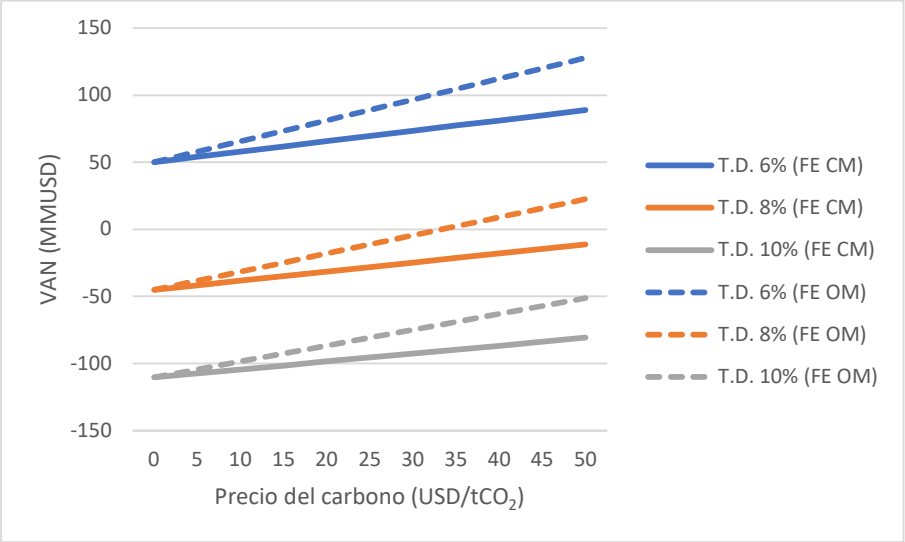

Figura 9: Efecto de la venta de reducciones en el VAN de central CSP (inicio construcción en 2025)

Fuente: Elaboración propia.

A partir del análisis anterior, se concluye que para el rango de precios de CO_2 considerado, los potenciales ingresos por la venta de la reducción de emisiones permitirían mejorar la evaluación económica. Sin embargo, para los escenarios situados en el año 2021, estos ingresos por sí solos no son suficientes para cubrir toda la brecha requerida para lograr que los proyectos sean rentables. En el caso de las evaluaciones situadas en el año 2025, en aquellos escenarios en los que la evaluación base resulta con un VAN negativo, bajo ciertas condiciones sería posible lograr que los mercados de carbono pudiesen cubrir la brecha para lograr que el proyecto sea rentable (por ejemplo, al considerar una tasa de descuento 8% y un precio mayor a 35 USD/tCO_2), y en aquellos escenarios en los que la evaluación base resulta con un VAN positivo, los ingresos asociados a la venta de reducción de emisiones podría mejorar la evaluación.

3.2. Reconversión de centrales termoeléctricas a carbón a sistema de almacenamiento con Batería Carnot

3.2.1. Descripción general de la tipología

Esta tipología de proyecto considera la reconversión de una central termoeléctrica a carbón existente a un sistema de almacenamiento térmico de energía, o Batería Carnot, que inyecta electricidad al SEN.

Una Batería Carnot transforma energía eléctrica –generalmente durante periodos de bajo costo de electricidad y/o mediante el uso de energías renovables– en energía térmica mediante un calentador eléctrico el cual funde sales. La energía térmica almacenada como calor sensible en las sales fundidas finalmente es utilizada para la generación eléctrica mediante un ciclo de vapor –generalmente en periodos de alta demanda eléctrica y/o altos precios–.

En la Figura 10 se muestra el diagrama de proceso de una Batería Carnot.

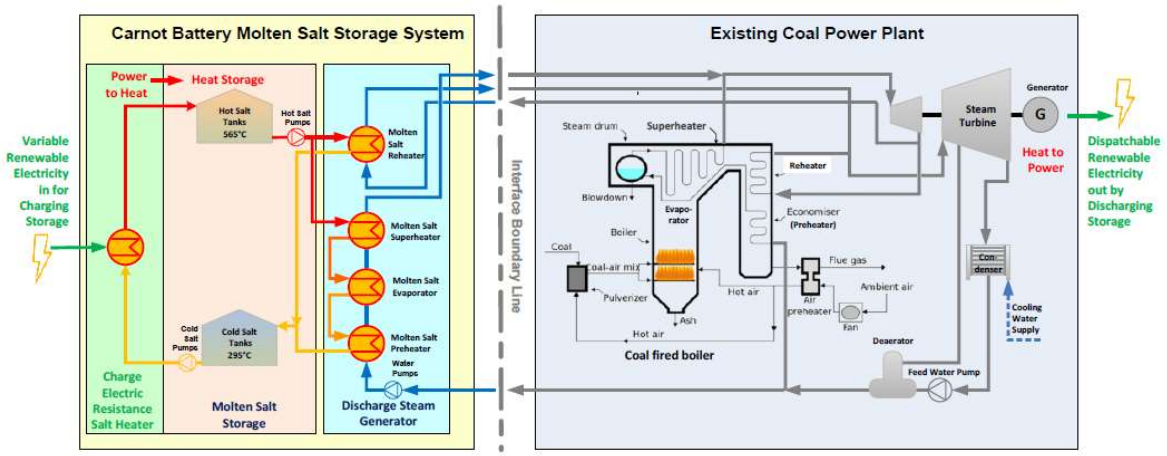

Figura 10: Diagrama proceso Batería Carnot

Fuente: "Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile" [3]

3.2.2. Caso de estudio

Para la definición del caso de estudio, se consideran aspectos tales como la localización y potencia de la central a reconvertir, la fuente de energía utilizada para la carga térmica, el modelo de negocio del proyecto, la configuración de carga y descarga del almacenamiento térmico y la vida útil.

A continuación, se indican los parámetros utilizados en la elección del caso de estudio.

Fuente de energía eléctrica para la carga

Para el caso de estudio se consideró que la Batería Carnot se carga mediante consumo de energía de la red eléctrica, tomando en cuenta que implicaría menos costos de inversión (no es necesario construir una central renovable) y es una alternativa aplicable a cualquier central térmica a carbón existente en el país, mientras que la construcción de una central renovable puede estar limitada por las condiciones del lugar.

Modelo de negocio

Se considera que el proyecto se utiliza para el arbitraje de energía, cargando la batería en periodos de bajo costo de energía e inyectando a la red en periodos de alta demanda. Dado esto, se considera que las transacciones de energía ocurren en el mercado *spot*.

Además, se consideran ingresos por venta de potencia y de SSCC.

Potencia y ubicación del proyecto

Dado que la tipología considera la reconversión de una central, el caso de estudio de basa en un proyecto existente, en este caso la Central Termoeléctrica Tocopilla, específicamente las unidades U14 y U15, que de acuerdo con el cronograma de retiro de centrales a carbón[4] del Ministerio de Energía cesarán su operación a más tardar en mayo de 2024. Las unidades cuentan con una potencia neta total de 252 MW (128 MW U14 y 124 MW U15).

[4] Cronograma disponible en https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf

Configuración de carga-descarga y factor de planta

Para la configuración de carga y descarga del proyecto se tomó el escenario con mayor eficiencia de carga-descarga entre los presentados en el estudio "Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile" [3], que corresponde a 14 horas de inyección y 10 horas de carga. Se considera que el horario de carga es de 8:00 a 18:00 horas, aprovechando el periodo de oferta de energía solar, mientras que la inyección ocurre durante el resto del día.

Dada esa configuración de carga y descarga, el factor de planta es de 58,3%.

Vida útil

Se consideró el periodo de vida útil de 35 años presentado en el estudio "Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile". [3]

Resumen caso de estudio

El caso de estudio definido consiste en la reconversión de las unidades U14 y U15 de Central Termoeléctrica Tocopilla, ubicada en la comuna de Tocopilla en la región de Antofagasta y con una vida útil de 35 años. Se considera que el proyecto consume energía de la red para la carga entre 8:00 y 18:00 horas e inyecta durante el resto del día.

3.2.3. Evaluación económica

La evaluación económica considera que la reconversión de la central se inicia en el año 2021 y que su construcción dura un año, por lo que estaría operativa en 2022.

Para la evaluación económica se consideraron como referencia los costos presentados en el estudio "Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile" publicado por GIZ el año 2020.

El dimensionamiento de los equipos se realizó de acuerdo a las consideraciones del caso de estudio. En la Tabla 8 se indican los parámetros relevantes para la estimación del costo de una Batería Carnot.

Tabla 8: Parámetros Batería Carnot

Parámetro	Valor
Potencia eléctrica (MW)	251,7
Potencia térmica del calentador de sales (MW)	908,9
Capacidad generador térmico (MW)	649,2
Eficiencia térmica sistema de vapor	38,8%
Eficiencia ciclo completo	38,0%
Eficiencia calentador de sales	98%
Horas de almacenamiento (inyección)	14
Horas de carga	10
Días de inyección por semana	7
Capacidad de almacenamiento térmico (MWh)	9.088,8

Fuente: Elaboración propia en base a "Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile" [3]

Los costos de capital (CAPEX) del proyecto descrito en la Tabla 8 se detallan en la Tabla 9.

Tabla 9: CAPEX Bateria Carnot

Ítem	CAPEX (MMUSD)
Calentador eléctrico	92,7
Sistema de almacenamiento	209,0
Generador de vapor	58,4
Integración al PB existente	9,1
Total recargos (Ingeniería, riesgo, gestión)	110,8
Total	**480,1**

Fuente: Fuente: Elaboración propia en base a "Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile" [3]

Con respecto a los costos operacionales (OPEX), se consideró que corresponden a un 3% de los costos directos al año por concepto de Operación y Mantenimiento (incluido seguro), alcanzando un valor de **11,1 MMUSD** al año.

La evaluación económica considera ingresos asociados a la venta energía, potencia y SSCC.

Para la definición de los precios de carga e inyección de electricidad, se tomó el promedio de los costos marginales durante un año (noviembre de 2019 a octubre de 2020) del CEN en la barra de la S/E Encuentro para los bloques horarios respectivos de carga y descarga, y se corrigieron mediante un factor correspondiente a la razón entre el costo marginal promedio proyectado por el CEN en la barra de la S/E Encuentro (barra más cercana al proyecto con costos marginales proyectados) en 2022 y los costos marginales proyectados en 2020.

En la Tabla 10 se presentan los precios considerados:

Tabla 10: Precios carga e inyección Batería Carnot

Modo	Precio promedio (USD/MWh)
Carga	26,77
Inyección	40,05

Fuente: Elaboración propia.

Los ingresos por concepto de arbitraje de energía se calcularon como la diferencia entre a) el producto de la energía inyectada a la red y el precio de inyección, y b) el producto entre la energía consumida para la carga y el precio de carga. La energía anual inyectada (1.286,3 GWh) se calculó considerando que la central inyecta a la red a la potencia nominal (251,7 MW) por 14 horas diarias, durante 7 días a la semana. La energía consumida (3.385,1 GWh) está dada por la eficiencia del ciclo completo de carga-descarga (38% [3]).

A falta de una metodología específica para la definición de la potencia de suficiencia de una Batería Carnot, para la evaluación económica esta se estimó como el producto entre la potencia de la Batería (251,7 MW) y su factor de planta. El factor de planta se calculó considerando la generación esperada anual, considerando 14 horas de inyección, con respecto a la generación que la central hubiese generado operando todo el año a su potencia nominal.

$$FP_{Carnot} = \frac{1.286{,}3\,[GWh] \times 1.000\left[\frac{MWh}{GWh}\right]}{251{,}7[MW] \times 365[día] \times 24\left[\frac{h}{día}\right]}$$

$$FP_{Carnot} = 58{,}3\%$$

Para el precio de venta de potencia, se consideró el precio nudo de corto plazo de potencia del Informe Técnico Definitivo del primer semestre de 2020 en la barra de la S/E Encuentro, correspondiente a **93.900 USD/(MW-año)**.

Con respecto a los ingresos por servicios complementarios, según criterio del consultor, se estima que corresponden a un 8% de los ingresos anuales del proyecto (ingresos por venta de energía y venta de potencia).

Los ingresos de operación anuales se desglosan en la Tabla 11.

Tabla 11: Ingresos anuales Batería Carnot

Ítem	Valor (MMUSD)
Ingresos por arbitraje de energía(1)	-39,1
Venta de potencia	13,8
Venta de servicios complementarios	5,7
Total	**-19,6**

Nota(1): Ingresos por arbitraje consideran la diferencia entre ingresos por venta y costos por compra de energía.
Fuente: Elaboración propia.

Como se desprende de la Tabla 11, dados los precios de energía considerados y la eficiencia del ciclo de la Batería Carnot, el proyecto no genera ingresos por concepto de arbitraje, teniendo un costo de **39,1 MMUSD**. Esto se debe a que el proyecto inyecta mucho menos energía de la que requiere para la carga (debido a la eficiencia de la tecnología), por lo que a pesar de inyectar energía a un mayor precio que el de compra, los ingresos brutos por venta de energía resultan menores que los costos por compra de energía. Considerando que los ingresos por venta de potencia y SSCC ascienden a un total de **19,5 MMUSD**, el proyecto anualmente genera costos asociados a arbitraje de energía, venta de potencia y SSCC por **19,6 MMUSD**.

Para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) se consideraron tres tasas de descuento (T.D.) (6%, 8% y 10%). Dado que el segmento de generación no está regulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, la tasa de descuento a ser aplicada en la evaluación depende del desarrollador del proyecto, por lo que para efectos de la evaluación se tomaron tres tasas referenciales, que son adecuadas para proyectos de generación en base a la experiencia del consultor. La evaluación económica se realizó a 35 años, dada la vida útil del proyecto.

Adicionalmente, se evaluó el escenario en el que el proyecto inicia su construcción el año 2025, considerando que en el futuro se puede esperar una reducción en los costos de inversión para este tipo de tecnología. Para la evaluación de este escenario se consideró un ajuste en el CAPEX y en los precios de compra y venta de energía, considerando valores esperados en el año 2025, y el resto de los supuestos se mantuvieron igual que en el caso base. Al no contar con valores de costos proyectados específicamente para Batería Carnot, se tomó referencia para la variación de los costos para CSP estimados por el NREL de Estados Unidos (*National Renewable Energy Laboratory*), dada la similitud en algunos de los equipos requeridos. Para la estimación de los precios de energía se consideró que tanto en la carga como en la inyección los costos varían proporcionalmente a la variación de los costos marginales del CEN entre el año de inicio de operación (2026) con respecto al 2020. De acuerdo a lo anterior, para la evaluación del escenario de proyecto con inicio de construcción en 2025 se consideró un CAPEX de 386,5 MMUSD, y precios de compra y venta de energía de 30,0 USD/MWh y 44,8 USD/MWh, respectivamente.

En la Tabla 12 se presentan los resultados de la evaluación económica para el caso de estudio de Batería Carnot, para los escenarios de inicio de construcción en 2021 y en 2025.

Tabla 12: Resultados evaluación económica Batería Carnot

VAN Batería Carnot (MMUSD)	T.D. 6%	T.D. 8%	T.D. 10%
Inicio construcción 2021	-925,14	-837,85	-776,14
Inicio construcción 2025	-891,5	-792,5	-722,4

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a lo presentado en la Tabla 12, el proyecto tiene un VAN negativo en ambos escenarios, para las tres tasas de descuento consideradas.

Es importante destacar que el caso de estudio consideró precios indexados al mercado *spot* dado que es un caso genérico que no depende de la central a reconvertir, pero existe la posibilidad de optar a mejores precios de venta mediante negociaciones con los clientes de la central a carbón de manera de obtener condiciones favorables para ambos, dependiendo de los PPA de venta de energía que tenga la central a reemplazar. Por ejemplo, si el PPA en funcionamiento tiene un precio alto, pero el periodo de contrato está pronto a terminar, al reconvertir la central a una Batería Carnot se podría acordar una disminución del precio de venta de energía con la condición de extender la duración del contrato. Como referencia, para un precio de venta de energía de 85,7 USD/MWh, el VAN del proyecto del caso de estudio es cero, manteniendo los demás supuestos y considerando una tasa de descuento del 6%. Se recomienda analizar dichas situaciones caso a caso.

Se realizó un análisis de sensibilidad de los parámetros más relevantes de la evaluación del caso base (inicio de construcción en 2021), de manera de determinar su impacto sobre los resultados obtenidos. Para ello, se evaluó el impacto de una variación del CAPEX, y precios de compra y venta de energía sobre el VAN. Tanto el CAPEX como los precios de compra y venta se variaron en un rango de -30% a +30%, lo que se estima es apropiado dado el contexto de la evaluación. Es importante mencionar que los precios de compra y venta de energía se variaron conjuntamente, dado que ambos están vinculados al mercado spot, y se asume que la razón entre los costos marginales en los periodos de carga y descarga se mantiene constante en el tiempo.

A continuación, se presentan los resultados del análisis de sensibilidad para los parámetros mencionados (Figura 11 y Figura 12):

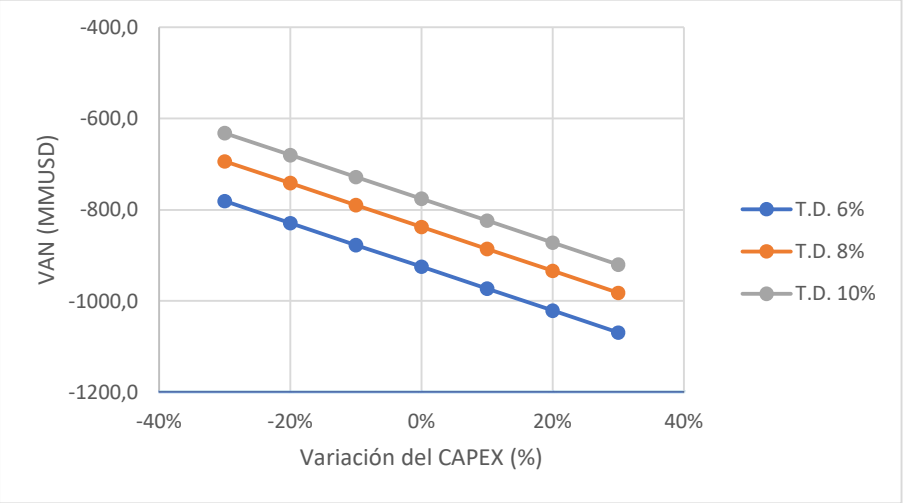

Figura 11: Sensibilidad del VAN con respecto a la variación del CAPEX – Batería Carnot

Fuente: Elaboración propia.

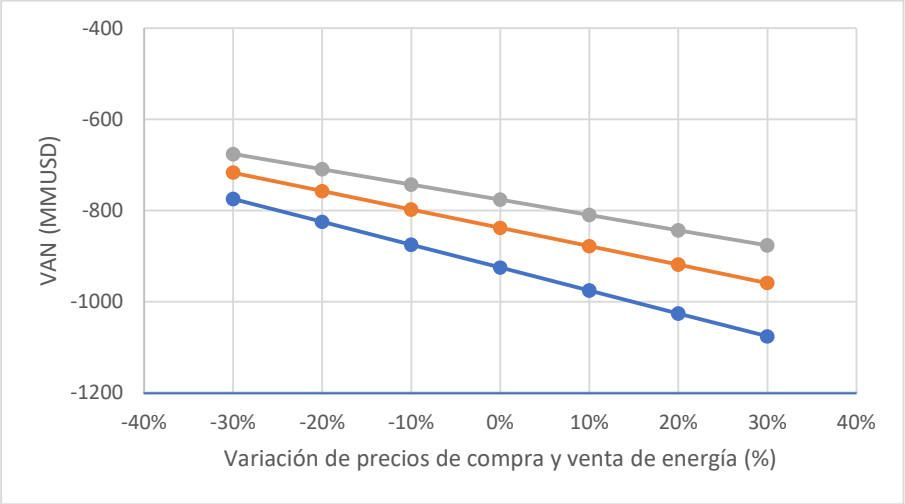

Figura 12: Sensibilidad del VAN con respecto a la variación de los precios de compra y venta de energía– Batería Carnot

Fuente: Elaboración propia.

A partir del análisis de sensibilidad realizado, se desprende que en todos los escenarios estudiados el VAN resulta negativo.

3.2.4. Reducción de emisiones

Un proyecto de almacenamiento que se utiliza para el arbitraje de energía puede reducir emisiones si se dan las condiciones adecuadas, como también puede generar un aumento en las emisiones si dichas condiciones no se cumplen.

Cabe mencionar que no se consideró como parte del alcance del caso de estudio el potencial impacto en reducción de emisiones debido al retiro de la central termoeléctrica a carbón existente en el escenario de línea base, debido a que para realizar dicho análisis se requiere contar información asociada a un caso de proyecto concreto y sus condiciones específicas, tal como se explica al final de esta sección.

En el escenario de proyecto, la Batería Carnot consume electricidad en periodos de bajo costo de energía e inyecta a la red en periodos de alta demanda. Al inyectar a la red, el proyecto evita que otras centrales conectadas a la red generen en ese momento, evitando las emisiones asociadas a su operación; mientras que al consumir energía para la carga está generando emisiones, que están asociadas al aumento de la demanda que deben suplir las centrales conectadas a la red en ese momento.

Para que ocurran reducciones, las emisiones evitadas al descargar la batería (inyectar a la red) deben ser mayores a las emisiones generadas al cargar la batería (consumir de la red).

La variación en las emisiones en un año dado, considerando datos de consumo/inyección horarios del proyecto considerado, está dada por:

$$Var_{Carnot} = \sum_{m=1} FE_m \times C_m - \sum_{n=1} FE_n \times D_n$$

Donde:

Var_{Carnot}: Variación en las emisiones anual $[t_{CO_2}]$

m: Subíndice que denota las horas en las que se cargó la batería $[-]$

FE_m: Factor de emisión en la hora m. $\left[\frac{t_{CO2}}{MWh}\right]$

C_m: Consumo de electricidad en la hora m para carga de la batería $[MWh]$

n: Subíndice que denota las horas en las que se descargó la batería $[-]$

FE_n: Factor de emisión en la hora n. $\left[\frac{t_{CO}}{MW}\right]$

D_n: Electricidad inyectada a la red en la hora n en la descarga de la batería $[MWh]$

Como se presenta más detalladamente en el Anexo A, para la estimación de reducciones de este caso de estudio, se consideró adecuado el uso de un factor de margen combinado (CM), es decir, que pondera un factor de emisión de margen operacional (OM, por sus siglas en inglés), y un factor de emisión de margen de construcción (BM, por sus siglas en inglés), donde el factor de emisión OM se calcula mediante el método de cálculo *Dispatch Data Analysis* OM.

Los valores obtenidos mediante el método indicado para el factor de margen operacional para los periodos de carga y descarga se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13: Factores de emisión anuales de carga e inyección Batería Carnot (*Dispatch Data Analysis*)

Ítem	Valor (tCO_2/MWh)
$FE_{OM\ DD}$ Carga	0,39
$FE_{OM\ DD}$ Inyección	0,31

Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 13 se observa que el factor de emisión de margen operacional en la carga es mayor al de la inyección, y considerando que la energía requerida para la carga es mucho mayor que la energía que es factible inyectar, se obtiene que bajo estas consideraciones el proyecto no generaría una reducción de emisiones, independiente del valor que tenga el factor de margen de construcción (BM). Es importante aclarar que, si bien en términos agregados existe mayor generación térmica en el sistema durante las horas de inyección, en comparación con las horas de carga, dado que el cálculo del $FE_{OM\ DD}$ considera solo el grupo de las últimas centrales que son despachadas, y no toda la generación del sistema, dentro de este grupo existe una mayor participación de centrales de embalse en las horas de inyección, en comparación con su participación en las horas de carga, lo que genera menores $FE_{OM\ DD}$ en la inyección. Según el método de cálculo utilizado, el grupo de centrales considerado incluye a centrales hidroeléctricas de embalse (dado que estas centrales presentan un costo marginal comparable al de algunas centrales térmicas) y, considerando el perfil de generación del año 2019, la participación de las centrales de embalse en el cálculo es mayor durante las horas de inyección versus las horas de carga, disminuyendo, en general, el factor de emisión del último 10% de las centrales despachadas (en términos de energía generada).

Adicionalmente, y como ejercicio para ilustrar la influencia de las centrales hidroeléctricas de embalse en el factor de emisión, se modificó el método de cálculo de manera de excluirlas de la lista de despacho del CEN. Esto se realizó dado que, en la práctica, es poco probable que en el largo plazo el proyecto desplace centrales hidroeléctricas, ya que los costos marginales de dichas centrales se debiesen ajustar de acuerdo a la entrada y salida de otras centrales del sistema de manera de optimizar la generación hidroeléctrica. Los resultados del cálculo se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14: Factores de emisión anuales de carga e inyección Batería Carnot (*Dispatch Data Analysis*, excluyendo centrales hidroeléctricas de embalse)

Ítem	Valor (tCO_2/MWh)
$FE_{OM\ DD}$ Carga (sin hidro.)	0,85
$FE_{OM\ DD}$ Inyección (sin hidro.)	0,83

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Tabla 14, tanto los factores de carga y descarga aumentan considerablemente al excluir a las centrales hidroeléctricas de embalse del cálculo, pero, al seguir siendo mayor el factor de emisión en la carga, la situación se mantiene y el proyecto no genera reducciones.

Al proyectar estos factores de emisión, en base a las proyecciones de generación por tecnología del escenario de carbono neutralidad del PELP del Ministerio de Energía, la conclusión anterior se mantiene. Es decir, bajo las condiciones evaluadas, el proyecto no genera una reducción de emisiones.

Es importante destacar que un proyecto de Batería Carnot podría generar reducciones en casos en los que se cargue con energías renovables directamente. Para esto, se debe instalar una central de generación renovable para la alimentación del proyecto, por lo que la ubicación de la central termoeléctrica a reconvertir debe ser apta para la instalación de una central renovable de la capacidad requerida. Como se mencionó anteriormente, se consideró el escenario de alimentación de la red para la carga, ya que es un caso genérico, que no depende de las condiciones específicas de ubicación de la central a reconvertir.

En cualquier caso, para cuantificar las reducciones de proyectos de este tipo se requieren metodologías y sistemas robustos para asegurar que las reducciones de emisiones declaradas son reales, ya que, al ser un proyecto con componentes de consumo eléctrico, inyección de electricidad al sistema y cese de operación de una central termoeléctrica, puede existir un riesgo de doble contabilidad de las reducciones de emisiones.

3.3. Bombeo y almacenamiento hidráulico

3.3.1. Descripción general de la tipología

Esta tipología de proyecto corresponde a la construcción y operación de una central hidroeléctrica de bombeo.

Las centrales hidroeléctricas de bombeo almacenan energía potencial mediante la acumulación de agua en un depósito elevado proveniente del bombeo desde un depósito de bajo nivel –generalmente en periodos de bajo costo de electricidad y/o mediante el uso de energías renovables– y luego generan electricidad mediante un conjunto de turbina hidráulica-generador –generalmente en periodos de alta demanda y/o altos precios–.

En el mundo existen muchas centrales de bombeo que utilizan agua dulce para su funcionamiento, sin embargo, esto no es factible en zonas de escasez hídrica, como lo es el norte de Chile. A pesar de no favorecer la implementación de centrales de bombeo con agua dulce, las condiciones del norte de Chile: escasez del recurso hídrico, muy alto potencial de radiación solar, cientos de kilómetros de costa y una cordillera costera con alturas típicas de 300 – 1000 msnm, sí presentan un gran potencial para la implementación de este tipo de centrales con agua de mar.

En la Figura 13 se presenta un esquema de funcionamiento de una central de bombeo.

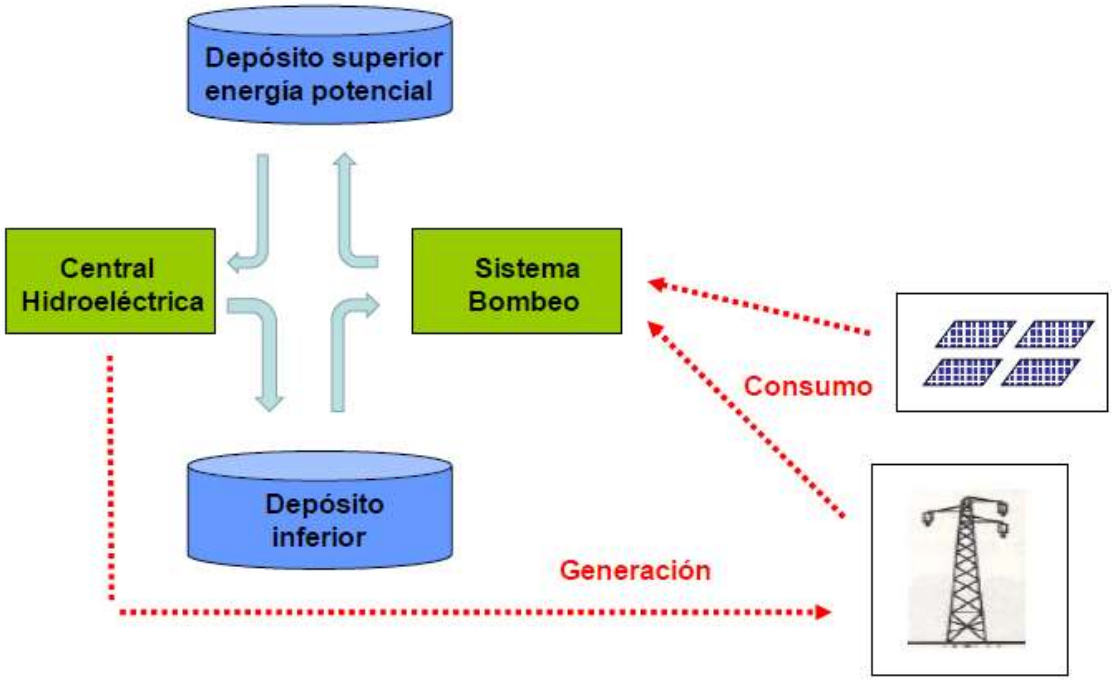

Figura 13: Esquema general de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo

Fuente: "Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo solar con agua de mar" [4]

3.3.2. Caso de estudio

Para la definición del caso de estudio, se consideran aspectos tales como la localización y potencia de la central, la fuente de energía utilizada para el bombeo, el modelo de negocio del proyecto, la fuente del agua para bombeo, la configuración horas de bombeo e inyección y la vida útil.

A continuación, se indican los parámetros a utilizar en la elección del caso de estudio.

Fuente de energía para la carga

Para el caso de estudio se consideró que el bombeo se realiza con energía de la red eléctrica, tomando en cuenta que implicaría menos costos de inversión (no es necesario construir una central renovable) y no limita las opciones de localización a las que son adecuadas para la implementación de una central renovable.

Modelo de negocio

Se considera que el proyecto se utiliza para el arbitraje de energía, bombeando en periodos de bajo costo de energía e inyectando a la red en periodos de alta demanda. En este escenario, se considera que las transacciones de energía ocurren en el mercado *spot*.

Además, se consideran ingresos por venta de potencia y de servicios complementarios.

Fuente de agua para bombeo

Se considerará el uso de agua de mar para el bombeo, dada su alta disponibilidad, en contraste con la escasez de agua dulce predominante en gran parte del país, especialmente en la zona norte.

Potencia y ubicación del proyecto

Para la definición de la potencia y ubicación del proyecto se consideró la información presentada en el estudio "Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile", publicado por GIZ el año 2020.

Mediante el estudio mencionado se generó una base de datos de sitios potenciales para la instalación de centrales de bombeo hidráulico con agua de mar en el país, caracterizándolos, estimando sus costos y clasificándolos de acuerdo con sus costos específicos. Como criterios para la elección del sitio y central se consideraron: costos específicos de inversión (de acuerdo con la clasificación elaborada en el estudio), la ubicación (que se encontrara en la zona norte del país) y la potencia de la central.

Dentro de la clase con menores costos específicos, se identificaron sitios potenciales con centrales de 278 MW, 833 MW, 2.778 MW y 8.333 MW. En base a la información sobre la potencia de proyectos similares en etapas de diseño o desarrollo (Espejo de Tarapacá, 300 MW[5]; Proyecto Hidroeléctrico Cultana, 225 MW[6]), se decidió considerar únicamente los sitios con centrales de 278 MW.

Entre los sitios que cumplen con los criterios de costos específicos y potencia, solo uno está ubicado en la zona norte, identificado en la base de datos del estudio mencionado con el número 3.261.

En la Tabla 15 se presentan los datos más relevantes del sitio y central seleccionados.

Tabla 15: Características sitio y central de Bombeo

Parámetros relevantes central de bombeo	
Comuna	Huara
Región	Tarapacá
Coordenada Este (reservorio superior; WGS84, UTM)	368.808
Longitud (reservorio superior; WGS84, UTM)	7.870.673
Potencia	278 MW
Eficiencia del ciclo completo	81%

Fuente: Elaboración propia en base a estudio "Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile" [5]

Duración de carga y descarga

En concordancia con el modelo de negocio, se considera que la carga de la batería se realiza durante las horas de menor costo energético y se inyecta durante las horas de mayor precio. Se considera que la carga se realiza durante el periodo entre 10:00 y 17:00 horas, que corresponden a las horas de mayor oferta solar, de acuerdo a los datos de generación proporcionados por el CEN para el año 2019. Para la inyección se consideró el periodo entre 18:00 y 24:00 horas durante todo el año, siendo este una extensión del periodo de punta definido en el Informe Técnico Definitivo de Fijación de Precios Nudo de Corto Plazo, que lo especifica en días de semana desde 18:00 a 22:00 durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

[5] Información sobre proyecto "Espejo de Tarapacá" disponible en http://valhalla.cl/espejo-de-tarapaca/

[6] Información sobre proyecto "Cultana" disponible en https://arena.gov.au/assets/2017/09/Cultana-Pumped-Hydro-Project-_Public-FINAL-150917.pdf

Vida útil

Se considera una vida útil de 30 años, tomando como referencia el valor presentado por el proyecto Cultana en Australia [6]

Resumen caso de estudio

El caso de estudio corresponde a la implementación y operación de una central de bombeo hidráulico con agua de mar de 278 MW en la comuna de Huara, región de Tarapacá. Se considera que el proyecto consume energía de la red para el bombeo en periodos de bajo costo de energía e inyecta en periodos de alta demanda.

3.3.3. Evaluación económica

La evaluación económica considera que la construcción de la central se inicia en el año 2021 y que su construcción dura cuatro años, por lo que estaría operativa en 2025.

Para la evaluación económica se consideraron como referencia los costos presentados en el estudio "Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile", publicado por GIZ el año 2020 [5].

Los costos de capital (CAPEX) del proyecto de bombeo hidráulico considerado en el caso de estudio se detallan en la Tabla 16.

Tabla 16: CAPEX central de Bombeo

Ítem	CAPEX (MMUSD)
Represa	23,5
Túnel	75,6
Casa de máquinas	153,3
Recubrimiento reservorio	35,4
Obras civiles marinas	10,1
Equipos adicionales agua de mar	76,7
Total	**374,6**

Fuente: Elaboración propia en base a la base de datos de sitios del estudio "Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile" [5]

Para la estimación de los costos operacionales (OPEX) se consideraron como referencia los costos específicos para una central hidroeléctrica de embalse, según lo reportado por la CNE en el "Informe de Costos de Tecnologías de Generación" de marzo de 2020 (costos variables específicos de 1,3 USD/MWh y costos fijos específicos equivalentes al 1% del porcentaje de inversión). Además, se considera un recargo del 50% en los costos variables específicos con respecto al valor reportado por la CNE por el uso de agua salada, de manera análoga a la utilizada para la estimación de los costos de inversión de la sala de máquinas en el estudio utilizado como referencia para la estimación del CAPEX, los costos operacionales alcanzan los **4,6 MMUSD** al año.

La evaluación económica considera ingresos asociados a la venta energía, potencia y SSCC.

Para la definición de los precios de carga e inyección de electricidad, se tomó el promedio de los costos marginales durante un año (noviembre de 2019 a octubre de 2020) del CEN en la barra de la S/E Lagunas (barra más cercana al proyecto con costos marginales proyectados) para los bloques respectivos de carga y descarga, y se corrigieron mediante un factor correspondiente a la razón entre el costo marginal promedio proyectado por el CEN en la barra de la S/E Lagunas en 2025 y los costos marginales proyectados en 2020.

En la Tabla 17 se presentan los precios considerados:

Tabla 17: Precios bombeo e inyección central de Bombeo

Modo	Precio promedio (USD/MWh)
Bombeo	30,59
Inyección	53,92

Fuente: Elaboración propia.

Los ingresos por concepto de arbitraje de energía se calcularon como la diferencia entre a) el producto de la energía inyectada a la red y el precio de inyección, y b) el producto entre la energía consumida para el bombeo y el precio de bombeo. La energía anual inyectada (608,3 GWh) se calculó considerando que la central inyecta a la red a la potencia nominal (277,8 MW) por 6 horas diarias, durante 7 días a la semana. La energía consumida (751,0 GWh) está dada por la eficiencia del ciclo completo de bombeo-inyección (81%).

A falta de una metodología específica para la definición de la potencia de suficiencia de una central de bombeo, para la evaluación económica esta se estimó como el producto entre su potencia (277,8 MW) y su factor de planta. El factor de planta se calculó considerando la generación esperada anual con respecto a la generación que la central hubiese generado operando todo el año a su potencia nominal.

$$FP_{Bombeo} = \frac{608{,}3\ [GWh] \times 1.000 \left[\frac{MWh}{GWh}\right]}{277{,}8[MW] \times 365[día] \times 24 \left[\frac{h}{día}\right]}$$

$$FP_{Bombeo} = 25\%$$

Se consideró el precio nudo de corto plazo de potencia del Informe Técnico Definitivo del primer semestre de 2020 para la barra de la S/E Lagunas, correspondiente a **95.815 USD/(MW-año)**.

Con respecto a los ingresos por SSCC , según criterio del consultor, se estima que corresponden a un 8% de los ingresos anuales del proyecto (ingresos por venta de energía y venta de potencia).

Los ingresos de anuales se desglosan en la Tabla 18.

Tabla 18: Ingresos anuales central de Bombeo

Ítem	Valor (MMUSD)
Ingresos por arbitraje de energía(1)	9,8
Venta de potencia	6,7
Venta de servicios complementarios	3,4
Total	**19,9**

Nota(1): Ingresos por arbitraje consideran la diferencia entre ingresos por venta y costos por compra de energía.
Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a lo presentado en la Tabla 18 los ingresos percibidos por concepto de arbitraje de energía, potencia y SSCC por la central de bombeo son de **19,9 MMUSD** al año.

Para el cálculo del VAN se consideraron tres tasas de descuento (T.D.) (6%, 8% y 10%). Dado que el segmento de generación no está regulado en la LGSE, la tasa de descuento a ser aplicada en la evaluación depende del desarrollador del proyecto, por lo que para efectos de la evaluación se tomaron tres tasas referenciales, que son adecuadas para proyectos de generación en base a la experiencia del consultor. Se consideró que la inversión se divide equitativamente durante los cuatro años de construcción, comenzando en el año 0 (2021) y terminando el año 3 (2024) del periodo de evaluación. El fin del periodo de evaluación (2054) coincide con el fin de la vida útil del proyecto (30 años desde el inicio de operación).

Adicionalmente, se evaluó el escenario en el que el proyecto inicia su construcción el año 2025. Dado que las tecnologías utilizadas en centrales de bombeo son maduras y se cuenta con décadas de experiencia de su operación, no se esperan mejoras mayores en costos o eficiencia hasta el periodo 2030 [7]. Por lo tanto, para la evaluación de este escenario se solo se consideró un ajuste en los precios de compra y venta de energía, considerando valores esperados en el año de inicio de operación, y el resto de los supuestos se mantuvieron igual que en el caso base. Para la estimación de los precios de energía se consideró que tanto en la carga como en la inyección los costos varían proporcionalmente a la variación de los costos marginales del CEN entre el año de inicio de operación (2029) con respecto al 2020. De acuerdo a lo anterior, la evaluación del escenario con inicio de construcción en 2025 consideró un CAPEX 375 MMUSD, y precios de compra y venta de energía de 35,2 USD/MWh y 62,1 USD/MWh, respectivamente.

En la Tabla 19 se presentan los resultados de la evaluación económica para el caso de estudio de central de Bombeo, para los escenarios de inicio de construcción en 2021 y en 2025.

Tabla 19: Resultados evaluación económica central de Bombeo

VAN central de Bombeo (MMUSD)	T.D. 6%	T.D. 8%	T.D. 10%
Inicio construcción 2021	-170,9	-201,1	-220,4
Inicio construcción 2025	-148,7	-184,0	-206,9

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a lo presentado en la Tabla 19, el proyecto tiene un VAN negativo en ambos escenarios, para las tres tasas de descuento consideradas.

Se realizó un análisis de sensibilidad de los parámetros más relevantes de la evaluación para el caso base (inicio de construcción en 2021), de manera de determinar su impacto sobre los resultados obtenidos. Para ello, se evaluó el impacto de una variación del CAPEX, y precios de compra y venta de energía sobre el VAN. Tanto el CAPEX como los precios de compra y venta se variaron en un rango de -30% a +30%, lo que se estima es apropiado dado el contexto de la evaluación. Es importante mencionar que los precios de compra y venta de energía se variaron conjuntamente, asumiendo que la razón entre los costos marginales en los periodos de carga y descarga se mantiene constante en el tiempo.

A continuación, se presentan los resultados del análisis de sensibilidad para los parámetros mencionados (Figura 14 y Figura 15):

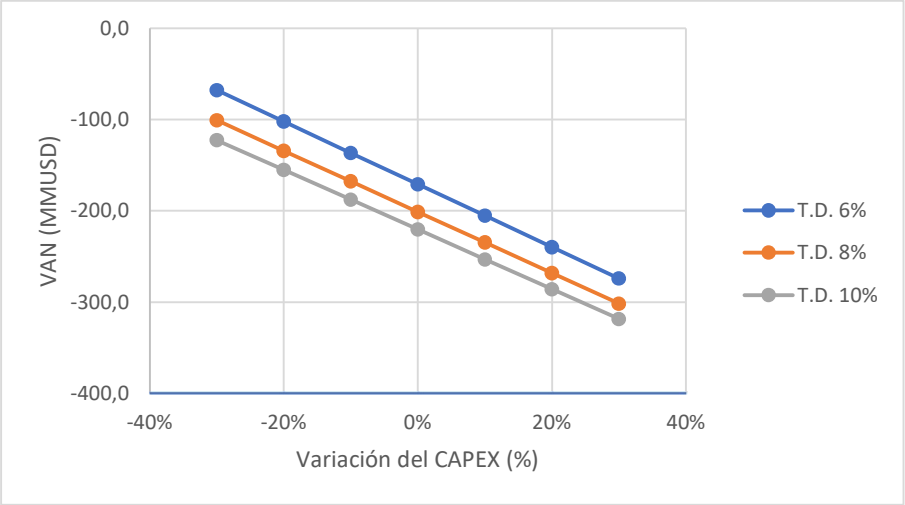

Figura 14: Sensibilidad del VAN con respecto a la variación del CAPEX – Central de bombeo

Fuente: Elaboración propia.

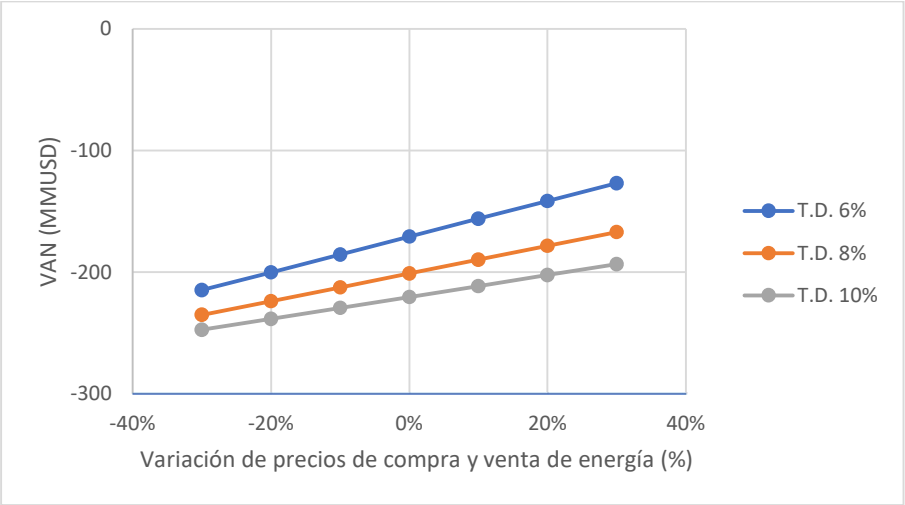

Figura 15: Sensibilidad del VAN con respecto a la variación de los precios de compra y venta de energía – Central de bombeo

Fuente: Elaboración propia.

A partir del análisis de sensibilidad realizado, se desprende que en todos los escenarios estudiados el VAN resulta negativo.

3.3.4. Reducción de emisiones

Un proyecto de almacenamiento que se utiliza para el arbitraje de energía puede reducir emisiones si se dan las condiciones adecuadas, como también puede generar un aumento en las emisiones si dichas condiciones no se cumplen.

En el escenario de proyecto, la central de bombeo consume electricidad en periodos de bajo costo de energía e inyecta a la red en periodos de alta demanda. Al inyectar a la red, el proyecto evita que otras centrales conectadas a la red generen en ese momento, evitando las emisiones asociadas a su operación; mientras que al consumir energía para el bombeo está generando emisiones, que están asociadas al aumento de la demanda que deben suplir las centrales conectadas a la red en ese momento.

Para que ocurran reducciones, las emisiones evitadas al inyectar a la red deben ser mayores a las emisiones generadas al bombear el agua.

La variación en las emisiones en un año dado, considerando datos de consumo/inyección horarios del proyecto considerado, está dada por:

$$Var_{Bombeo} = \sum_{m=1} FE_m \times C_m - \sum_{n=1} FE_n \times D_n$$

Donde:

Var_{Bombeo}: Variación en las emisiones anual $[t_{CO_2}]$

m: Subíndice que denota las horas en las que se bombeó el agua $[-]$

FE_m: Factor de emisión en la hora m. $\left[\frac{t_{CO2}}{MWh}\right]$

C_m: Consumo de electricidad en la hora m para bombeo del agua $[MWh]$

n: Subíndice que denota las horas en las que la central de bombeo inyectó a la red $[-]$

FE_n: Factor de emisión en la hora n. $\left[\frac{t_{CO}}{MWh}\right]$

D_n: Electricidad inyectada a la red en la hora n por la central de bombeo $[MWh]$

Como se presenta más detalladamente en el Anexo A, para la estimación de reducciones de este caso de estudio, se consideró adecuado el uso de un factor de margen combinado (CM), es decir, que pondera un factor de emisión de margen operacional (OM, por sus siglas en inglés), y un factor de emisión de margen de construcción (BM, por sus siglas en inglés), donde el factor de emisión OM se calcula mediante el método de cálculo *Dispatch Data Analysis* OM.

Los valores obtenidos mediante el método indicado para el factor de margen operacional para los periodos de bombeo e inyección se presentan en la Tabla 20.

Tabla 20: Factores de emisión carga e inyección central de Bombeo (*Dispatch Data Analysis*)

Ítem	Valor (tCO_2/MWh)
$FE_{OM\ DD}$ Bombeo (Retiro)	0,38
$FE_{OM\ DD}$ Inyección	0,25

Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 20 se observa que el factor de emisión de margen operacional en el bombeo es mayor al de la inyección, y considerando que la energía requerida para el bombeo es mayor que la energía que es factible inyectar, se obtiene que bajo estas consideraciones el proyecto no generaría una reducción de emisiones. La explicación de este comportamiento se detalla en la sección de reducciones de la tipología de reconversión de centrales termoeléctricas a carbón a sistema de almacenamiento con Batería Carnot.

Al igual que en el caso de Batería Carnot, para ilustrar la influencia de las centrales hidroeléctricas de embalse en el factor de emisión, se modificó el cálculo de manera de considerar solo a las centrales térmicas de la lista de despacho del CEN. Los resultados del cálculo se presentan en la Tabla 21.

Tabla 21: Factores de emisión carga e inyección central de Bombeo (*Dispatch Data Analysis*, excluyendo centrales hidroeléctricas de embalse)

Ítem	Valor (tCO_2/MWh)
$FE_{OM\ DD}$ Bombeo (Retiro) (sin hidro.)	0,85
$FE_{OM\ DD}$ Inyección (sin hidro.)	0,81

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Tabla 21, tanto el factor de emisión de bombeo como el de inyección aumentan considerablemente al excluir a las centrales hidroeléctricas de embalse del cálculo, pero, al seguir siendo mayor el factor de emisión del bombeo, la situación se mantiene y el proyecto no genera reducciones.

Al proyectar estos factores de emisión, en base a las proyecciones de generación por tecnología del escenario de carbono neutralidad de la PELP del Ministerio de Energía, la conclusión anterior se mantiene. Es decir, bajo las condiciones evaluadas, el proyecto no genera una reducción de emisiones.

Es importante destacar que un proyecto de central de Bombeo podría generar reducciones en casos en los que el bombeo se realice con energías renovables. Para esto, se debe instalar una

central de generación renovable para la alimentación del proyecto, por lo que la ubicación del proyecto debe ser apta para la instalación de una central renovable de la capacidad requerida. Como se mencionó anteriormente, se consideró el escenario de alimentación de la red para el bombeo, ya que es un caso genérico, que no depende de las condiciones específicas de ubicación del proyecto.

En cualquier caso, para cuantificar las reducciones de proyectos de este tipo se requieren metodologías y sistemas robustos para asegurar que las reducciones de emisiones declaradas son reales, ya que, al ser un proyecto con componentes de consumo eléctrico e inyección de electricidad al sistema, puede existir un riesgo de doble contabilidad de las reducciones de emisiones.

3.4. Reemplazo de fuente de energía de la red por energías renovables en plantas de desalinización de agua de mar existentes

3.4.1. Descripción general de la tipología

Esta tipología de proyecto considera la incorporación de uso de energías renovables en la operación de una central existente de desalinización de agua, ya sea de uso industrial o para distribución a clientes regulados.

La tipología considera la implementación de una planta de generación renovable que supla total o parcialmente los requerimientos energéticos del proceso de desalinización de una planta existente.

3.4.2. Caso de estudio

Para la definición de un caso de estudio, se consideran aspectos tales como la capacidad y ubicación de la planta de desalinización existente, el consumo eléctrico, fuente de consumo eléctrico (antes y después de la implementación de la actividad de proyecto), y tecnología y vida útil de la central renovable a implementar.

A continuación, se indican los parámetros a utilizar en la elección del caso de estudio.

Capacidad y ubicación

Para el caso de estudio se considera la Planta Desalinizadora Tocopilla, ubicada en la comuna de Tocopilla, región de Antofagasta. La planta posee una capacidad de producción de 200 L/s de agua dulce[7].

En la Tabla 22 se indica información relevante sobre la Planta considerada.

Tabla 22: Características Planta Desalinizadora Tocopilla

Parámetros relevantes planta desalinizadora	
Comuna	Tocopilla
Región	Antofagasta
Coordenada Este (WGS84, UTM)	377.090
Coordenada Norte (WGS84, UTM)	7.559.231
Capacidad	200 L/s

Fuente: Elaboración propia.

[7] DIA del proyecto disponible en:

https://seia.sea.gob.cl/archivos/2015/02/16/Capitulo_01_Descripcion_de_Proyecto.pdf

Tecnología de generación renovable

Dada la ubicación de la planta desalinizadora y sus condiciones de radiación se considera la implementación de una central de generación solar fotovoltaica para suplir parte del consumo energético de la planta de desalinización, que en caso de no implementarse el proyecto sería consumido desde la red.

Consumo eléctrico renovable

El consumo eléctrico renovable de la planta desalinizadora está dado por la generación de la central renovable a implementar, que a su vez depende de las condiciones de radiación en la ubicación y el área disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos, entre otros factores.

De acuerdo a un análisis por medio de imágenes satelitales en la ubicación de la planta de desalinización de referencia, esta cuenta con un área disponible de aproximadamente 7.000 m^2 para la instalación de paneles fotovoltaicos. Mediante el uso de la herramienta "Explorador Solar" del Ministerio de Energía[8], se estimó una potencia de 1,12 MW y una generación de 2.257 MWh al año (correspondiente a un factor de planta del 23%) para la superficie de paneles solares y ubicación definidas, considerando un arreglo de paneles horizontales con seguimiento en eje horizontal (HSAT, por sus siglas en inglés).

Tabla 23: Características central generación solar fotovoltaica

Características central fotovoltaica	
Área disponible	7.000 m^2
Potencia	1,12 MW
Generación anual	2.257 MWh
Tipo de arreglo	HSAT
Factor de planta	23%

Fuente: Elaboración propia.

Vida útil

Se considera una vida útil de 20 años para la central fotovoltaica.

Resumen caso de estudio

El caso de estudio considera el reemplazo de una parte del consumo eléctrico de la red de la Planta Desaladora Tocopilla por energía solar fotovoltaica autogenerada por una central de 1,12 MW.

3.4.3. Evaluación económica

La evaluación económica considera que la construcción de la central fotovoltaica inicia en el año 2021 y que su construcción dura un año, periodo presentado para la tecnología solar fotovoltaica en el "Informe de costos de tecnologías de generación" de la CNE, por lo que estaría operativa en 2022.

Para la estimación de los costos de capital se utilizó el valor promedio de los precios reportados para centrales de entre 500 kWp y 1.500 kWp en el "Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos (FV) conectados a la red de distribución comercializados en Chile", publicado por GIZ en 2020 [8], correspondiente a 821 USD/kWp. Dada la potencia de 1,12 MW definida en el caso de estudio, los costos de capital ascienden a los **0,92 MMUSD**.

[8] Plataforma accesible en http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/

Para la estimación de los costos operacionales (OPEX) se consideraron los costos fijos específicos presentados en el "Informe de Costos de Tecnologías de Generación" de la CNE en marzo de 2020 [9], correspondientes al 1% del monto de inversión. Los costos operacionales ascienden a los **0,01 MMUSD** al año.

Los ingresos del proyecto representan el ahorro generado en electricidad debido a la implementación de la central solar.

Para la definición del precio de la energía que se dejó de consumir se considerará un precio de PPA de referencia.

En general, de acuerdo a la experiencia del consultor, el rango de precio de energía para los PPA se puede considerar como el precio *spot* promedio más un cargo adicional (+3 a +7 USD/MWh), dejando todos los demás costos *passthrough*.

Considerando la proyección del CEN de los costos marginales en la barra de la S/E Encuentro (la barra más cercana al proyecto con costos marginales proyectados) para el año 2022 (año de inicio de operación) de 37,18 USD/MWh, se definió un precio de venta de **42,18 USD/MWh** para la evaluación.

Los ingresos por concepto de ahorro de energía se calcularon como el producto entre la energía generada por la central solar y el precio del PPA de referencia. La energía generada para el primer año se estimó en 2.257 MWh con la herramienta "Explorador Solar" del Ministerio de Energía, y para los años posteriores se consideró una degradación anual del 0,5% de los paneles solares [8]. El valor estimado del ahorro en compra de energía es de **0,1 MMUSD** en el primer año.

Para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) se consideraron tres tasas de descuento (T.D.) (6%, 8% y 10%). Dado que el segmento de generación no está regulado en la Ley General de Servicios Eléctricos, la tasa de descuento a ser aplicada en la evaluación depende del desarrollador del proyecto, por lo que para efectos de la evaluación se tomaron tres tasas referenciales, que son adecuadas para proyectos de generación en base a la experiencia del consultor.

Adicionalmente, se evaluó el escenario en el que el proyecto inicia su construcción el año 2025, considerando que en el futuro se puede esperar una reducción en los costos de inversión para este tipo de tecnología. Para la evaluación de este escenario se consideró un ajuste en el CAPEX y en el precio de venta de energía, considerando valores esperados en el año 2025, y el resto de los supuestos se mantuvieron igual que en el caso base. Para la evaluación de este escenario se consideró un factor de reducción del CAPEX, que representa la razón entre los costos específicos del 2025 y los costos de 2020 para tecnología solar fotovoltaica estimados por el NREL de Estados Unidos[9] (*National Renewable Energy Laboratory*). Para la estimación del precio de venta de energía se utilizó el mismo criterio que para el escenario base: el costo proyectado de los costos marginales por el CEN para el año de inicio de operación (2026) con una adición de 5 USD/MWh. De acuerdo a lo anterior, para la evaluación del escenario de inicio de construcción en el año 2025 se consideró un CAPEX 0,73 MMUSD y un Precio PPA de 46,63 USD/MWh.

En la Tabla 24 se presentan los resultados de la evaluación económica para el caso de estudio de central de Bombeo, para los escenarios de inicio de construcción en 2021 y en 2025.

[9] Datos disponibles en https://atb.nrel.gov/electricity/2020/index.php?t=sd

Tabla 24: Resultados evaluación económica Desalinización con energías renovables

VAN Desalinización con energía solar FV	T.D. 6%	T.D. 8%	T.D. 10%
Inicio construcción 2021	0,03	-0,11	-0,21
Inicio construcción 2025	0,34	0,19	0,07

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a lo presentado en la Tabla 24, en el escenario de inicio de construcción el año 2021 el VAN es negativo al considerar una tasa de descuento del 8% y 10%, mientras que para una tasa de descuento del 6% se alcanza un valor levemente positivo. En el escenario de inicio de construcción en el año 2025 el VAN es positivo para todas las tasas de descuento consideradas.

Se realizó un análisis de sensibilidad de los parámetros más relevantes de la evaluación, de manera de determinar su impacto sobre los resultados obtenidos. Para ello, se evaluó el impacto de una variación del CAPEX y del precio de la energía sobre el VAN. Tanto el CAPEX como el precio de la energía se variaron en un rango de -30% a 30% con respecto al valor considerado en el caso base, lo que se estima es apropiado dado el contexto de la evaluación.

A continuación, se presentan los resultados del análisis de sensibilidad para los parámetros mencionados (Figura 16 y Figura 17):

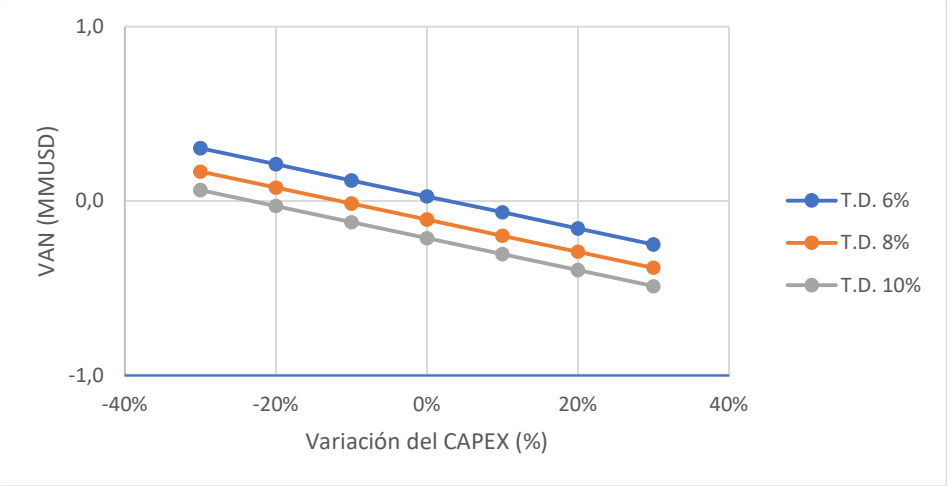

Figura 16: Sensibilidad del VAN con respecto a la variación del CAPEX – Desalinización con energías renovables

Fuente: Elaboración propia.

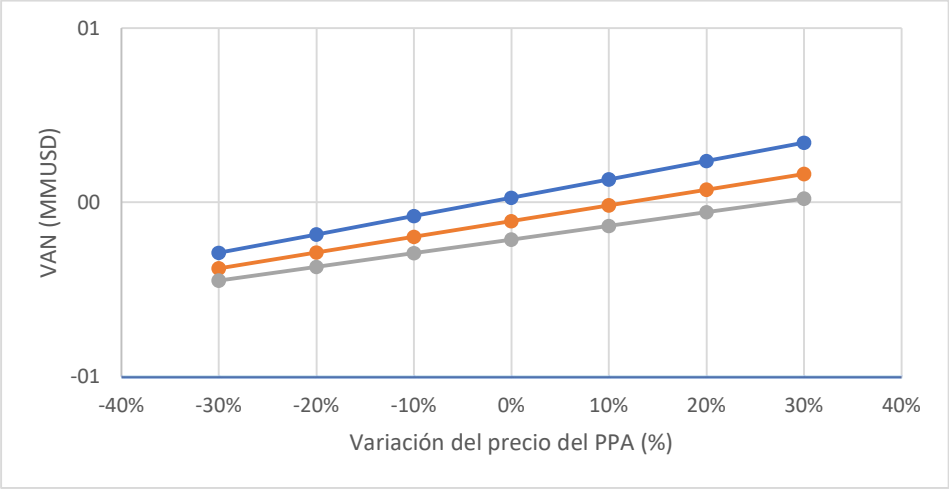

Figura 17: Sensibilidad del VAN con respecto a la variación del precio de venta de energía – Desalinización con energías renovables

Fuente: Elaboración propia.

A partir del análisis de sensibilidad realizado, se desprende que existen distintos escenarios en los que el VAN resulta positivo. Para una tasa de descuento del 8% esto ocurre para disminuciones en el CAPEX cercanas al 12% (0,81 MMUSD), mientras que para una tasa de descuento del 10% ocurre con una reducción del orden del 23% (0,71 MMUSD). Para aumentos cercanos a un 12% (47,2 USD/MWh) y 27% (53,6 USD/MWh) del precio de venta de energía el VAN resulta positivo para tasas del 8% y 10%, respectivamente. Para una tasa de descuento del 6%, que tiene un VAN levemente positivo en el caso base, se obtiene un VAN negativo con una disminución de cerca del 3% en el precio del PPA (41,1 USD/MWh) y un aumento del orden del 3% en el CAPEX (0,95 MMUSD).

3.4.4. Reducción de emisiones

Un proyecto de desalinización de agua de mar existente que implementa una planta de generación renovable para satisfacer – parcialmente o en su totalidad – sus requerimientos energéticos, puede considerarse que genera reducciones durante los periodos en los que consume energía renovable. Esto ocurre debido a que, en caso de no haberse implementado el uso de este tipo de energías, la energía requerida por el proyecto de ósmosis inversa hubiese seguido siendo suplida en todo momento por una mezcla de centrales conectadas a la red eléctrica, entre las que se encuentra una gran variedad de centrales térmicas en base a combustibles fósiles.

De acuerdo a lo anterior, el escenario de línea base corresponde a la planta de ósmosis inversa existente es abastecida el todo el tiempo con energía de la red, mientras que el escenario de proyecto considera que la planta de ósmosis inversa utiliza una combinación de energía renovable por un periodo del día y energía de la red para abastecerse el tiempo restante.

La reducción de emisiones del proyecto, considerando un factor de emisión nulo para la central renovable, está dada por:

$$Red_{Desal.} = Generación \times FE_{red}$$

Donde:

$Red_{Desal.}$: Reducciones de emisiones anuales del proyecto de ósmosis inversa con energías renovables. $[t_{CO_2}]$

$Generación$: Generación anual de la central renovable. $\left[\frac{MWh}{año}\right]$

FE_{red}: Factor de emisión de la red eléctrica. $\left[\frac{t_{CO2}}{MWh}\right]$

Como se presenta más detalladamente en el Anexo A, para la estimación de reducciones de este caso de estudio, se consideró adecuado el uso de un factor de margen operacional (OM, por sus siglas en inglés) que calcula mediante el método de cálculo *Average* OM.

La proyección del factor de emisión y las reducciones considerando el periodo 2022-2031 se presentan en la Figura 18.

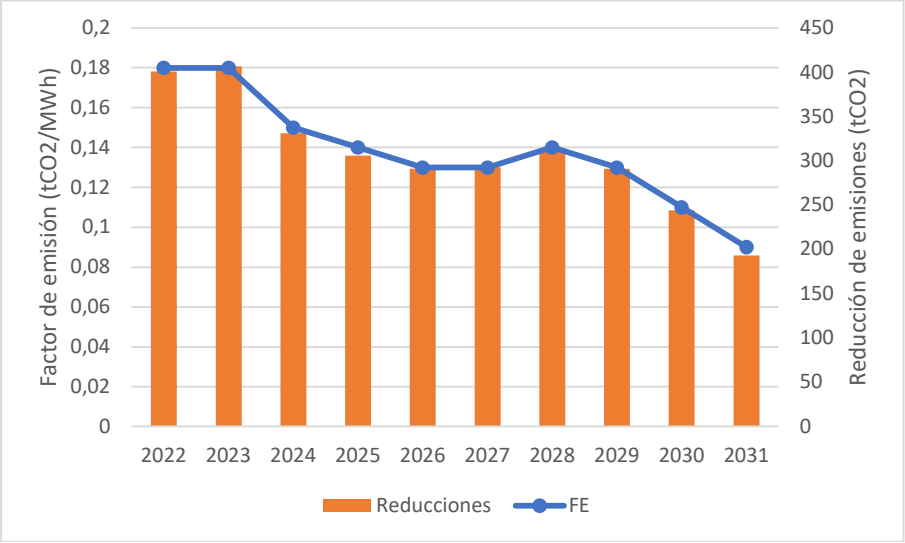

Figura 18: Proyección de factor de emisión y potencial de reducción de emisiones Desalinización de agua de mar con energías renovables (inicio de construcción en 2021)

Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, considerando que anteriormente se evaluó económicamente un escenario que considera un año de inicio de construcción posterior, año 2025, es interesante observar como este cambio en el año de entrada en operación del proyecto afecta su potencial de reducción de emisiones, dado que en años futuros se espera un menor nivel de emisiones en el sistema, dada la mayor penetración de fuentes renovables. A continuación, se presentan los resultados de esta sensibilización.

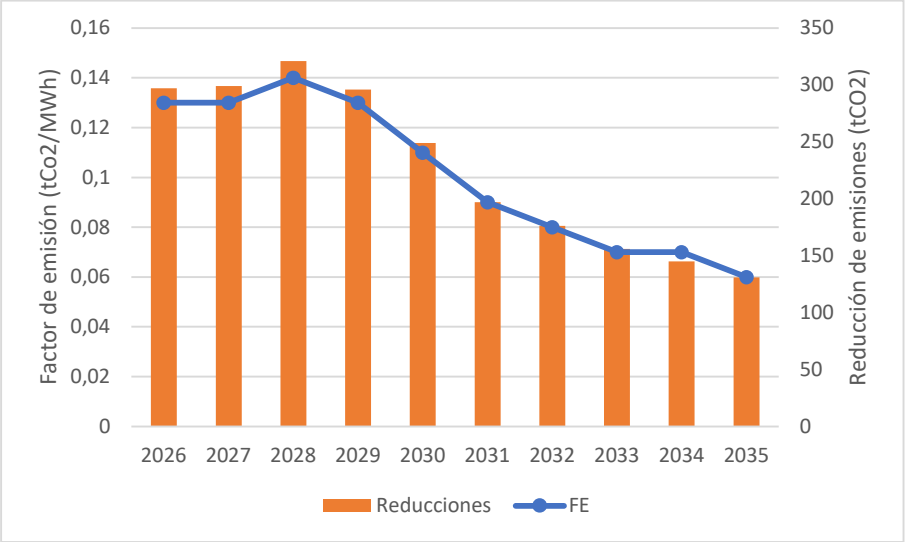

Figura 19: Proyección de factor de emisión y potencial de reducción de emisiones Desalinización con energías renovables (inicio de construcción en 2025)

Fuente: Elaboración propia.

El potencial de reducción de emisiones en ambos escenarios de inicio de construcción del proyecto es bajo, dado que este reemplaza un monto bajo de energía de la red, el cual equivale a aproximadamente 1 MW de capacidad solar fotovoltaica.

La proyección del factor de emisión presenta una baja significativa durante los próximos años, producto del importante aumento en la participación de energías renovables en la generación, pasando de representar un 44% en la actualidad, (dato real del año 2019), a un 84% en el año 2030. Por lo tanto, el potencial de reducción de emisiones decrece en el tiempo.

Para efectos de incorporar en la evaluación económica potenciales ingresos asociados a la venta de reducciones de emisiones del proyecto de desalinización con energías renovables, se considera que el proyecto podría recibir ingresos por este concepto durante 10 años, dado que en general, los distintos estándares permiten certificar reducción de emisiones por un período acotado.

3.4.5. Impactos económicos de la venta de reducciones de emisiones

A partir de las evaluaciones económicas presentadas y el potencial de reducción de emisiones determinado en cada caso, se identificó el aporte de los potenciales ingresos asociados a la venta de reducción de emisiones sobre el VAN del proyecto. De esta forma, se consideró un rango potencial de precios de CO_2, entre 5 a 50 USD/tCO_2, y se evaluó su impacto sobre el VAN considerando la reducción de emisiones que se obtiene en los siguientes escenarios: año de inicio de construcción 2021 y 2025.

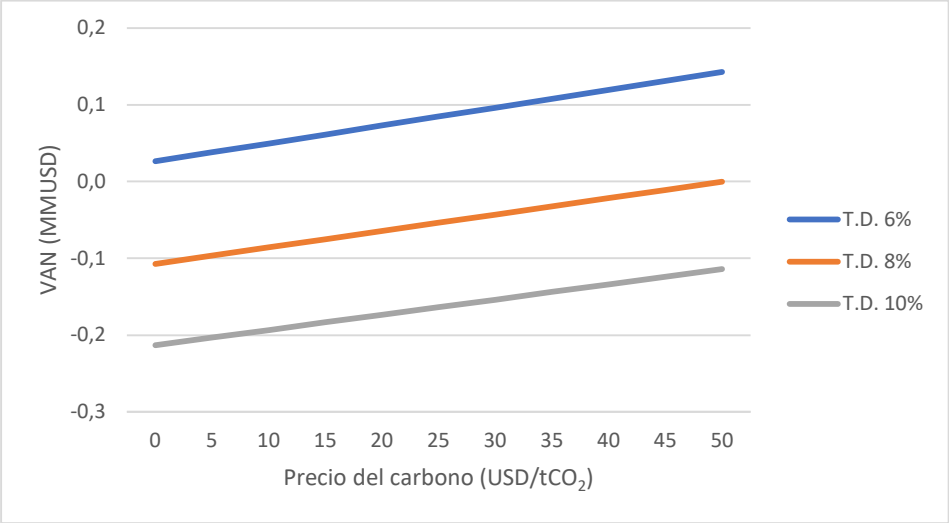

Figura 20: Efecto de la venta de reducciones en el VAN de desalinización con energías renovables (inicio construcción en 2021)

Fuente: Elaboración propia.

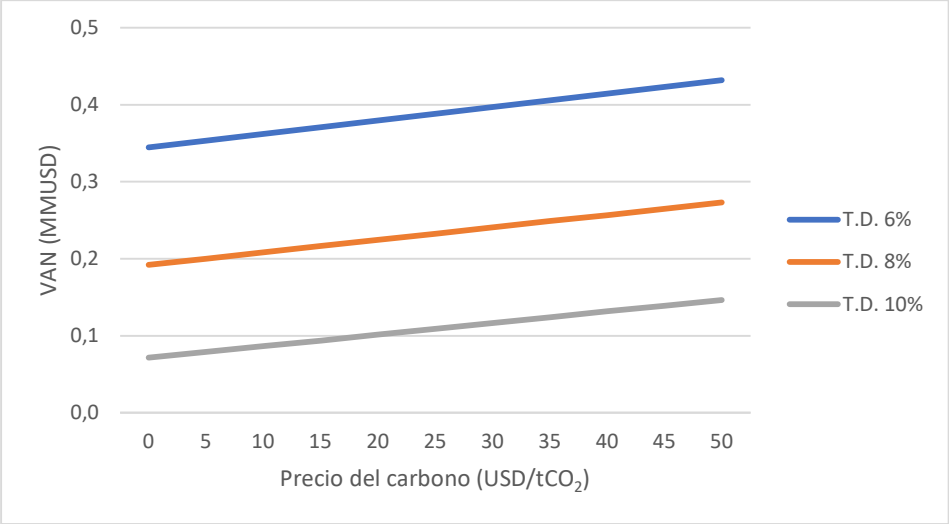

Figura 21: Efecto de la venta de reducciones en el VAN de desalinización con energías renovables (inicio construcción en 2025)

Fuente: Elaboración propia.

A partir del análisis anterior, se concluye que para el rango de precios de CO_2 considerado, los potenciales ingresos por la venta de la reducción de emisiones permitirían mejorar la evaluación económica. Para el escenario de inicio de construcción en el año 2021, los ingresos asociados a las reducciones de emisiones aumentan el VAN para una tasa de descuento del 6%, que en el caso base ya es positivo, mientras que para las tasas de descuento del 8% y el 10% estos no son suficientes para lograr cubrir la toda la brecha requerida para que los proyectos sean rentables considerando precios de carbono menores a los 50 USD/tCO_2. En el escenario de inicio de construcción en el año 2025 en el caso base se tiene un VAN positivo para las tres tasas de descuento consideradas, por lo que los ingresos asociados a reducciones de emisiones mejoran la evaluación económica del proyecto.

4. Mapeo de mercados de carbono

4.1. Mercados regulados

4.1.1. Mercados existentes bajo el alero de la CMNUCC[10]

Los mercados de carbono respaldados por el protocolo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) fueron establecidos en el Protocolo de Kioto a finales de la década de los 90. En el protocolo se introdujeron tres mecanismos de flexibilidad para que los países que comprometieron reducciones en sus emisiones puedan alcanzarlas: el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), Implementación Conjunta (JI, por sus siglas en inglés) y el Comercio Internacional de Emisiones (IET, por sus siglas en inglés).

El MDL y JI , se denominan mecanismos basados en proyectos, ya que las unidades de reducción de las emisiones equivalentes a una tonelada de CO_2 –*Certified Emission Reductions* (CERs) en el caso del MDL y *Emission Reduction Units* (ERUs) en el caso de JI– resultan de la inversión en proyectos, adicionales ambientalmente, implementados con el fin de reducir o absorber emisiones de gases de efecto invernadero [10]. Estos mecanismos permiten a los países con compromisos de reducción o limitación en sus emisiones bajo el protocolo de Kioto, implementar proyectos de reducción en otros países. En el caso del MDL, los proyectos son implementados en un país sin compromisos de reducción de emisiones bajo el Protocolo de Kioto, mientras que en JI son implementados en países que sí tienen compromisos de reducción o limitación de emisiones.

El IET se basa en la transacción de permisos de emisión asignados no utilizados –*Assigned Amount Units* (AAUs), equivalentes a una tonelada de CO_2– entre países con compromisos de reducción bajo el protocolo de Kioto [11].

El MDL ha sido estimulado por Sistemas de Transacción de Emisiones (ETS, por sus siglas en inglés) en países desarrollados construidos en base a la contabilidad del Protocolo de Kioto, especialmente el Sistema de Transacción de Emisiones de la Unión Europea (EU-ETS).

Además, estos mecanismos de flexibilidad están hechos para estimular el desarrollo sostenible y han motivado al sector privado a construir a los esfuerzos de reducción de emisiones, generando el MDL más de 10.000 actividades de mitigación en más de 100 países.

El no haber logrado generar un acuerdo climático vinculante en la COP15 de Copenhague y el largo tiempo que tomó negociar un acuerdo sucesor al Protocolo de Kioto, junto con críticas a los mecanismos de Kioto, llevaron a una fase prolongada de incertidumbre sobre la relevancia futura de los mercados de carbono más allá de 2020. Desde el 2013 en adelante, la demanda por créditos de los mecanismos de Kioto era tan baja que el mercado prácticamente se estancó. Esto fue tanto por las deficiencias percibidas de los mecanismos de Kioto, que resultaron en la no aceptación de los créditos del MDL en diferentes Sistemas de Transacción de Emisiones (ETS), como por la incertidumbre con respecto a las políticas climáticas internacionales.

El Banco Mundial creó la Iniciativa de Carbono para el Desarrollo (Ci-Dev, por sus siglas en inglés) y el Mecanismo Piloto de Subasta para la Mitigación del Cambio Climático y la Reducción de las Emisiones de Metano –*Pilot Auction Facility* (PAF), en inglés– para entregar "salvavidas" a mercados nicho en países de bajos ingresos y para actividades particularmente vulnerables a ser descontinuadas por efecto de la crisis del mercado. Además, se estableció la iniciativa *Partnership for Market Readiness* (PMR) para acelerar la introducción de mecanismos de mercado domésticos que eventualmente se podrían convertir en impulsores para mercados

[10] Sección basada principalmente en el informe "*Moving Towards Next Generation Carbon Markets*", publicado por Climate Finance Innovators el año 2019.

internacionales, como también fomentar la demanda doméstica de reducciones de emisiones de proyectos.

Japón desarrolló su propio mecanismo, el Mecanismo de Acreditación Conjunta (JCM, por sus siglas en inglés) como plano para un nuevo mecanismo de mercado bajo un régimen internacional más *bottom-up*.

La siguiente fase de los mercados de carbono (escenario post-2020) va a estar gobernada por el Acuerdo de París. Mientras el Protocolo de Kioto estableció compromisos de reducción de emisiones vinculantes para países desarrollados, el Acuerdo de París establece un enfoque más integral, ya que requiere que todos los países contribuyan a los esfuerzos globales de mitigación y comuniquen regularmente sus compromisos nacionales para la lucha contra el cambio climático mediante su Contribución Nacional Determinada (NDC, por sus siglas en inglés). El sistema de "comprometer y revisar" entrega la flexibilidad necesaria para que todos los países contribuyan mediante un marco transparente y centralizado y se pueda seguir el progreso en el ámbito de la acción climática.

Esto significa que los países ya no pueden transferir libremente todas sus reducciones de emisiones al extranjero. En cambio, cada país debe evaluar transparentemente cuánto constituiría una contribución justa a los esfuerzos de mitigación globales y cuánto será retenido para cumplir con los compromisos de su NDC. Además, todas las Partes pueden potencialmente comprar y vender unidades y créditos de reducción de emisiones mediante los enfoques de cooperación voluntaria establecidos en el artículo 6 del Acuerdo.

El Artículo 6 entrega a los países la opción de generar y transar resultados de mitigación internacionalmente transferidos (ITMOs, por sus siglas en inglés) a través de enfoques cooperativos descentralizados bajo el artículo 6.2, participar en un mecanismo gobernado por la CMNUCC definido en el artículo 6.4 (sucesor del MDL), y colaborar mediante enfoques no basados en mercados bajo el artículo 6.8.

Figura 22: Línea de tiempo de los mercados regulados de carbono

Fuente: "Moving Towards Next Generation Carbon Markets" [9].

De acuerdo a lo anteriormente descrito, el periodo durante el cual se elabora el presente análisis corresponde a una fase de testeo piloto y preparatorio en la cual los países que forman parte del Acuerdo de Paris puedan beneficiarse de esta próxima generación de mercados.

4.1.2. Sistemas de transacción de emisiones

Los sistemas de transacción de emisiones (ETS, por sus siglas en inglés) son instrumentos de mercado diseñado para la reducción de emisiones de GEI. Los gobiernos o jurisdicciones que los utilizan determinan un límite máximo (tope o *cap*) de emisiones totales en uno o más sectores de la economía. Las fuentes emisoras involucradas deben contar con permisos, o *allowances*, por cada tonelada emitida a la atmósfera. Estos permisos pueden transarse, generando oferta y demanda de permisos de emisión entre actores del mercado, generando una mayor flexibilidad en los tiempos y fórmulas para reducir emisiones [12].

En el mundo existen ETS a nivel supranacional, como el de la Unión Europea; a nivel nacional, como el de Suiza; a nivel de estado o provincia, como el de Quebec; y nivel de ciudades, como los Pilotos en Japón y China. Actualmente existen 21 ETS en operación, que abarcan 29 jurisdicciones. Otras nueve jurisdicciones se encuentran en periodo de implementación de un ETS, y 15 jurisdicciones más están evaluando la implementación de un ETS como parte de su conjunto de políticas climáticas [13].

En el último grupo se menciona a Chile, país que, en el contexto de la Ley Marco de Cambio Climático, establecerá límites de emisiones de GEI a fuentes o grupos de fuentes emisoras. En dicho contexto, existiría la oportunidad de implementar un ETS en el que fuentes con emisiones bajo el límite impuesto puedan certificar la diferencia generada como reducciones de emisiones, y posteriormente transarlas [13].

4.1.3. Mercados potenciales bajo el Artículo 6

El Artículo 6 del acuerdo de París ofrece opciones para la cooperación voluntaria entre países a fin de lograr los objetivos de sus NDC y permitir una mayor ambición climática, promover el desarrollo sostenible y salvaguardar la integridad ambiental. En el Artículo 6 reconoce tres enfoques cooperativos que las Partes pueden adoptar para lograr sus NDC:

- Artículo 6.2: Se refiere a los enfoques de cooperación, en los que las Partes podrían optar por cumplir sus NDC utilizando resultados de mitigación transferidos internacionalmente (ITMO, por sus siglas en inglés). Estos ITMOs podrían servir de base para facilitar el reconocimiento internacional de la implementación transfronteriza de las iniciativas subnacionales, nacionales, regionales e internacionales de fijación de precio al carbono.
- Artículo 6.4: Establece un mecanismo para que los países contribuyan a la mitigación de emisiones de GEI y al desarrollo sostenible. El mecanismo será supervisado por un órgano establecido por las Partes en el Acuerdo de París. Las reducciones verificadas en el marco del mecanismo pueden utilizarse para cumplir con las NDC del país anfitrión o de otro país. El mecanismo tiene por fin incentivar las actividades de mitigación de las entidades públicas y privadas.
- Artículo 6.8: Reconoce la importancia de los enfoques no relacionados con el mercado para ayudar al cumplimiento de las NDC, a fin de promover la ambición de mitigación y adaptación, aumentar la participación de los sectores público y privado, y ofrecer oportunidades de coordinación entre los instrumentos y arreglos institucionales pertinentes. [14]

Durante la COP25 se lograron avances sustanciales en muchos aspectos operacionales del Artículo 6, sin embargo, las Partes aún no han llegado a un consenso sobre algunas cuestiones críticas de diseño y políticas, entre ellas:

- Transición de los proyectos y créditos del Protocolo de Kioto: No existe consenso sobre si se debe permitir la transición de los proyectos y unidades del MDL para su utilización en el marco del Acuerdo de París. Países en contra de la transición han mostrado su preocupación por el hecho de que una transición completa podría obstaculizar nuevas medidas de reducción de emisiones que se están adoptando. Los países a favor argumentan que el hecho de no prever la transición enviaría una señal poco favorable a los participantes del sector privado en cuanto a la fiabilidad de las decisiones de la CMNUCC, ya que han respaldado el funcionamiento de los proyectos MDL anteriormente.
- Porcentaje de ganancias: La mayoría de las partes no estaban de acuerdo a un gravamen a las transferencias de ITMOs bajo el Artículo 6.4 con el fin de financiar los esfuerzos de países más vulnerables, de conformidad con el Artículo 6.2. Esto, debido a que algunas

Partes consideran importante que los dos enfoques (Artículos 6.2 y 6.4) estén sujetos a estructuras de incentivos similares para la participación.

- Mitigación general de las emisiones globales (OMGE, por sus siglas en inglés): Tiene como objetivo garantizar una reducción neta de las emisiones de GEI a nivel mundial, en lugar de limitarse a compensar las emisiones del GEI en un país con la reducción de otro. Existe un desacuerdo sobre la forma de operacionalizar la OMGE (por ejemplo, mediante la cancelación automática de un porcentaje de las unidades de Artículo 6.4, el establecimiento de líneas base conservadoras, etc.) y también existen diferentes opiniones con respecto a si debe ampliarse a las transacciones previstas en el Artículo 6.2. Algunos países han expresado preocupación, argumentando que la naturaleza de la OMGE (similar a la de un impuesto) reduciría el uso de las transferencias del Artículo 6, lo que a su vez reduciría el porcentaje de ingresos destinado a financiar la adaptación.

En el camino a la operacionalización del Artículo 6 del Acuerdo de París han surgido variadas iniciativas y actividades piloto. Mientras algunas apuntan explícitamente a ser reconocidas como iniciativas de cooperación bajo el Artículo 6, otras pueden calificar para alguna de las opciones ofrecidas por el Artículo 6 en el futuro. Estas rutas incluyen los enfoques cooperativos descentralizados bajo el Artículo 6.2, un mecanismo de mercado centralizado bajo el Artículo 6.4 y los enfoques de no basados en mercados del Artículo 6.8. [14]

A modo de resumen, se presenta un resumen de iniciativas piloto de acuerdo a la clasificación utilizada en el reporte "*Landscape of Article 6 Pilots: A closer look at cooperative approaches*", publicado por NEFCO el año 2019. [15]

Categoría A: Iniciativas emergentes explícitamente desarrolladas para ser reconocidas dentro del enfoque cooperativo del Artículo 6

Las iniciativas de esta categoría han sido desarrolladas recientemente, implicando que la mayoría aún se encuentran en fases iniciales y a la espera de ser implementadas.

En el estudio se identificaron 18 iniciativas de este tipo, donde la gran mayoría se encuentran en Latinoamérica (10), mientras el resto se encuentran en África (5) y Asia (3).

Algunos proyectos dentro de esta categoría incluyen el Piloto Conceptual de Artículo 6 para el Sector de Residuos de Perú, financiado por NEFCO, y los pilotos virtuales en Colombia, Chile, Nigeria, Kenia, Mongolia y Filipinas, financiados por la Agencia Sueca de Energía (SEA, por sus siglas en inglés).

A modo de ejemplo, en la Tabla 25 se muestra un resumen de las características de los pilotos virtuales financiados por la SEA, que exploran cómo el Artículo 6 puede ser utilizado para promover acciones de mitigación en los países anfitriones. Los estudios toman los contextos nacionales para construir pilotos conceptuales, considerando las metas de las NDC y líneas base, como también otros planes de acción climática. Los pilotos virtuales simulan enfoques cooperativos teóricos y no son, por lo tanto, respaldados políticamente por los países anfitriones. [9]

Tabla 25: Resumen características pilotos virtuales financiados por la SEA

Sectores específicos y tecnologías	Sectores varios, actualmente incluye energías renovables y mini redes eléctricas
Posibles *stakeholders* y participantes	Países, inversionistas (privados), desarrolladores de proyectos y comunidades rurales
Tipo de cooperación bajo Artículo 6	Puede utilizar tanto Artículo 6.2 como Artículo 6.4, dependiendo de la evolución de las

	capacidades de MRV del país anfitrión y de los resultados de las negociaciones del Artículo 6.
Relación con NDCs	Los pilotos contribuyen a las metas de la NDC del país anfitrión. El pago de las reclamaciones de bonos está alineado con el ciclo de NDC del país anfitrión.

Fuente: Elaboración propia en base a "Moving Towards Next Generation Carbon Markets" [9].

Un antecedente importante a destacar es el acuerdo firmado entre Perú y Suiza en octubre de 2020, el cual indica que Perú recibirá financiamiento por parte de Suiza para la implementación de proyectos de desarrollo sostenible, mientras que Suiza podrá contabilizar las reducciones generadas por dichos proyectos para sus metas nacionales.

El acuerdo le entrega la opción de que las reducciones sean utilizadas por el gobierno local de Suiza o por compañías privadas con sede en el país.

El dinero del financiamiento provendrá de compañías importadoras de combustibles suizas y las transacciones serán manejadas por la Fundación Kilk, institución encargada de encontrar 35-54 millones de toneladas de *offsets* para 2030, de acuerdo a políticas climáticas de Suiza. Los gobiernos de Perú y Suiza definirán qué actividades son elegibles para generar *offsets*.

<u>Categoría B: Iniciativas preexistentes que podrían ser reconocidas por alguna de las opciones basadas en mercados del Artículo 6</u>

Esta categoría incluye iniciativas que fueron implementadas con anterioridad al Acuerdo de París y actualmente cuentan con una estructura de cooperación en línea con el Artículo 6.

Una iniciativa identificada es la unión del sistema de transacción de emisiones de la Unión Europea (EU-ETS) con el de Suiza, cuyas negociaciones comenzaron en 2010 (con un acuerdo en 2017), que permiten la transacción de permisos de emisión entre dos ETS distintos. Otra iniciativa que se encuentra dentro de esta categoría es el *Joint Crediting Mechanism* (JCM) de Japón, que considera transacciones de *offsets* bilaterales entre Japón y distintos países.

A pesar de que estas iniciativas no fueron creadas necesariamente en el contexto del Artículo 6, sí tienen el potencial de ser reconocidas bajo los acuerdos cooperativos del Artículo 6.2. Para JCM, en particular, se espera que el Artículo 6.2 sea lo suficientemente flexible para permitir que la cooperación bilateral retenga sus estructuras cooperativas actuales. Esto no excluye la posibilidad de que JCM sea registrado a futuro bajo el Artículo 6.4.

Como son iniciativas de larga data, los ejemplos en esta categoría ya se encuentran en una etapa de implementación avanzada. JCM está enfocado principalmente en el sector de energía, mientras que las iniciativas de unión de ETS tienen un alcance más amplio, incluyendo los sectores de energía, transporte, residuos y agricultura.

<u>Categoría C: Iniciativas relacionadas a la preparación del mercado, finanzas e infraestructura para la implementación de precios de carbono</u>

Esta categoría incluye aquellas iniciativas que buscan preparar a los países anfitriones para mecanismos de precio de carbono emergentes y, con ello, entrega a dichos países preparación para el mercado y configuraciones institucionales adecuadas.

Están consideradas tanto iniciativas de larga data como otras conceptualizadas recientemente, que pueden o no llevar a cooperación bajo el Artículo 6. Se incluyen iniciativas lideradas por instituciones financieras multilaterales, como es el *Climate Warehouse* del Banco Mundial, por ejemplo, e iniciativas regionales como la plataforma creada por la *Declaration on Carbon Pricing*

in the Americas, la *West African Alliance on Carbon Markets and Carbon Finance* (WAA) y el *Asian Society Policy Institute* (ASPI).

En el sector energético, una iniciativa de mercado que destaca es la *Transformative Carbon Asset Facility* (TCAF), que se enfoca en apoyar a países en desarrollo en la planificación, implementación y escalamiento de sus NDCs.

También es importante mencionar las formas de cooperación bilateral y multilateral existentes bajo REDD+. Algunos ejemplos incluyen, entre otros, el Acuerdo REDD+ entre Guyana y Noruega, la *Forest Carbon Partnership Facility* (FCPF) del Banco Mundial, la *Biocarbon Fund Initiative for Sustainable Forests Landscapes* (ISFL) y el *REDD+ Early Movers Programme* (REM) de Alemania.

Durante la COP24 de Katowice, el Banco Asiático de Desarrollo (ADB, por sus siglas en inglés) anunció el lanzamiento de su *Article 6 Support Facility*, que busca apoyar a sus países miembros en desarrollo en identificar, desarrollar y pilotar acciones de mitigación bajo el Artículo 6 –en el contexto de los Artículos 6.2 y 6.4– y proporcionar capacidad de desarrollo, como también desarrollo técnico y de políticas.

De manera similar, la plataforma *Climate Warehouse* del Banco Mundial está siendo implementada para respaldar transacciones realizadas bajo el Artículo 6.2. La plataforma es una base de datos en línea, accesible a inversionistas interesados en la compra de resultados de mitigación, donde se almacenan y registran las transferencias de resultados de mitigación. Chile se hizo parte de esta iniciativa, con el fin de desarrollar un portafolio de proyectos de reducción de emisiones de GEI en el sector energético, las cuales potencialmente podrían ser transadas en el contexto del Artículo 6. [13]

Además, el Banco Mundial creo la herramienta MAAP, para la introducción de un enfoque estandarizado para la evaluación del nivel de ambición e integridad de actividades de mitigación, así como para permitir la compatibilidad de estas acciones de mitigación. Se espera que esta herramienta sea de utilidad como respaldo para las transacciones de resultados de mitigación.

<u>Categoría D: Iniciativas basadas en mercados, pero que operan principalmente fuera de los alcances de la CMNUCC</u>

Esta categoría incluye las iniciativas de transacción de unidades de créditos de carbono que funcionan en paralelo y que pueden ser reconocidas por la CMNUCC a futuro. Considera iniciativas voluntarias lideradas por el sector privado, como el Gold Standard y VCS, y al régimen de cumplimiento multilateral creado por la Organización Internacional de Aviación Civil (ICAO, por sus siglas en inglés), el *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* (CORSIA).

CORSIA, como esquema, tiene tres fases: fase piloto (2021 - 2023), primera fase (2024 - 2026) y segunda fase (2027 - 2035). En las dos primeras fases participarán países voluntarios, mientras que, para la segunda fase, será obligatorio para la mayoría de los países que tienen una cuota de actividades de aviación internacional, haciéndolo efectivamente un mecanismo de cumplimiento que generará un incremento en la demanda por unidades de crédito [16].

Los mercados voluntarios de carbono requerirán ser acomodados dentro de la contabilidad de la NDC de los países anfitriones. Estos pueden ofrecer estándares de integridad ambiental robustos, los que los países anfitriones podrían utilizar para construir sus guías generales de contabilidad de GEI.

Para los enfoques cooperativos del Artículo 6, es claro que los países deberán reportar información estructurada bajo el marco de transparencia del Acuerdo de París, incluyendo cuando los resultados de mitigación son transferidos con un propósito distinto al cumplimiento de metas de una NDC, en caso de que sea permitido [15], ya que aún se encuentra en discusión

si se permite o no la utilización de ITMOs para propósitos distintos al cumplimiento de NDCs y los ajustes correspondientes adecuados en la contabilidad de las emisiones del país anfitrión, para evitar la doble contabilidad.

4.1.4. Mercado doméstico para compensación del impuesto verde en Chile

El impuesto verde, establecido en la reforma tributaria de 2014, grava las emisiones al aire de los establecimientos afectos, otorgándole un costo económico a la contaminación generada. Esto genera un incentivo a la fuente emisora a reducir sus emisiones, tanto de CO_2 como de contaminantes locales (material particulado, SO_2 y NO_X), que son los compuestos gravados. [17]

En la reforma tributaria de 2019 se ingresaron modificaciones al impuesto verde, que entrarán en funcionamiento para el pago del impuesto en el año 2024. Las principales modificaciones son las siguientes [17]:

- Se corrige el sesgo tecnológico en el criterio de afectación, ampliándose a cualquier tipo de fuente emisora con combustión que supere los límites de emisión de 25.000 toneladas de CO_2 o 100 toneladas de material particulado (hasta la entrada en funcionamiento de las modificaciones, solo calderas y turbinas con una potencia nominal térmica de 50 MW o superior se encuentran afectas)
- Se introduce la posibilidad de compensar todo o parte de las emisiones gravadas, mediante la implementación de proyectos de reducción de emisiones del mismo contaminante, para reducir el pago del tributo.

En la Figura 23 se presenta un diagrama qué indica los periodos en los que se incorporarán las modificaciones.

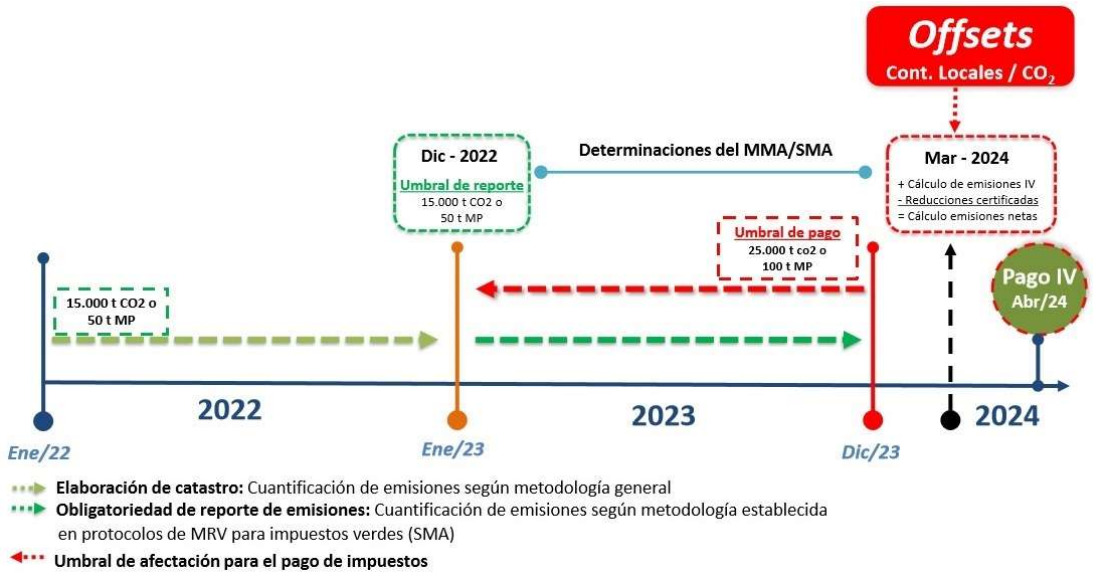

Figura 23: Diagrama implementación modificaciones reforma Impuesto Verde

Fuente: "Diseño y Reglamentación Sistema de Compensación en el Marco del Impuesto Verde" [17].

A pesar de que no está definido qué tipos de proyectos van a poder comercializar *offsets*, sí existe una serie de requisitos básicos para las reducciones que puedan ser usadas para compensar. Las reducciones deben ser [17]:

- Adicionales
- Medibles y verificables

- Permanentes

Además, deben resguardarse los siguientes factores mediante reglamentos:

- Utilización de una línea base realista y creíble
- Cadena de custodia clara y transparente
- Análisis de impactos no deseados (aumento de emisiones en otros lugares)
- Evitar doble contabilidad y resguardar principio de daño neto

Para la implementación de un sistema de transacción de *offsets* se requiere el desarrollo de estándares nacionales para la cuantificación de reducciones (protocolos, metodologías); un registro nacional de acciones de mitigación; un reglamento en el que se indiquen los procedimientos y sus responsables, además de los criterios a considerar (MRV) y una plataforma o módulo donde se puedan realizar las transacciones o transferencias de *offsets* [17]. En Figura 24 se presenta el esquema de funcionamiento esperado para la compensación del impuesto verde.

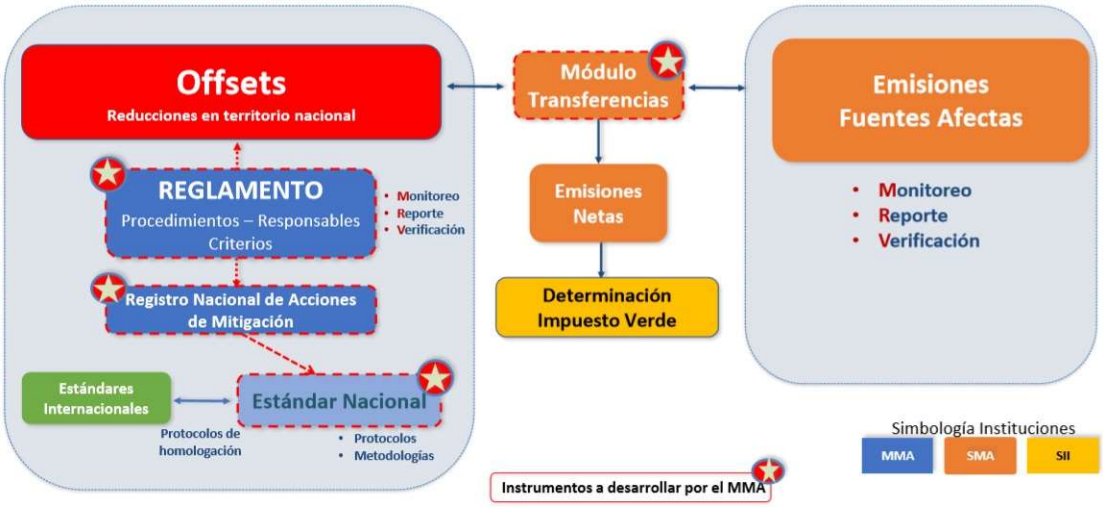

Figura 24: Esquema funcionamiento esperado Impuesto Verde

Fuente: "Diseño y Reglamentación Sistema de Compensación en el Marco del Impuesto Verde" [17].

4.2. Mercados voluntarios

Existen diferencias clave entre los mercados regulados y los mercados voluntarios. A diferencia de los primeros, los mercados voluntarios no implementan mandatos de ninguna política en particular. El nicho del mercado voluntario es distinto al del mercado regulado, pero estos se sobreponen. El mercado voluntario es alimentado por dos flujos de *offsets*: los que se originan en el mercado regulado (CERs de proyectos MDL, por ejemplo), y los que son creados en el mercado voluntario. En otras palabras, los compradores voluntarios pueden elegir si comprar *offsets* de proyectos MDL u *offsets* de proyectos que fueron implementados exclusivamente para el mercado voluntario [18]

Con la implementación de los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto, el lanzamiento del EU-ETS y otros pilotos de ETS, el foco se fue hacia los mercados regulados, mientras la innovación seguía con proyectos voluntarios, donde nuevas metodologías podían ser desarrolladas, probadas, y después adaptadas, adoptadas o abandonadas, llevando a una rápida evolución que parecía no estar a la vista del resto del mundo [19].

El mercado voluntario permite a inversionistas privados, gobiernos, ONGs, y distintas empresas comprar reducciones de emisiones para compensar sus emisiones. Compañías que son

incapaces de reducir sus emisiones pueden comprar reducciones de emisiones a vendedores verificados para compensar sus emisiones. Los ingresos generados son utilizados para financiar el proyecto de reducción de emisiones. Los compradores del mercado voluntario, generalmente, compensan sus emisiones con fines reputacionales, éticos y/o de responsabilidad social corporativa [20].

Previo al periodo 2006, existía poca información y transparencia con respecto a transacciones de los mercados voluntarios de carbono. En los inicios, los datos existentes provenían de ONGs medioambientales y negocios con mentalidad "verde" que habían estado experimentando con lo que hoy se denominan *offsets* de carbono [19].

En la actualidad, existen distintos estándares que permiten cuantificar y verificar las reducciones de emisiones generadas para el mercado voluntario (VCS y Gold Standard, por ejemplo), y verificando, en algunos casos, co-beneficios de los proyectos.

Según el último reporte publicado sobre el estado de los mercados voluntarios de carbono por *Ecosystem Marketplace*, en los últimos años el volumen transado en el mercado voluntario aumentó para la mayoría de los estándares más importantes. Se vio un aumento especialmente importante para proyectos que demostraron beneficios adicionales a la reducción de emisiones, pero esto no se vio reflejado en un aumento de los precios de este tipo de proyectos [19].

4.3. Estándares existentes

4.3.1. Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)[11]

Como se mencionó previamente, el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es uno de los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto. Este mecanismo permite que proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo generen Reducciones de Emisiones Certificadas (CERs, por sus siglas en inglés), cada una equivalente a una tonelada de CO_2. Estas reducciones pueden ser transadas y vendidas, y utilizadas por países industrializados para cumplir en parte con sus metas de reducción de emisiones comprometidas bajo el Protocolo de Kioto.

El MDL como mecanismo de mercado cuenta con su propio estándar, que define los requerimientos para registrar un proyecto y certificar reducciones de emisiones.

El estándar MDL cuenta con un extensivo listado de metodologías aprobadas para el cálculo de reducción de emisiones. Para el ingreso de un proyecto al registro del MDL, este puede utilizar exclusivamente metodologías aprobadas por la mesa directiva del MDL, no aceptándose metodologías de otros programas. En caso de no existir una metodología adecuada para un proyecto dado, el proponente de proyecto puede presentar una metodología para aprobación. A continuación, se muestra la categorización utilizada para las metodologías existentes, como referencia de los tipos de proyecto aceptados por el estándar.

- Metodologías para electricidad renovable
- Metodologías para energía renovable (energía térmica o mecánica)
- Metodologías para centrales térmicas en base a combustibles fósiles más eficientes o menos intensivas en carbono
- Metodologías par cambio de combustibles
- Metodologías para biocombustibles
- Metodologías para eficiencia energética industrial

[11] Información obtenida del sitio web del MDL: https://cdm.unfccc.int/

- Metodologías para eficiencia energética de hogares y edificios
- Metodologías para quema y reducción de fugas de gas
- Metodologías para cambio de materia prima
- Metodologías para gases industriales
- Metodologías para gestión de residuos y aguas residuales
- Metodologías para transporte
- Otras metodologías (Forestación y reforestación, construcción, agricultura, entre otras)

A continuación, se presenta el ciclo de proyecto requerido por el estándar para la certificación de reducciones en el MDL:

- Diseño de proyecto: el proponente de proyecto presenta un Documento de Diseño de Proyecto (PDD, por sus siglas en inglés), donde describe la actividad de proyecto y la metodología a utilizar, entre otros.
- Aprobación nacional: la Autoridad Nacional Designada (DNA, por sus siglas en inglés) de una parte involucrada en una actividad de proyecto propuesta, debe presentar una carta en la que indique que el país ha ratificado el protocolo de Kioto, que la participación es voluntaria y, en caso de que se trate de la parte anfitriona, adicionalmente se debe incorporar una declaración de que la actividad de proyecto propuesta contribuye al desarrollo sustentable.
- Validación: Es el proceso de evaluación independiente de una actividad de proyecto, por parte de una Entidad Operacional Designada (DOE, por sus siglas en inglés), con respecto a los requerimientos del MDL, en base al PDD presentado.
- Registro: Es la aceptación formal por parte de la junta ejecutiva del MDL de una actividad de proyecto validada.
- Monitoreo: El proponente de proyecto es responsable de monitorear las emisiones reales de acuerdo a la metodología aprobada.
- Verificación: Una DOE verifica que las reducciones de emisiones se llevaron efectivamente, en la cantidad afirmada por el proponente de proyecto, de acuerdo al plan de monitoreo.
- Emisión de CERs: La DOE a cargo de la verificación, presenta el reporte de verificación con la solicitud de emisión de CERs a la junta ejecutiva del MDL.

De acuerdo a lo reportado en el estudio "Análisis de mercado potencial de *offsets* en Chile en el marco de impuestos verdes" [21] publicado por GIZ el año 2019[12], hay 103 proyectos nacionales registrados en MDL para distintas categorías de tipos de proyecto: energías renovables (72%), manejo de residuos (21%), reducción de gases de alto poder de calentamiento global (2%), cambio de combustible fósil (2%), forestación y reforestación (1%).

[12] Estudio disponible en https://www.4echile.cl/publicaciones/analisis-de-mercado-potencial-de-offsets-en-chile-en-el-marco-de-los-impuestos-verdes/

4.3.2. *Verified Carbon Standard* (VCS)[13]

El V*erified Carbon Standard* (VCS) es el programa voluntario de GEI más ampliamente utilizado en el mundo. Al empezar a reconocerse la importancia de reducir sus emisiones de GEI por parte de individuos y organizaciones, muchos de ellos están reduciendo su huella de carbono a través de eficiencia energética y otras medidas, aunque muchas veces esto no es suficiente para alcanzar sus metas.

Mediante los mercados de carbono, las entidades pueden neutralizar, o compensar, sus emisiones mediante la compra de créditos de carbono de proyectos que reducen emisiones en otro lugar. El fin del programa VCS es asegurar la credibilidad de la reducción de emisiones, es decir, verificar que las reducciones de emisiones generadas y transadas por los distintos proyectos están realmente ocurriendo.

Una vez que los proyectos han dado cumplimiento al conjunto de reglas y requerimientos del programa VCS y han sido certificados, los desarrolladores de proyectos pueden obtener créditos de GEI transables, denominados Unidades de Carbono Verificadas (VCUs, por sus siglas en inglés). Dichas VCUs pueden ser transadas en el mercado abierto y retiradas por individuos y compañías con el fin de compensar sus propias emisiones. En el tiempo, esta flexibilidad canaliza financiamiento hacia negocios y tecnologías limpios e innovadores.

El VCS cuenta con una gran cantidad de metodologías aprobadas, y además acepta el uso de metodologías del MDL. En general, los tipos de proyectos aceptados por el estándar son similares a los del MDL, con la excepción de que VCS desde la cuarta versión de sus estándares ya no acepta el registro de proyectos de generación eléctrica renovable conectada a la red.

El ciclo de proyecto requerido para la generación de reducciones mediante el VCS consta de cinco pasos:

- Elección de una metodología: los proponentes del proyecto escogen una metodología pre-aprobada que presenta condiciones de aplicabilidad apropiadas para la actividad o desarrollan una nueva metodología usando el proceso de aprobación de metodologías de VCS.
- Descripción e ingreso del proyecto: los proponentes del proyecto abren una cuenta con registro VCS y entregan una descripción del proyecto que será ingresado al sistema de visualización de proyecto en desarrollo bajo el VCS.
- Validación de la descripción del proyecto: los proponentes del proyecto contratan a una entidad de validación y verificación (VVB, por sus siglas en inglés) para validar la descripción del proyecto.
- Verificación de las reducciones: los proponentes del proyecto monitorean y registran datos de la reducción de emisiones y los presentan en un reporte de monitoreo para luego contratar a una VVB que verifique las emisiones.
- Emisión de *Verified Carbon Units* (VCUs): los proponentes del proyecto solicitan la emisión de VCUs. Los créditos serán depositados en su cuenta y pueden ser retenidos, comercializados o retirados.

De acuerdo a lo reportado en el estudio “Análisis de mercado potencial de *offsets* en Chile en el marco de impuestos verdes” [21] publicado por GIZ el año 2019, hay 21 proyectos nacionales

[13] Información obtenida del sitio web de Verra: https://verra.org/

registrados en VCS para distintas categorías de tipos de proyecto: energía (76%), manejo de residuos (10%) y agrícola-forestal (14%).

Cabe destacar que VCS está considerando la modificación de su estándar con el fin de tener la posibilidad de implementar los ajustes correspondientes cuando sea requerido, para evitar la doble contabilidad.

4.3.3. *Gold Standard* (GS)[14]

El *Gold Standard* (GS) fue establecido en 2003 por el WWF y otras organizaciones no gubernamentales para asegurar que los proyectos de reducción de emisiones contaran con los mayores niveles de integridad ambiental y además contribuyeran al desarrollo sostenible. Con la adopción del Acuerdo de París y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), lanzaron un estándar de buenas prácticas para intervenciones climáticas y de desarrollo sostenible, *Gold Standard for the Global Goals*, para maximizar el impacto, creando valor para la gente alrededor del mundo y el planeta.

El GS busca acelerar el progreso del Acuerdo de París y de los ODS a través de estándares robustos e impactos verificados. Esto lo realizan reduciendo barreras de entrada a los mercados, aumentando capacidad e incentivando acción a través de tres pilares estratégicos:

- Mercados ambientales: fortalecer los mercados ambientales con más activos de alto impacto, generando una oferta y demanda mayor y de más calidad.
- Sostenibilidad corporativa: aumentar las acciones que las organizaciones toman dentro de los límites, y más allá, del camino hacia el cumplimiento del Acuerdo de París.
- Financiamiento climático y para el desarrollo: mayor movilización del financiamiento climático y para el desarrollo hacia actividades de alta integridad para la acción climática nacional/subnacional.

El GS cuenta con metodologías de mitigación aprobadas con alcances en: uso de suelo, forestación y agricultura; eficiencia energética; cambio de combustibles; energías renovables; eficiencia energética en transporte marítimo; y manejo y disposición de residuos. Además, acepta metodologías del MDL que se encuentren dentro de los alcances del programa[15]. Desde enero de 2020, los proyectos de energías renovables conectados a la red en países de ingresos medios o altos quedan fuera del alcance de GS.

El proceso para obtener la certificación GS consta de siete pasos:

- Planificación de proyecto y consulta con grupos de interés: Previo al inicio del proyecto, los desarrolladores deben confirmar su diseño básico; evaluarlo con respecto a los resguardos de GS; estimar sus impactos climáticos y de desarrollo sostenible y preparar un documento que resuma toda esta información. Además, debe realizar una reunión de consulta con los grupos de interés del proyecto.
- Revisión preliminar: SustainCERT, la entidad encargada de gestionar la certificación de GS, revisa la información entregada y solicita aclaraciones cuando se requiere. La aprobación por parte de SustainCERT de los documentos preliminares, otorga la calidad de "*Gold Standard Project Listed*".
- Validación por un tercero (diseño): Un cuerpo de validación y verificación (VVB, por sus siglas en inglés) independiente realiza una evaluación. Esto comprende tanto una revisión

[14] Información obtenida del sitio web de *Gold Standard*: https://www.goldstandard.org/

[15] Listado de metodologías de GS y metodologías MDL aceptadas en el programa se encuentran disponibles en: https://globalgoals.goldstandard.org/400-sdg-impact-quantification/

documental como una visita a terreno, y provee confirmación independiente de que el proyecto está en línea con los requerimientos de GS.

- Revisión del diseño de proyecto: SustainCERT revisa la documentación y solicita clarificaciones y acciones correctivas cuando sea requerido. La aprobación por parte de SustainCERT del diseño de proyecto, otorga la calidad de "*Gold Standard Design Certified*".
- Monitoreo de proyecto: El desarrollador de proyecto monitorea el proyecto de acuerdo a lo indicado en el plan de monitoreo aprobado.
- Validación por un tercero (monitoreo): Un cuerpo de validación y verificación independiente realiza una evaluación. Esto comprende tanto una revisión documental como una visita a terreno, y provee confirmación independiente de que el proyecto está en línea con los requerimientos de GS.
- Revisión de desempeño: SustainCERT revisa la documentación y solicita clarificaciones y acciones correctivas cuando sea requerido. La aprobación por parte de SustainCERT del diseño de proyecto, otorga la calidad de "*Certified Gold Standard Project*" y la emisión de certificados de productos y/o declaraciones de impacto.

De acuerdo a lo reportado en el estudio "Análisis de mercado potencial de *offsets* en Chile en el marco de impuestos verdes" [21] publicado por GIZ el año 2019, hay 5 proyectos nacionales registrados en GS para distintas categorías de tipos de proyecto: energía (80%) y manejo de residuos (20%).

Cabe destacar que GS está considerando la modificación de su estándar con el fin de tener la posibilidad de implementar los ajustes correspondientes cuando sea requerido, para evitar la doble contabilidad.

4.3.4. *Joint Crediting Mechanism* (JCM)[16]

El *Joint Crediting Mechanism* (JCM) facilita la difusión de tecnologías, productos, servicios e infraestructura bajos en carbono innovadores, así como también la implementación de acciones de mitigación, y contribuye el desarrollo sostenible de países en desarrollo.

El mecanismo evalúa de manera cuantitativa las contribuciones para la reducción de emisiones de GEI de los proyectos mediante metodologías de medición, reporte y verificación (MRV) y las utiliza para alcanzar las metas de reducción de emisiones de Japón.

Japón ha firmado acuerdos bilaterales con 17 países para la implementación del mecanismo.

En la Figura 25 se indica el funcionamiento del esquema para un proyecto o medida implementada entre Japón y un país anfitrión cualquiera.

[16] Información obtenida del sitio web de JCM: https://www.jcm.go.jp/

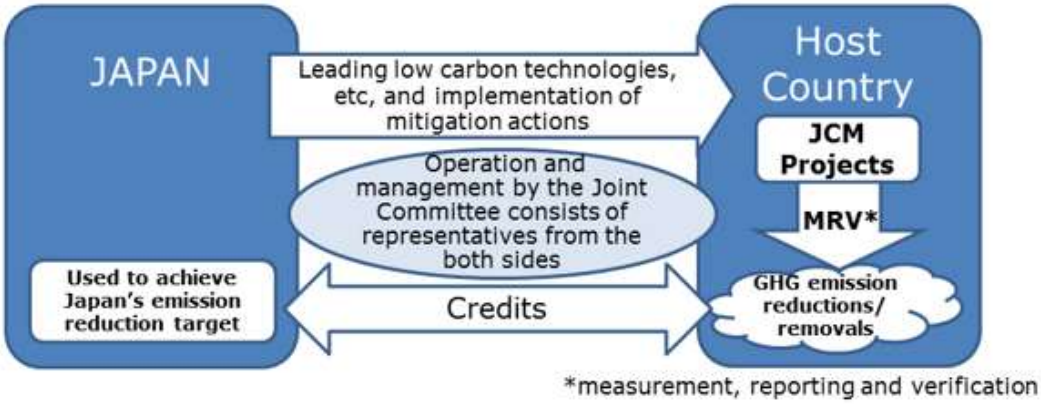

Figura 25: Esquema JCM

Fuente: Sitio web de JCM (https://www.jcm.go.jp/)

A continuación, se presenta un resumen de los pasos del ciclo de un proyecto a implementarse mediante JCM:

- Presentación de la metodología propuesta: El lado japonés, el lado del país anfitrión o los participantes de proyecto pueden presentar una metodología siguiendo las guías para elaboración de metodologías de JCM.
- Aprobación de la metodología propuesta: El comité de JCM evalúa la metodología y puede aprobarla (con o sin revisiones) o rechazarla.
- Desarrollo del PDD: Los participantes de proyecto preparan un documento de diseño de proyecto (PDD, por sus siglas en inglés) siguiendo las guías de JCM.
- Validación: Una tercera parte (TPE, por *Third Party Entity*) valida que el proyecto esté en cumplimiento de las guías de JCM.
- Registro: Al obtener un resultado positivo en la validación, los proponentes de proyecto pueden solicitar su registro. De cumplir con todos los requisitos, el proyecto se registra.
- Monitoreo: Los participantes de proyecto preparan monitorean el proyecto y preparan un reporte de monitoreo, de acuerdo a la metodología, el PDD y las guías de JCM.
- Verificación: Una TPE, en línea con las guías de validación y verificación de JCM, verifica la cantidad de reducciones generadas por el proyecto en base al reporte de monitoreo entregado por los participantes de proyecto.
- Emisión de créditos: Las partes participantes que desean emitir créditos abren una cuenta en el lado de Japón y/o en el lado del país anfitrión antes de la emisión de créditos. Los participantes de proyecto discuten entre ellos y determinan la cantidad de créditos a asignar a cada parte, tomando en consideración su contribución en la reducción o remoción de emisiones de GEI. De cumplirse los requisitos, el comité de JCM notifica a las partes la cantidad de créditos a emitir. La secretaría de JCM archiva todos los datos de la emisión de créditos y los publica en el sitio web de JCM.

De acuerdo a lo publicado en el registro de proyectos en la página de JCM para la alianza Japón-Chile[17], nacionalmente hay un proyecto registrado, que corresponde a la implementación de

[17] Proyectos de alianza Chile-Japón en JCM disponibles en: https://www.jcm.go.jp/cl-jp/projects/all

sistemas de paneles fotovoltaicos por una capacidad total de 1 MW en techos de edificios de distintos campus de una universidad.

4.4. Alternativas para la transacción de reducciones de emisiones

En esta sección se presentan las potenciales alternativas para la transacción de reducciones de emisiones de actividades pertenecientes a las tipologías de proyecto consideradas en el presente estudio. En resumen, los *offsets* generados, de cumplir con los requisitos específicos de cada mercado, podrían ser transados en el mercado voluntario, en mercados potenciales bajo el Artículo 6, en el mercado doméstico o en el contexto de CORSIA, que aceptará unidades de reducción provenientes del MDL, de programas voluntarios como VCS y GS [22], y aún se encuentra en discusión la potencial utilización de unidades transables en mercados bajo el Artículo 6 que no sean utilizados para el cumplimiento de NDCs. Es importante destacar el papel de las iniciativas de preparación de los mercados, de financiamiento climático y de infraestructura para la implementación de los mercados de carbono, que respaldan y promueven el desarrollo de iniciativas de reducción de emisiones a todo nivel. En la Figura 26 se presenta un esquema de las potenciales alternativas para la transacción de reducciones para proyectos de las tipologías consideradas.

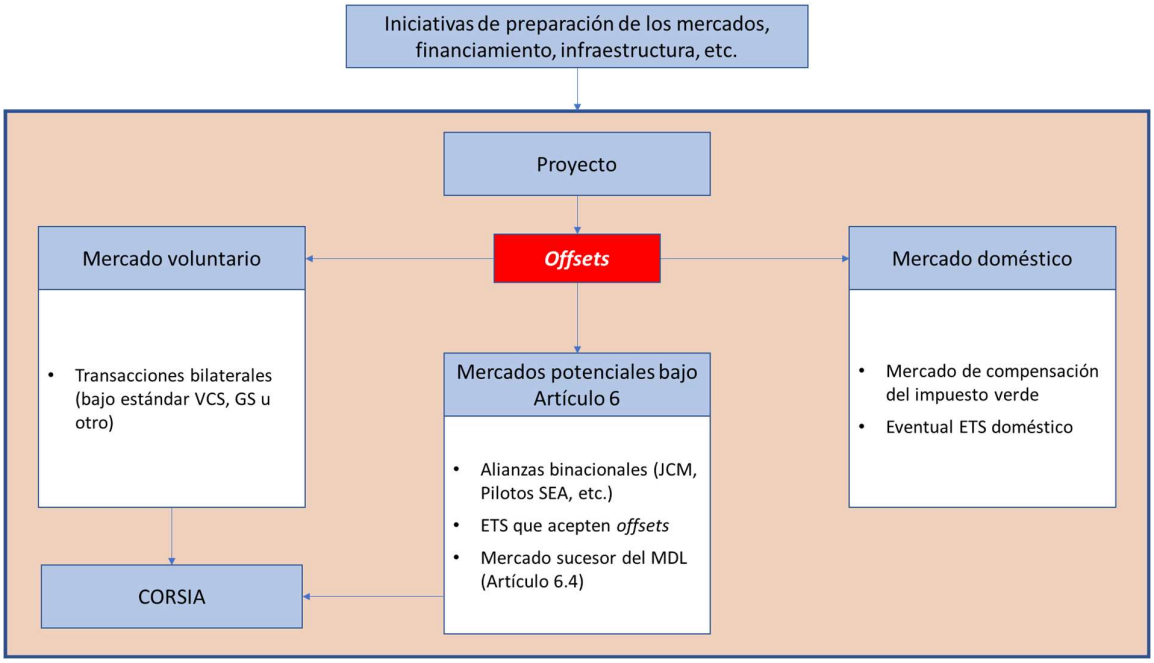

Figura 26: Esquema potenciales alternativas reducción de emisiones

Fuente: Elaboración propia.

4.4.1. Mercado voluntario

Las reducciones generadas por proyectos clasificados dentro de las tipologías consideradas podrían transarse en el mercado voluntario, sujeto a la elegibilidad y cumplimiento de los requisitos del programa y estándar utilizados por parte de cada proyecto. Se evaluó, a grandes rasgos, la compatibilidad de las tipologías de proyecto con tres estándares diferentes: MDL, VCS y GS (Ver sección 4.3 para más información sobre los estándares). En la Tabla 26, Tabla 27 y Tabla 28, se presentan algunos puntos relevantes que evidencian el grado de compatibilidad de las tipologías consideradas con los estándares.

Tabla 26: Compatibilidad tipologías con MDL

Tipología	Compatibilidad con MDL
Generación eléctrica mediante CSP	• Existen metodologías para generación renovable conectada a la red, donde se considera CSP como alternativa (ACM0002 – *Grid-connected electricity generation from renewable sources*, por ejemplo)
Reconversión de centrales termoeléctricas a carbón a sistema de almacenamiento con Batería Carnot	• No existen metodologías aprobadas en MDL para almacenamiento eléctrico, por lo que se requeriría la elaboración y solicitud de aprobación de una nueva metodología. • Considerando el comportamiento del factor de emisión a lo largo del día presentado previamente, calculado en base a la alternativa de la herramienta metodológica TOOL07 del MDL que se consideró más adecuada en este caso, un proyecto de este tipo no generaría reducciones.
Bombeo y almacenamiento hidráulico	• No existen metodologías aprobadas en MDL para almacenamiento eléctrico, por lo que se requeriría la elaboración y solicitud de aprobación de una nueva metodología. • Considerando el comportamiento del factor de emisión a lo largo del día presentado previamente, calculado en base a la alternativa de la herramienta metodológica TOOL07 del MDL que se consideró más adecuada en este caso, un proyecto de este tipo no generaría reducciones.
Reemplazo de energía de la red por energías renovables en plantas de desalinización de agua de mar existentes	• Existen metodologías de generación de energías renovables para autoconsumo de pequeña escala en MDL (AMS-I.F. – *Renewable electricity generation for captive use and mini-grid*, por ejemplo), aplicables para proyectos bajo los 15 MW de capacidad. Para proyectos de mayor potencia, se requeriría la elaboración y solicitud de aprobación de una nueva metodología.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 27: Compatibilidad tipologías con VCS

Tipología	Compatibilidad con VCS
Generación eléctrica mediante CSP	• VCS excluye de su alcance proyectos de generación conectados a la red desde la actualización de sus estándares a su cuarta versión.
Reconversión de centrales termoeléctricas a carbón a sistema de almacenamiento con Batería Carnot	• No existen metodologías aprobadas en MDL o VCS para almacenamiento eléctrico, por lo que se requeriría la elaboración y solicitud de aprobación de una nueva metodología.
Bombeo y almacenamiento hidráulico	• No existen metodologías aprobadas en MDL o VCS para almacenamiento eléctrico, por lo que se requeriría la elaboración y solicitud de aprobación de una nueva metodología.
Reemplazo de energía de la red por energías renovables en plantas de desalinización de agua de mar existentes	• Existen metodologías de generación de energías renovables para autoconsumo de pequeña escala en MDL (AMS-I.F. – *Renewable electricity generation for captive use and mini-grid*, por ejemplo), aplicables para proyectos bajo los 15 MW de capacidad. Para proyectos de mayor potencia, se requeriría la elaboración y solicitud de aprobación de una nueva metodología.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 28: Compatibilidad tipologías con GS

Tipología	Compatibilidad con GS
Generación eléctrica mediante CSP	• GS excluye de su alcance proyectos de generación conectados a la red desde enero del 2020.
Reconversión de centrales termoeléctricas a carbón a sistema de almacenamiento con Batería Carnot	• No existen metodologías aprobadas en GS o MDL para almacenamiento eléctrico, por lo que se requeriría la elaboración y solicitud de aprobación de una nueva metodología. • Proyecto debe demostrar su contribución al ODS 13 (Acción climática) y, por lo menos, a otros dos ODS más.
Bombeo y almacenamiento hidráulico	• No existen metodologías aprobadas en GS o MDL para almacenamiento eléctrico, por lo que se requeriría la elaboración y solicitud de aprobación de una nueva metodología. • Proyecto debe demostrar su contribución al ODS 13 (Acción climática) y, por lo menos, a otros dos ODS más.
Reemplazo de energía de la red por energías renovables en plantas de desalinización de agua de mar existentes	• Existen metodologías para generación de energías renovables para autoconsumo de pequeña escala en MDL (AMS-I.F. – *Renewable electricity generation for captive use and mini-grid*, por ejemplo), aplicables para proyectos bajo los 15 MW de capacidad. Para proyectos de mayor potencia, se requeriría la elaboración y solicitud de aprobación de una nueva metodología. • Proyecto debe demostrar su contribución al ODS 13 (Acción climática) y, por lo menos, a otros dos ODS más.

Fuente: Elaboración propia.

Considerando los antecedentes presentados, un proyecto perteneciente a la tipología de generación renovable mediante CSP tiene potencial de ser aceptado en MDL, de cumplir con los requisitos; mientras que en VCS y GS se encontraría fuera del alcance del programa, al ser un proyecto de generación renovable conectado a la red.

En el caso de proyectos de tipologías almacenamiento (Reconversión de centrales termoeléctricas a carbón a sistema de almacenamiento con Batería Carnot, Bombeo y almacenamiento hidráulico), en caso de reducir emisiones (situación que no ocurre con los casos de estudio analizados) no podrían ingresar a ninguno de los programas utilizando las metodologías disponibles al momento de elaboración de este informe, pero potencialmente podrían ingresar con una metodología propuesta, si esta es aprobada por el programa correspondiente.

Proyectos pertenecientes a la tipología de desalinización de agua de mar mediante el uso de energías renovables, al ser proyectos de autoconsumo de energías renovables, pueden ingresar a cualquiera de los programas, en caso de contar con una potencia inferior a los 15 MW. Si la potencia fuese mayor, el proyecto potencialmente podría ingresar con una metodología propuesta, si esta es aprobada por el programa correspondiente.

4.4.2. Mercados potenciales bajo Artículo 6

Actualmente no hay certeza sobre cómo serán las reglas de las transacciones de reducciones de emisiones internacionales a través de los mecanismos mencionados en los Artículos 6.2 y 6.4 del Acuerdo de París, por lo que no es posible indicar de manera certera dónde podrían transar reducciones de emisiones bajo el Artículo 6 los proyectos pertenecientes a las tipologías consideradas.

De acuerdo a lo indicado en el reporte "*Landscape of Article 6 Pilots: A closer look at initial cooperative approaches*" [15], la mayor parte de las iniciativas emergentes explícitamente desarrolladas para ser reconocidas dentro del enfoque cooperativo del Artículo 6 corresponden a proyectos del sector energía, tanto de pequeña como gran escala. Además, en la base de datos de proyectos piloto de Artículo 6 publicada en la plataforma "*CDM Pipeline*" de la sociedad de UNEP y DTU[18] se identificaron distintos proyectos de energías renovables. Sí es importante destacar que no se identificó ningún proyecto que considere explícitamente el almacenamiento energético.

En el contexto del presente estudio, toma especial relevancia el proyecto "*Enhance penetration of renewable energy in the grid*", piloto virtual financiado por la Agencia Sueca de Energía que tiene a Chile como país anfitrión. De acuerdo al "Informe de Cierre Fase Adicional Proyecto PMR Chile", publicado en diciembre de 2019 [23], para desarrollar este proyecto piloto de ITMO en el sector energía bajo el Artículo 6, el Ministerio de Energía participó en una cooperación técnica con el *Center for Clean Air Policy* (CCAP). El análisis, que a la fecha de publicación del documento aún se encontraba en curso, propone una cartera de proyectos de energía renovable, que va más allá de la NDC, y dos enfoques diferentes para estimar el impacto en las emisiones de GEI, con el objetivo de explorar cómo un ITMO podría acelerar la vía de descarbonización del país.

Otro antecedente relevante es la sociedad existente entre Chile y Japón en marco del JCM, esquema considerado dentro de las iniciativas preexistentes que pueden ser reconocidas por alguna de las opciones basadas en mercados del Artículo 6. Chile cuenta con una metodología aprobada en JCM, aplicable a proyectos de generación solar fotovoltaica. Adicionalmente, hay dos metodologías en proceso para su aprobación, una de las cuales considera aplicaciones para sistemas solares fotovoltaicos con almacenamiento en baterías. A pesar de que la tecnología de almacenamiento difiere a las consideradas en las tipologías de este estudio, la consideración de proyectos almacenamiento, en general, es una señal favorable con respecto al potencial de venta de *offsets* de proyectos de ese tipo.

Considerando esos antecedentes, es esperable que proyectos de generación renovable mediante CSP y desalinización de agua de mar mediante energías renovables puedan generar reducciones transables en potenciales mercados bajo el Artículo 6, siempre que sean reales, verificables y adicionales. Con respecto al almacenamiento, si bien no es mencionado explícitamente en los listados de proyectos piloto explícitamente elaborados en el contexto del Artículo 6, sí es considerado en JCM mediante la tecnología de baterías. Además, el almacenamiento va en línea con la búsqueda de integración de energías renovables y la descarbonización del sector eléctrico. Por lo tanto, se podría esperar que proyectos de almacenamiento, de generarlas, puedan transar reducciones reales, verificables y adicionales en mercados bajo el Artículo 6, independiente de la tecnología utilizada.

4.4.3. Mercado doméstico

A la fecha de elaboración de este informe, aún no se definen los reglamentos, protocolos y criterios necesarios para la implementación de un sistema de transacción de *offsets* nacional. Por lo tanto, no existe certeza sobre el tipo de proyectos que podrán generar *offsets* y transarlos.

A pesar de no existir completa claridad sobre la implementación del futuro mercado doméstico de compensación de emisiones asociado al impuesto verde, sí está definido que los *offsets* a transarse deberán ser:

- Adicionales

[18] Plataforma accesible en https://www.cdmpipeline.org/index.htm

- Medibles y verificables
- Permanentes

Además, deben resguardarse los siguientes factores mediante reglamentos:

- Utilización de una línea base realista y creíble
- Cadena de custodia clara y transparente
- Análisis de impactos no deseados (aumento de emisiones en otros lugares)
- Evitar doble contabilidad y resguardar principio de daño neto

Sí se puede indicar que de implementarse protocolos de MRV robustos y criterios adecuados en la elección de la línea base y reglamentos resguarden adecuadamente los factores requeridos por el sistema de transacción, las reducciones generadas por proyectos asociados a las tipologías consideradas, de existir, pueden ser consideradas medibles, verificables y permanentes. La adicionalidad de las reducciones estará sujeta a los criterios considerados y dependerá de cada proyecto.

Actualmente, el impuesto para las emisiones de CO_2 está fijado en 5 USD por tonelada emitida, por lo que los *offsets* en un mercado en el contexto de la compensación del impuesto verde podrían alcanzar como máximo dicho valor.

Otra opción potencial para la venta doméstica de *offsets* puede surgir si es que a futuro se implementa un ETS nacional, en el contexto de la Ley Marco de Cambio Climático.

4.4.4. CORSIA

La venta de reducciones de emisiones en CORSIA aparece como una opción probable, pero aún no están definidas las condiciones en las que las transacciones podrán ocurrir, dadas las discusiones aún no resueltas con respecto al uso de ITMOs con otros propósitos distintos al cumplimiento de NDCs y los ajustes correspondientes requeridos en el caso de dichos propósitos sean permitidos.

A la fecha de elaboración del presente informe, las unidades de reducción aceptadas en CORSIA son las emitidas durante el periodo 2016 – 2020 y provenientes de los siguientes programas: *Verified Carbon Standard* (VCS), Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), *Gold Standard* (GS), *American Carbon Registry* (ACR), Programa Voluntario de Reducción de Emisiones de China y *Climate Action Reserve* (CAR) [22].

Bajo el supuesto de que a futuro se aceptarán unidades de reducciones posteriores a 2020, un proyecto perteneciente a las tipologías consideradas en el presente estudio tendría la opción, como mínimo, de vender sus reducciones a CORSIA mediante el registro en estándares voluntarios, sujeto a que cumpla los requisitos del estándar respectivo. Considerando un pronto reemplazo del MDL por el nuevo mecanismo centralizado del Artículo 6.4 del Acuerdo de París y el carácter doméstico de ACR, CAR y el Programa Voluntario de Reducción de Emisiones de China, las opciones para la certificación de las reducciones de los proyectos pertenecientes a las tipologías de proyecto consideradas se reducen, al día de hoy, al VCS y GS. Como se indicó previamente, las tipologías de almacenamiento y la tipología de generación renovable mediante CSP se encuentran fuera del alcance del VCS, por lo sus opciones en ese caso se reducen únicamente al GS. La tipología de desalinización de agua de mar mediante energías renovables se encuentra dentro de los alcances de ambos programas. Más detalles sobre las alternativas para los proyectos pertenecientes a las tipologías en el mercado voluntario se encuentran en la sección correspondiente (Ver 4.4.1).

Cabe destacar que tanto VCS como GS están considerando la modificación de sus estándares con el fin de tener la posibilidad de implementar los ajustes correspondientes cuando sea requerido, para evitar la doble contabilidad, un requisito de CORSIA.

4.5. Evolución de precios del carbono

4.5.1. Mercados regulados

En esta sección se analiza la trayectoria histórica de los precios en los mercados formales, considerando los precios registrados en el esquema de transacción de emisiones de la Unión Europea (EU-ETS), el más grande en funcionamiento en la actualidad. La implementación de este esquema considera cuatro fases: Fase 1 (2005 - 2007), Fase 2 (2008 - 2012), Fase 3 (2013 - 2020) y Fase 4 (2020 en adelante). El EU-ETS es un sistema de *cap and trade*, en el que se transan EUA (*European Union Allowances*, permisos para emitir), pero también se permite el uso de una cantidad limitada de créditos internacionales (CERs) para dar cumplimiento a los requerimientos de reducción de emisiones [24]. En la Figura 27 se muestra la evolución del precio mensual promedio de las EUAs y de los CERs durante el periodo 2008 – 2019:

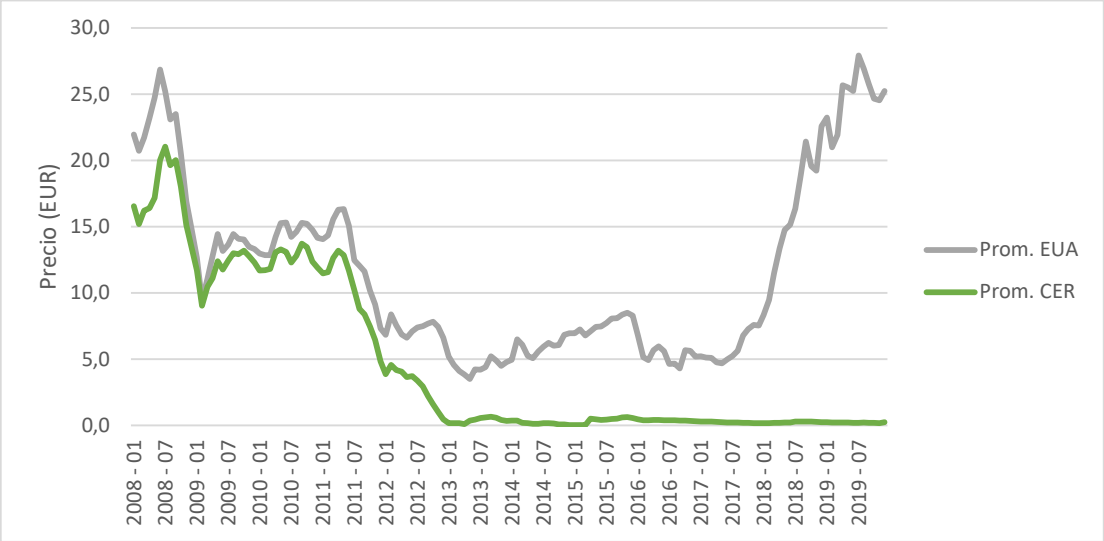

Figura 27: Precio de EUAs y CERs en el periodo 2008 - 2019

Fuente: Elaboración propia en base a datos de SENDECO$_2$.[19]

El año 2013, con el inicio de la Fase 3, entraron en funcionamiento una serie de restricciones que limitaron el uso de CERs [25]. Esto, junto con las deficiencias percibidas de los mecanismos del Protocolo de Kioto y la incertidumbre sobre las políticas climáticas internacionales, generó una sobreoferta de CERs [9] y la consiguiente baja en el precio observada en la Figura 27.

Tomando esto en consideración, es interesante analizar con mayor detalle el comportamiento de los precios a en el periodo desde 2008 a 2012, al ser el período en el cual se aceptaban *offsets* provenientes de otros países para cumplimiento de los compromisos en la Unión Europea, en el marco del primer período del Protocolo de Kioto. Una vez que se defina el libro de reglas para hacer operativo el Artículo 6 del Acuerdo de París, se espera que ocurra este escenario de aceptar *offsets* generados en otros países para el cumplimiento de metas, donde se espera que transen créditos internacionales en un mercado regulado con compromisos de cumplimiento a

[19] Datos descargados de https://www.sendeco2.com/es/precios-co2

una escala mayor que en la actualidad. El actual mercado bajo el Protocolo de Kioto, si bien no tiene las mismas condiciones ni reglas de los futuros mecanismos de mercado, sí permite visualizar el comportamiento de una unidad de reducción de emisiones u offset vs una unidad de asignación o *allowance* en un mercado regulado con compromisos de cumplimiento.

En la Figura 28 se muestra la evolución del precio mensual promedio de las EUAs y de los CERs durante el periodo 2008 – 2012.

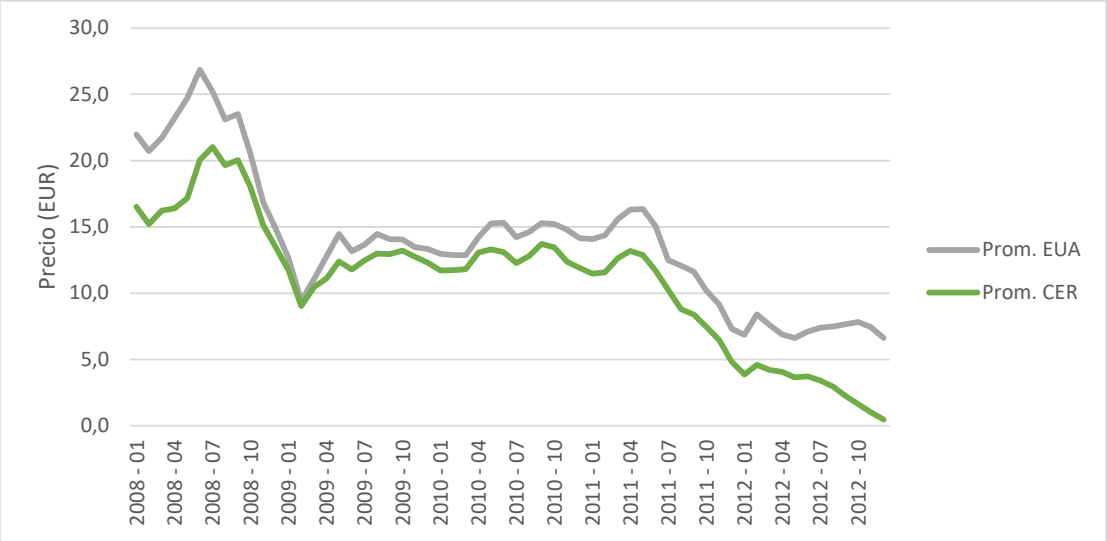

Figura 28: Precio de EUAs y CERs en el periodo 2008 - 2012

Fuente: Elaboración propia en base a datos de SENDECO$_2$.[20]

En la Figura 28 se observa una clara relación entre el comportamiento del precio de las EUAs y de los CERs durante el periodo 2008 – 2012. De esto se puede concluir que, mientras se tenga un equilibrio adecuado entre la oferta y demanda de *offsets*, es posible relacionar su precio con *allowances*, como las EUAs, en este caso. A pesar de que esto no permite predecir precios futuros, sí indica que, cuando las condiciones y restricciones del mercado lo permiten, el precio de las unidades de reducción de emisiones de proyectos se puede relacionar directamente con el precio de los *allowances* transables en el mismo mercado. Por lo tanto, el precio dependerá del mercado ETS de destino donde se pueda utilizar los *offsets*, lo cual está sujeto a las definiciones en torno al Artículo 6 del Acuerdo de París, y el precio que tenga en ese momento el *allowance*, lo cual tiene muchas complejidades de proyección.

4.5.2. Mercados voluntarios

El precio de las reducciones de emisiones transadas en el mercado voluntario depende del tipo de proyecto, estándar, entre otros aspectos. En términos generales, de acuerdo a lo indicado en el reporte "*Financing Emissions Reductions for the Future: State of the voluntary carbon markets 2019*", los volúmenes y precios de transacciones en los mercados voluntarios desde 2006 a 2018 son los presentados en la Figura 29.

[20] Datos descargados de https://www.sendeco2.com/es/precios-co2

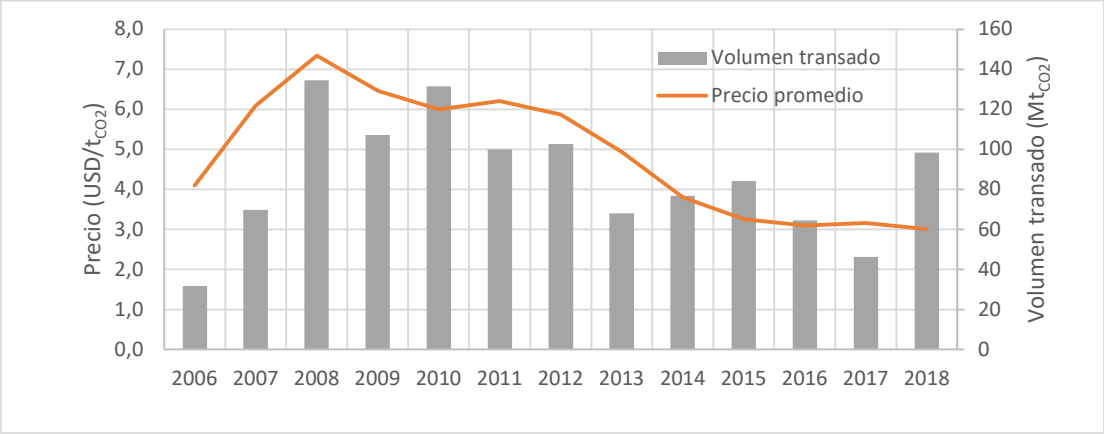

Figura 29: Precio y volumen de transacciones en mercados voluntarios 2006 - 2018

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Ecosystem Marketplace. (2019). *Financing Emissions Reductions for the Future: State of the Voluntary Carbon Markets 2019.*

En general, la variabilidad de los precios es menor a la observada en el EU-ETS, que es un mercado regulado. El año 2008 el precio alcanzó un máximo de 7,3 USD y en 2018 un mínimo de 3,0 USD por tonelada. El precio promedio durante el periodo fue de 4,9 USD por tonelada, con una desviación estándar de 1,5 USD por tonelada. Se observa que desde el año 2015 en adelante el precio se ha estabilizado, moviéndose en torno a valores entre 3,0 USD y 3,3 USD por tonelada transada.

Considerando que el precio de las reducciones de emisiones varía según el tipo de proyecto, es interesante observar la evolución de los precios para proyectos de un alcance similar al incluido en las tipologías de proyecto bajo análisis. Para esto, existe información desglosada de precios y volumen de transacciones por tipo de proyecto, para distintos tipos de proyectos: Forestal y Uso de Suelo, Energía Renovable, Disposición de Residuos, Dispositivos Domésticos, Procesos Químicos/Manufactura Industrial, Eficiencia Energética/Cambio de Combustibles y Transporte.

Las tipologías de proyecto bajo análisis no clasifican necesariamente dentro de una categoría. Si bien las tipologías de generación renovable mediante CSP y desalinización de agua de mar mediante el uso de energías renovables pertenecen a la categoría de energías renovables, las tipologías que consideran almacenamiento no se encuentran consideradas dentro del alcance específico de ninguna de las categorías mencionadas, pero sí se podría considerar que conceptualmente su efecto en la red contiene componentes similares a proyectos de energías renovables y/o de cambio de combustibles. Para efectos del presente análisis, se consideran las categorías de Energías Renovables y Eficiencia Energética/Cambio de Combustibles. En la Figura 28 se muestra la evolución de los precios entre los años 2015 – 2018, correspondiente al periodo en el que se ha estabilizado el precio de los *offsets*, y volumen de transacciones para los tipos de proyectos mencionados.

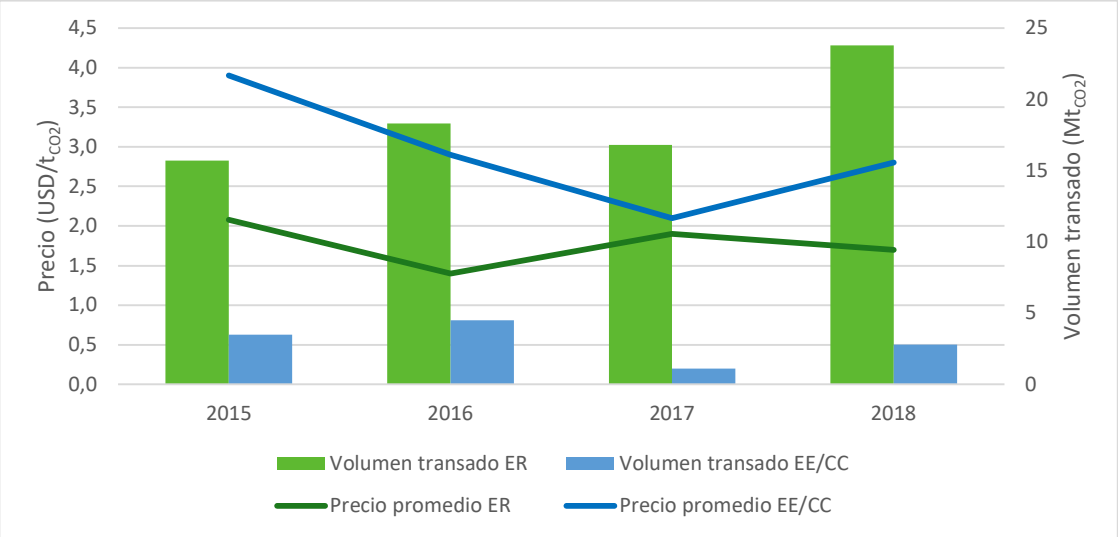

Figura 30: Precio y volumen de transacciones en mercados voluntarios de proyectos de Energía Renovable y Eficiencia Energética/Cambio de Combustibles

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Ecosystem Marketplace. (2019). *Financing Emissions Reductions for the Future: State of the Voluntary Carbon Markets 2019.*

Como se observa en la Figura 30, en el caso de los proyectos de energías renovables, durante el periodo se tiene un precio promedio de 1,8 USD, con un máximo de 2,1 USD y un mínimo de 1,4 USD por tonelada de CO_2, con una desviación estándar de 0,3 USD por tonelada. Para los proyectos de eficiencia energética y cambio de combustibles se alcanza un promedio de 2,9 USD, con un mínimo de 2,1 y un máximo de 3,9 USD por tonelada de CO_2, con una desviación estándar de 0,7 USD por tonelada.

Otro antecedente importante a considerar es la plataforma *Climate Neutral Now* de la CMNUCC, que permite al público interesado (personas naturales y organizaciones) compensar su huella de carbono de forma simple y transparente, escogiendo proyectos que vayan en línea con sus principios y línea de trabajo. La plataforma permite a los mandantes de proyecto vender sus reducciones a un precio establecido por ellos [26].

En este caso, los precios varían dependiendo del proyecto, siendo el promedio de 2,5 USD, con una mediana de 1,8 USD y una desviación estándar de 2,0 USD por tonelada de CO_2. En general, el volumen de las transacciones es bajo (parten desde 1 tCO_2), dada la naturaleza de la plataforma [26].

4.6. Tendencia de precios

El precio de los *offsets* ha dependido históricamente del mercado en el cual se transan y la oferta-demanda y exigencias de cada mercado en particular, entre otros aspectos. En el caso del mercado regulado, desde sus inicios, el precio de *offsets* ha experimentado diversas fluctuaciones, y en particular sufrió una baja significativa posterior al año 2012, producto de la fuerte contracción de la demanda en el mercado europeo, principal comprador de este tipo de créditos. El mercado voluntario también ha tenido diversas fluctuaciones de precio a lo largo del tiempo, sin embargo, se ha estabilizado en precios promedio en torno a los 3,0 – 3,3 USD por tonelada, con una demanda activa por este tipo de créditos en la actualidad.

El precio futuro de los *offsets* dependerá del mercado en el cual se transen estos *offsets*: mercado voluntario, mercado doméstico o mercados bajo el Artículo 6 del Acuerdo de París, y de la posibilidad de poder acceder a dichos mercados (momento de la venta). En el mercado voluntario, es posible esperar precios 1,8 +/- 0,3 USD por tonelada, que corresponde al valor

promedio +/- desviación estándar para proyectos de energías renovables (categoría de proyectos que se aproxima mejor a los tipos de proyecto bajo análisis). Luego, desde el año 2024, existirá la opción de vender *offsets* en un mercado doméstico, para su uso por parte de empresas afectas al impuesto verde, en cuyo caso, se esperan un precio de *offsets* en un rango hasta 5 USD por tonelada, correspondiente al valor del actual impuesto. Por último, una vez que se defina el libro de reglas para hacer operativo Artículo 6 del Acuerdo de París, además de las opciones anteriores, los *offsets* podrían optar a mercados internacionales bajo el Articulo 6, donde actualmente no existe una claridad en el precio que podrían alcanzar dichos *offsets*, ya que depende de varios factores antes mencionados, y de las definiciones que existan sobre estos mecanismos de mercado.

5. Conclusiones y Recomendaciones

En el presente estudio se desarrolló la evaluación económica de casos de estudio para cuatro tipologías de proyecto: Generación eléctrica mediante CSP, Reconversión de centrales termoeléctricas a carbón a sistema de almacenamiento con Batería Carnot, Bombeo y almacenamiento hidráulico y Reemplazo de energía de la red por energías renovables en plantas de desalinización de agua de mar existentes. Posteriormente se cuantificó el potencial de reducción de emisiones en cada caso, de manera de estimar posibles ingresos asociados a la venta de reducciones de emisiones y de esta forma, identificar alternativas de participación de estas tipologías en los mercados de carbono.

En la evaluación económica del caso de estudio de la tipología de central CSP, se obtiene un VAN negativo para las condiciones definidas para todas las tasas de descuento consideradas. Al realizar un análisis de sensibilidad se observó que existen escenarios en los que el VAN resulta positivo. Para una tasa de descuento del 6% esto ocurre para disminuciones en el CAPEX cercanas al 22% (456,2 MMUSD) y para un aumento del precio de venta de energía del orden del 26% (59,3 USD/MWh). Por otra parte, se evaluó este caso de estudio situado en el año 2025, donde es posible esperar un menor CAPEX debido al desarrollo de la tecnología, y se obtuvo que el proyecto CSP sería rentable al considerar una tasa de descuento de 6%. En este caso de estudio, los potenciales ingresos por la venta de la reducción de emisiones permitirían mejorar la evaluación económica, sin embargo, para los escenarios situados en el año 2021, estos ingresos por sí solos no son suficientes para cubrir toda la brecha requerida para lograr que los proyectos sean rentables. En el caso de las evaluaciones situadas en el año 2025, en aquellos escenarios en los que la evaluación base resulta con un VAN negativo, bajo ciertas condiciones sería posible lograr que los mercados de carbono pudiesen cubrir la brecha para lograr que el proyecto sea rentable (por ejemplo, al considerar una tasa de descuento 8% y un precio mayor a 35 USD/tCO_2), y en aquellos escenarios en los que la evaluación base resulta con un VAN positivo, los ingresos asociados a la venta de reducción de emisiones podrían mejorar la evaluación.

Por otra parte, para los casos de estudio de las tipologías de Batería Carnot y central de bombeo, se determinó que, bajo las condiciones consideradas, en todos los escenarios estudiados el VAN resulta negativo, tanto en las evaluaciones situadas en 2021 y aquellas que consideran como año de inicio de construcción el año 2025. Además, para estos casos de estudio, se estimó el potencial de reducción de emisiones, comparando las emisiones asociadas a la carga con la reducción de emisiones que se podría lograr con la inyección de energía, y en ambos casos se obtuvo que los proyectos no generan una reducción de emisiones, por lo que los mercados de carbono no serían una opción factible.

La evaluación económica del caso de estudio de la tipología de desalinización con energías renovables resultó en un VAN positivo para una tasa del 6% y un VAN negativo para las tasas de 8% y 10%. Al realizar un análisis de sensibilidad, se observó que existen distintos escenarios en los que el VAN resulta positivo. Para una tasa de descuento del 8% esto ocurre para

disminuciones en el CAPEX cercanas al 12% (0,81 MMUSD), mientras que para una tasa de descuento del 10% ocurre para reducciones del orden del 23% (0,71 MMUSD). Para aumentos de cercanos a un 12% (47,2 USD/MWh) y 27% (53,6 USD/MWh) del precio de venta de energía el VAN resulta positivo para tasas del 8% y 10%, respectivamente. Para una tasa de descuento del 6%, que tiene un VAN levemente positivo en el caso base, se obtiene un VAN negativo con una disminución de cerca del 3% en el precio del PPA (41,1 USD/MWh) y un aumento del orden del 3% en el CAPEX (0,95 MMUSD). Al realizar la evaluación económica situada en el año 2025, el proyecto sería rentable para todas las tasas de descuento consideradas. En este caso de estudio, al igual que en el caso de la central CSP, los potenciales ingresos por la venta de la reducción de emisiones permitirían mejorar la evaluación económica. Para el escenario de inicio de construcción en el año 2021, los ingresos asociados a las reducciones de emisiones aumentan el VAN para una tasa de descuento del 6%, que en el caso base ya es positivo, mientras que para las tasas de descuento del 8% y el 10% estos no son suficientes para lograr cubrir la toda la brecha requerida para que los proyectos sean rentables considerando precios de carbono menores a los 50 USD/tCO_2. En el escenario de inicio de construcción en el año 2025 en el caso base se tiene un VAN positivo para las tres tasas de descuento consideradas, por lo que los ingresos asociados a reducciones de emisiones mejoran la evaluación económica del proyecto.

En términos generales, se observa que, en base a la información sobre mercados del carbono disponible en la actualidad, los precios de *offsets* observados históricamente son menores a los precios teóricos que permitirían rentabilizar los proyectos de CSP y desalinización, en aquellos escenarios en que la evaluación sin incluir ingresos por venta de reducción de emisiones resulta no rentable.

Por lo tanto, se concluye que para las tipologías central CSP y desalinización con energías renovables, considerando los precios históricos de los mercados de carbono internacionales y domésticos, sería posible incrementar los ingresos de los proyectos, aunque estos por sí solos no son suficientes para lograr una completa aceleración de la implementación de las tipologías bajo estudio, siendo necesario, en la mayoría de los escenarios, otro apoyo adicional para lograr la rentabilidad de los proyectos. Esta observación es válida también para los escenarios de inicio de construcción en el año 2025, donde ocurren variaciones favorables para la evaluación económica, como son la disminución en el CAPEX y las variaciones de los precios de energía, y una variación desfavorable en el contexto de los ingresos asociados a mercados de carbono, como es la disminución en las reducciones de emisiones generadas por los proyectos por efecto del aumento de la generación renovable en el sistema eléctrico. Dependiendo de cómo evolucionen los mercados de carbono en el futuro, y en el caso que el precio de los *offsets* aumente con respecto a las señales de precio históricas que se han observado hasta ahora, esta conclusión podría variar. Para las tipologías Batería Carnot y central de bombeo, el escenario evaluado no genera una reducción de emisiones, por lo que los mercados de carbono no son una alternativa para la implementación de proyecto bajo las condiciones evaluadas. Este resultado puede cambiar si se considera un proyecto que se alimente directamente con energías renovables en lugar de energía proveniente de la red, en cuyo caso se evitarían las emisiones asociadas a la carga de la batería y al bombeo respectivamente.

Para los casos de estudio de central CSP y desalinización con energías renovables, en caso de existir proyectos identificados, se recomienda profundizar el trabajo, considerando los flujos detallados de CAPEX y OPEX de cada proyecto en particular, de manera de poder cuantificar de manera más precisa el aporte que podrían generar los mercados de carbono.

6. Bibliografía

[1] Comité Solar, «Reporte de relación y magnitud de costos de Inversión (Capex) y Operación y Mantenimiento (Opex) para CSP Tecnología de Torre,» 2019.

[2] C. Hernández, R. Barraza, A. Saez, M. Ibarra y D. Estay, «Potential Map for the installation of Concentrated Solar Power Towers in Chile,» *Energies,* p. 2131, 2020.

[3] GIZ, «Reconversión de centrales a carbón en plantas de almacenamiento térmico con energía renovable en Chile,» 2020.

[4] GIZ, «Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo solar con agua de mar,» 2016.

[5] GIZ, «Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile,» 2020.

[6] ARUP, «Knowledge Sharing Report: Cultana Hydro Project,» 2017.

[7] IRENA, «Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030,» 2017.

[8] GIZ, «Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos,» 2018.

[9] Climate Finance Innovators, «Moving Towards Next Generation Carbon Markets,» 2019.

[10] MITECO del Gobierno de España, «Mecanismos de Flexibilidad del Protocolo de Kioto,» 28 Agosto 2020. [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mecanismos-de-flexibilidad-y-sumideros/los-mecanismos-de-flexibilidad/.

[11] CMNUCC, «Emissions Trading,» 28 Agosto 2020. [En línea]. Available: https://unfccc.int/process/the-kyoto-protocol/mechanisms/emissions-trading.

[12] Precio al Carbono Chile, «Precio al Carbono,» 2020. [En línea]. Available: http://www.precioalcarbonochile.cl/ipc-en-chile.

[13] ICAP, «Emissions Trading Worldwide: Status Report 2020,» 2020.

[14] Banco Mundial, «Situación y tendencias de la fijación del precio al carbono 2020,» 2020.

[15] NEFCO, «Landscape of Article 6 Pilots: a closer look at initial cooperative approaches,» 2019.

[16] IISD, «Current Status of Article 6 of the Paris Agreement: ITMOs,» 2019.

[17] Ministerio del Medio Ambiente, *Diseño y Reglamentación Sistema de Compensación en el Marco del Impuesto Verde,* 2020.

[18] WWF, «Making Sense of the Voluntary Carbon Market: A Comparison of Carbon Offset Standards,» 2008.

[19] Ecosystem Marketplace, «Financing Emission Reductions for the Future: state of the voluntary carbon markets 2019,» 2019.

[20] Corporate Finance Institute, «Voluntary Carbon Market,» 2020. [En línea]. Available: https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/other/voluntary-carbon-market/.

[21] GIZ, «Análisis de mercado potencial de offsets en Chile en el marco de impuestos verdes,» 2019.

[22] ICAO, «CORSIA elegible Units,» 2020.

[23] Precio al Carbono Chile, «Informe de Cierre Fase Adicional Proyecto PMR Chile,» 2019.

[24] Comisión Europea, «EU Emissions Trading System (EU ETS),» 28 Agosto 2020. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/.

[25] Comisión Europea, «Use of international credits,» 2020. [En línea]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/credits_en.

[26] CMNUCC, «Climate Neutral Now,» 2020. [En línea]. Available: https://unfccc.int/climate-action/climate-neutral-now.

[27] GIZ, «Evaluación Económica entre Ósmosis Inversa (RO) y Desalinización Solar Térmica,» 2015.

[28] Ingeniería UC, «Concentración Solar de Potencia,» 2020. [En línea]. Available: http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno13/consolar/sites.google.com/site/concentracionsolardepotencia/tecnologias-actuales.html.

[29] 4e Chile, «Maqueta Digital - Planta CSP (Concentrated Solar Power o Concentración Solar de Potencia),» 13 octubre 2020. [En línea]. Available: https://www.4echile.cl/recursos/maqueta-digital/maqueta/planta-csp-concentrated-solar-power-o-concentracion-solar-de-potencia/.

[30] CMNUCC, «CDM Methodology Booklet,» 2018.

[31] Ministerio del Medio Ambiente, «Impuestos verdes sobre fuentes fijas: Compensaciones contra pago de IV,» Agosto 2019. [En línea]. Available: https://4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2019/09/1.-Soledad-Palma_MMA-Chile_Offsets-en-el-Sistema-de-Impuesto-Verde.pdf.

[32] Comisión Nacional de Energía, «Informe de Costos de Tecnologías de Generación,» 2020.

Anexo A: Selección de factores de emisión

La elección de un factor de emisión de la red adecuado es de gran relevancia para una buena cuantificación de las reducciones generadas por un proyecto. Existe una herramienta metodológica del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para calcular el factor de emisión de un sistema eléctico, en la que se definen distintas alternativas de cálculo, de acuerdo a la información disponible que se tenga del sistema eléctrico y las centrales que lo componen ("*TOOL07 – Tool to calculate the emission factor for an electricity system*"[21]).

El enfoque de cálculo del MDL define el factor de emisión de la red como uno de margen combinado (CM, por sus siglas en inglés), es decir, que considera la ponderación de dos factores de emisión distintos: un factor de emisión de margen operacional (OM, por sus siglas en inglés) que representa cómo una actividad de proyecto afecta la generación de las centrales existentes; y un factor de emisión de margen de construcción (BM, por sus siglas en inglés), que representa cómo la actividad de proyecto afecta la generación de centrales futuras.

El factor de emisión BM busca reflejar el factor de emisión de las centrales que se construirán a futuro en el sistema eléctrico, tomando como referencia las centrales más nuevas del sistema. Para esto, toma un promedio ponderado por generación de los factores de emisión de un set de las últimas centrales construidas que constituyen un porcentaje dado de la generación total del sistema.

El factor de emisión OM busca reflejar el factor de emisión de las centrales que generaron en un periodo dado en el sistema eléctrico. Para esto, el TOOL07 define las siguientes alternativas:

- *Average* OM: Toma un promedio ponderado por generación del factor de emisión de todas las centrales del sistema.
- *Simple* OM: Toma un promedio ponderado por generación del factor de emisión de las centrales no renovables del sistema.
- *Simple Adjusted* OM: Toma un promedio ponderado por generación del factor de emisión de las centrales no renovables del sistema, pero se ajusta de manera de contabilizar las horas del año durante las cuales el proyecto hubiese desplazado energías renovables.
- *Dispatch Data Analysis* OM: Toma un promedio ponderado por generación del último 10% de generación despachada para cada hora del año. Luego, se calcula un factor de emisión anual en base a la generación/consumo horario de la actividad de proyecto y a los factores de emisión horarios calculados previamente.

Es importante destacar que la elección del método de cálculo del factor de emisión utilizado para cada caso de estudio se escogió de entre los presentados en la herramienta metodológica TOOL07 de manera que, a criterio del consultor, el valor obtenido representare de la mejor manera posible el factor de emisión de la generación desplazada por la actividad de proyecto; pudiendo esto coincidir o no con los criterios de elección de método de cálculo presentados en la herramienta.

Para el caso de estudio de construcción de una central de CSP, se consideró adecuada la utilización de un factor de margen combinado (CM), ya que, dado que es un proyecto de gran escala, es probable que pueda afectar la generación y/o construcción de centrales nuevas. Con respecto al factor de emisión de margen operacional (OM), se estimó adecuada la utilización del método de cálculo *Simple Adjusted* OM, dado que no es probable que la generación desplazada por el proyecto provenga de centrales en base a fuentes renovables, y además el proyecto

[21] Herramienta disponible en https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v2.pdf

considera que la inyección ocurre a lo largo de gran parte del día, por lo que no es requerido el cálculo de factores horarios.

Para los casos de estudio que consideran almacenamiento, como son el de reconversión de una central térmica a Batería Carnot y la construcción de una central de bombeo, se consideró adecuada la utilización de un factor de margen combinado (CM), ya que, dado que son proyectos de gran escala es probable que puedan afectar la generación y/o construcción de centrales nuevas. Con respecto al factor de emisión de margen operacional (OM), se estimó adecuada la utilización del método de cálculo *Dispatch Data Analysis* OM, dado que no es probable que la generación desplazada por los proyectos provenga de fuentes renovables, y la importancia de la utilización de factores de emisión horarios para reflejar las variaciones en el factor de emisión en los periodos de consumo e inyección a la red de los proyectos.

Para el caso de estudio de desalinización con energías renovables se consideró adecuada la utilización de un factor de emisión de margen operacional (OM), ya que, dada la pequeña escala del proyecto, es poco probable que pudiese afectar la generación y/o construcción de centrales nuevas. Con respecto al método de cálculo, se estimó adecuada la utilización de un factor de emisión *Average* OM, dado que, al estar conectado a la red eléctrica, el proyecto estaría consumiendo un *mix* de generación proveniente de todas las centrales que están inyectando al sistema en un momento dado (renovables y no renovables), no pudiéndosele atribuir una responsabilidad individual por la salida o entrada en operación de una central despachada, ya que esta está dada por la demanda agregada del sistema.

En la Tabla 29 se presenta un resumen de los factores de emisión utilizados para cada caso de estudio.

Tabla 29: Resumen tipo de factor de emisión seleccionado por tipología

Caso de estudio	Tipo de factor	Método de cálculo OM
Central CSP	Margen combinado	Simple adjusted OM
Batería Carnot	Margen combinado	Dispatch Data Analysis OM
Central bombeo	Margen combinado	Dispatch Data Analysis OM
Desalinización con ER	Margen operacional	Average OM

Fuente: Elaboración propia

En caso de estimarse adecuado, en la sección “Reducción de emisiones” de cada caso de estudio específico se pueden presentar, adicionalmente, propuestas de métodos de cálculo alternativos o modificados con respecto de los presentados en la Tabla 29.

Los factores de emisión para el año 2019 se calcularon en base a los datos de generación del CEN y se estimaron para los años posteriores en base a las proyecciones de generación por tecnología del escenario de carbono neutralidad de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía. Este escenario considera el retiro de las centrales a carbón de acuerdo al Plan de Descarbonización del año 2019, y toma en cuenta el cronograma de cierre de las centrales actualizado a junio del 2020[22], por lo que se considera el escenario más adecuado a utilizar para la estimación del factor de emisión durante los próximos años. Este escenario asume el retiro de las ocho centrales a carbón más antiguas al año 2024, y el retiro total de las centrales a carbón al 2040, y considera que el parque de generación eléctrica se expande principalmente con fuentes renovables, como son las centrales eólicas, solares fotovoltaicas y concentración solar de potencia.

[22] Documentos asociados al Plan de Descarbonización disponibles en https://energia.gob.cl/mini-sitio/plan-de-descarbonizacion-de-la-matriz-electrica