



Escenarios Energéticos Chile 2030

Visiones y temas clave para la matriz eléctrica

Julio 2013

Documento elaborado por el Comité Técnico de la Plataforma Escenarios Energéticos 2030



Generadoras de Chile A.G.
energía que nos mueve



Escenarios Energéticos



Chile 2030

Escenarios Energéticos Chile 2030: visiones y temas clave para la matriz eléctrica

El proceso de construcción y discusión de escenarios energético-eléctricos se desarrolló entre mayo del año 2011 y enero 2013, a través de la Plataforma Escenarios Energéticos Chile 2030. La Plataforma está integrada por:

Comité Ejecutivo:

Nicola Borregaard (Fundación Chile)
Rodrigo Castillo (Empresas Eléctricas A.G.)
Diego Luna Quevedo (Fundación Futuro Latinoamericano-FFLA)
Francisca Rivero (Fundación AVINA)
Sara Larraín (Programa Chile Sustentable)
René Muga (Asociación de Generadores de Chile A.G.)
Carlos Finat (Asociación Chilena de Energías Renovables A.G.)

Comité Técnico:

Annie Dufey (Fundación Chile)
Rodrigo Palma (Universidad de Chile)
Gerardo Barrenechea (Empresas Eléctricas AG)
Marcelo Matus (Universidad de Chile)
Cristóbal Muñoz (Fundación Chile)
Rodrigo Solís (Generadoras de Chile AG)
Sebastián Cerda (Universidad de Chile)
Rigoberto Torres (Universidad de Chile)

Comité Consultivo:

Ministerio de Energía
Ministerio de Medio Ambiente
Programa Chile Sustentable
Ecosistemas
Centro de Energías Renovables (CER)
Asociación Chilena de Pequeñas y Medianas Centrales
Hidroeléctricas (APEMEC)
Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE)
Colegio de Ingenieros de Chile
Universidad Adolfo Ibáñez
Universidad Católica de Chile
Mainstream Renewable Power

El Comité Ejecutivo de Escenarios Energéticos Chile-2030 agradece los aportes financieros de Mainstream Renewable Power y Hernán Echaurren para la realización del ejercicio de construcción de escenarios.

En internet:

www.escenariosenergeticos.cl
[@energia2030cl](https://twitter.com/energia2030cl)

Primera edición: Julio 2013
Diseño, Fundación Chile
Archivo fotográfico Escenarios Energéticos

Índice de contenidos

1.	Introducción	10
1.1	Un panorama energético complejo	10
1.2	Escenarios Energéticos – Chile 2030	11
2.	Aspectos metodológicos, supuestos y restricciones	14
3.	Los escenarios y la visión de los escenaristas	20
3.1	Escenarios UAI con criterio de mercado	20
3.1.1	Escenario UAI con criterio de mercado - SIC	20
3.1.2	Escenario UAI con criterio de mercado - SING	22
3.2	Escenarios ERNC	23
3.2.1	Escenario ERNC-SIC - Visión Chile Sustentable	23
3.2.2	Escenario ERNC-SING - Visión Subgrupo Comité Consultivo	25
4.	Evaluación de los Escenarios	26
4.1	Escenario UAI - criterio de mercado - SIC	26
4.2	Escenario UAI - criterio de mercado - SING	29
4.3	Escenario ERNC-SIC	31
4.4	Escenario ERNC-SING	33
4.5	Análisis comparativo de los escenarios	36
5.	Desafíos clave y temas de política pública para sustentar las visiones sobre la matriz eléctrica	45
5.1	Incertidumbre sobre los costos y desarrollo futuro de las tecnologías	45
5.1.1	Costos de inversión de centrales solares	46
5.1.2	Costo del GNL	51
5.1.3	Desarrollo de la geotermia	56
5.2	El efecto del retraso de los proyectos eléctricos	58
5.3	La hidroelectricidad del sur y su impacto en la matriz eléctrica	63
5.3.1	La conexión al sistema	63
5.3.2	La no materialización de los proyectos de hidroelectricidad del sur	65
5.4	Metas para las Energías Renovables No Convencionales	69
5.5	El impacto de un impuesto a las emisiones de CO2	73
5.6	La interconexión SIC-SING	78
5.7	Tasa de descuento y de anualidad	81
6.	Desafíos para un nuevo ejercicio de simulaciones 3.0	82
7.	Anexos	86
7.1	Costos de tecnologías	86
7.2	Factores de planta	89
7.3	Factores ambientales	90
7.4	Demanda de energía	93
7.5	Costos de conexión	94
7.6	Costos de conexión HidroSur	95
7.7	Resultados de las sensibilizaciones	96
7.8	Visión de la Asociación Gremial de Generadoras de Chile sobre el Ejercicio de Simulaciones de Escenarios 2030	102

Índice de Figuras

Figura 1: Composición de la matriz eléctrica al 2012	15
Figura 2: Capacidad acumulada en MW, del universo de centrales candidatas, escenario Mercado-SIC	21
Figura 3: Universo de centrales candidatas al 2030, escenario Mercado-SIC	21
Figura 4: Capacidad acumulada en MW, del universo de centrales candidatas, escenario Mercado-SING	22
Figura 5: Universo de centrales candidatas al 2030 para el escenario Mercado-SING	22
Figura 6: Capacidad instalada acumulada en MW, del universo de centrales candidatas, escenario ERNC-SIC	24
Figura 7: Universo de centrales candidatas al 2030 para el escenario ERNC-SIC	24
Figura 8: Capacidad instalada acumulada en MW, del universo de centrales candidatas, escenario ERNC-SING	25
Figura 9: Universo de centrales candidatas al 2030 para el escenario ERNC-SING	25
Figura 10: Plan de obras para el escenario Mercado-SIC	26
Figura 11: Capacidad instalada al 2030 para el escenario Mercado-SIC	27
Figura 12: Generación eléctrica para el escenario Mercado-SIC	28
Figura 13: Plan de obras para el escenario Mercado-SING	29
Figura 14: Capacidad instalada al 2030 para el escenario Mercado-SING	29
Figura 15: Generación eléctrica escenario Mercado-SING	30
Figura 16: Plan de obras para el escenario ERNC-SIC	31
Figura 17: Capacidad instalada al 2030 para el escenario ERNC-SIC	31
Figura 18: Generación eléctrica escenario ERNC-SIC	32
Figura 19: Plan de obras para el escenario ERNC-SING	33
Figura 20: Capacidad instalada al 2030 para el escenario ERNC-SING	33
Figura 21: Generación eléctrica para el escenario ERNC-SING	34
Figura 22: Costos totales del sistema de los escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC	38
Figura 23: Evolución de los Costos Marginales para los escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC	38
Figura 24: Emisiones totales CO ₂ e escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC	39
Figura 25: Área intervenida escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC	39
Figura 26: Área intervenida al año 2030, escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC	40
Figura 27: Costos totales del sistema de los escenarios Mercado-SING y ERNC-SING	42
Figura 28: Evolución de los Costos Marginales para los escenarios Mercado-SING y ERNC-SING	42
Figura 29: Emisiones totales escenarios Mercado-SING y ERNC-SING	43
Figura 30: Área intervenida escenarios Mercado-SING y ERNC-SING	43
Figura 31: Área intervenida al año 2030, escenarios Mercado-SING y ERNC-SING	44
Figura 32: Evolución de los costos de inversión en centrales solares PV - caso base y escenario optimista	47
Figura 33: Capacidad instalada al año 2030, escenario base y escenario solar optimista, Mercado-SING	48
Figura 34: Evolución de los costos del GNL - caso base y escenarios optimista y pesimista	52
Figura 35: Generación eléctrica escenario Mercado-SING, caso con costos optimistas del GNL	53
Figura 36: Emisiones totales CO ₂ e, para el escenario base y escenario con costos optimistas del GNL, Mercado-SING	53
Figura 37: Costos Marginales, para el escenario base y escenario con retraso sin remplazo de las centrales de generación, Mercado-SIC	59
Figura 38: Emisiones totales CO ₂ e, para el escenario base y escenario con retraso sin remplazo de las centrales de generación, Mercado-SIC	59
Figura 39: Generación al año 2030, escenario base y escenario sin HidroSur, Mercado-SIC	66
Figura 40: Emisiones totales CO ₂ e, para el escenario base y escenario sin HidroSur, Mercado-SIC	67
Figura 41: Costos Marginales, para el escenario base y escenario sin HidroSur, Mercado-SIC	67
Figura 42: Generación al año 2030, escenario base y escenario con metas ERNC, Mercado-SIC	70
Figura 43: Costos Marginales, para el escenario base y escenario con metas ERNC, Mercado-SIC	71
Figura 44: Emisiones totales CO ₂ e, para el escenario base y escenario con metas ERNC, Mercado-SIC	71
Figura 45: Generación al año 2030, escenario base y escenario con impuesto al CO ₂ , Mercado-SING	74
Figura 46: Emisiones totales CO ₂ e, para el escenario base y escenario con impuesto al CO ₂ , Mercado-SING	75
Figura 47: Costos Marginales, para el escenario base y escenario con impuesto al CO ₂ , Mercado-SING	75
Figura 48: Dirección de flujos de energía en la línea de interconexión SIC-SING para año 2019, 2025 y 2030	80

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen de criterios y visiones de los escenarios.	14
Tabla 2: Costos de inversión en centrales (USD/kW) y factores de planta	17
Tabla 3: Indicadores para escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC	37
Tabla 4: Indicadores para escenarios Mercado-SING y ERNC-SING	41
Tabla 5: Indicadores para escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC, caso solar optimista	49
Tabla 6: Indicadores para escenarios Mercado-SING y ERNC-SING, caso solar optimista	50
Tabla 7: Indicadores para escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC, caso con costos optimistas del GNL	54
Tabla 8: Indicadores para escenarios Mercado-SING y ERNC-SING, caso con costos optimistas del GNL	55
Tabla 9: Indicadores para escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC, caso retraso sin remplazo de centrales	60
Tabla 10: Indicadores para escenarios Mercado-SING y ERNC-SING, caso retraso sin remplazo de centrales	61
Tabla 11: Indicadores para escenario Mercado-SIC, caso HidroSur con conexión a Santiago	64
Tabla 12: Indicadores para escenario Mercado-SIC, caso sin HidroSur	68
Tabla 13: Indicadores para escenario Mercado-SIC, caso con metas ERNC	72
Tabla 14: Indicadores para escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC, caso con impuesto al CO2	76
Tabla 15: Indicadores para escenarios Mercado-SING y ERNC-SING, caso con impuesto al CO2	77
Tabla 16: Indicadores para escenarios de interconexión (ICx) SIC-SING Mercado	79
Tabla 17: Costos de inversión en centrales (USD/kW) según cifras nacionales ajustados a tendencias internacionales	86
Tabla 18: Costos de operación y mantenimiento (USD/MWh) según cifras nacionales ajustados a tendencias internacionales.al CO2	87
Tabla 19: Costos de combustibles (USD/MWh)	88
Tabla 20: Factores de planta para cada una de las tecnologías	89
Tabla 21: Factores de emisión contaminantes locales	90
Tabla 22: Factores de emisión CO2	91
Tabla 23: Factores de área intervenida por tecnología	92
Tabla 24: Proyecciones de demanda de energía SIC y SING	93
Tabla 25: Costos y distancias de conexión al sistema troncal	94
Tabla 26: Costos de línea de transmisión de proyectos hidráulicos de Aysén	95
Tabla 27: Indicadores del Escenario Mercado-SIC y sus sensibilizaciones	96
Tabla 28: Indicadores del Escenario Mercado-SING y sus sensibilizaciones	97
Tabla 29: Indicadores del Escenario ERNC-SIC y sus sensibilizaciones	98
Tabla 30: Indicadores del Escenario ERNC-SING y sus sensibilizaciones	99
Tabla 31: Indicadores del Escenario de Interconexión SIC-SING Mercado y sus sensibilizaciones	100





Escenarios
Energéticos
Chile 2030

1. Introducción

1.1 Un panorama energético complejo

La crisis del gas natural argentino de la década anterior, paliada con la introducción de centrales a diesel y carbón, junto a la sequía que ha afectado al país en años recientes, han dado origen a una matriz eléctrica con altos impactos económicos, negativos impactos ambientales y creciente rechazo social, lo que ha generado un fuerte cuestionamiento en materia de política energética desde los distintos sectores de la sociedad.

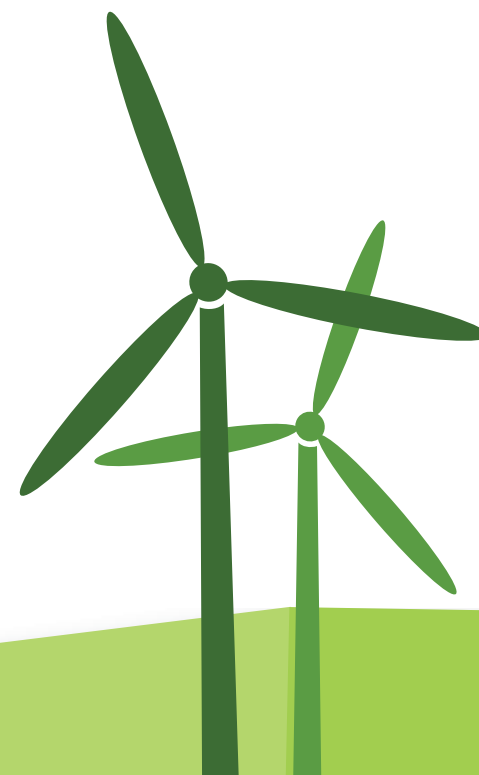
Actualmente, a pesar de que numerosos proyectos de generación eléctrica han obtenido para la puesta en marcha sus respectivas Resoluciones de Calificación Ambiental por parte de la institucionalidad ambiental vigente -Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)-, un porcentaje significativo y creciente de estos proyectos no se ha podido implementar. Además de la creciente oposición ciudadana a ciertas fuentes o proyectos en particular, existen otros motivos que entorpecen el desarrollo del sector, incluyendo la judicialización de los proyectos, falta de conexión a la transmisión, usos territoriales incompatibles, razones técnico-económicas de los mismos proyectos e incluso simple especulación.

Así, la necesidad de contar con una política energética consensuada y con claras directrices para el desarrollo futuro y en forma sostenible del sector, se ha vuelto en los últimos años un asunto prioritario para la sociedad chilena, por lo que la discusión ha trascendido las habituales esferas de actores políticos, técnicos y empresariales.

Durante el año 2011, se avanzó a nivel país en la construcción de insumos relevantes para esa discusión, reflejados principalmente en dos informes emanados de dos instancias: la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE), convocada por el Gobierno e integrada por expertos en materia energética, y la Comisión Ciudadana-Técnica-Parlamentaria para la Política y la Matriz Eléctrica (CCTP), que nace como contrapunto a la CADE, conformada por parlamentarios, organizaciones ciudadanas, ambientalistas, académicos y organizaciones gremiales. Ambas, y desde sus distintas visiones, generaron importantes recomendaciones para reformar el sector energético-eléctrico en diversos temas clave. Si bien se advierten importantes puntos de convergencia, coexisten a la vez diferencias significativas sobre todo en cuanto al alcance y profundidad de las reformas.

En febrero del año 2012, el Gobierno lanzó la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, la que en base a seis pilares -eficiencia energética, energías renovables no convencionales, energías tradicionales, carretera eléctrica, competitividad del sector y la interconexión regional- busca delinear el camino futuro y trabajar en los diversos ámbitos para materializar las líneas estratégicas. Sin embargo, aún queda mucho camino por recorrer para alcanzar la política energética que Chile necesita para su desarrollo.

Lo cierto es que el futuro de la matriz energética chilena sigue planteando diversas interrogantes en materia de buena gobernanza; respecto de sus fuentes y los posibles impactos económicos, ambientales y sociales resultantes, coexistiendo distintas visiones en torno a ello y siendo altamente prioritario, hoy más que nunca, alcanzar aquellos consensos que nos permitan avanzar en esa dirección.



1.2 Escenarios Energéticos – Chile 2030

Desde el año 2009, la alianza de instituciones conformada por Empresas Eléctricas de Chile, Fundación Chile, Fundación AVINA y Fundación Futuro Latinoamericano, y a la que posteriormente se sumaron la Asociación de Generadoras de Chile, el Programa Chile Sustentable y la Asociación Chilena de Energías Renovables, viene impulsando la iniciativa "Escenarios Energéticos- Chile 2030", que tiene como objetivo fundamental contribuir a la construcción de una visión energética-eléctrica compartida a partir del diálogo entre actores.

Este inédito proceso de sólida base técnica busca una visión común e integral y consensos mínimos como "reglas del juego" para la construcción y análisis de diferentes escenarios de generación al año 2030; considerando sus impactos económicos y socio-ambientales, el rol de las energías renovables y la eficiencia energética, entre otros aspectos relevantes. Participan de la iniciativa diversos actores clave e interesados directos en el desarrollo energético-eléctrico como el sector público, privado y sociedad civil, representando diversas visiones de la sociedad chilena.

Se ha llevado adelante un riguroso proceso de discusión técnica sobre temas y parámetros clave para el sector eléctrico; desarrollo de talleres temáticos, foros, debates, publicaciones y propuestas para la construcción de políticas públicas, con significativa incidencia en la agenda nacional energética.

Durante el año 2009 se avanzó en la Fase I de la iniciativa, momento en el que se construyeron y discutieron cinco escenarios de generación eléctrica para el Sistema Interconectado Central (SIC). Bajo la forma de Planes de Obra al año 2030, los escenarios fueron propuestos por cinco representantes de la sociedad chilena con distintas visiones sobre la matriz eléctrica futura: las ONGs Programa Chile Sustentable y Ecosistemas, las universidades Adolfo Ibañez y Técnica Federico Santa María y la empresa Mainstream Renewable Power. Dichos escenarios o Planes de Obra fueron elaborados, simulados y analizados de acuerdo a una metodología construida y aceptada por todos los actores participantes, según sus impactos económicos, ambientales y sociales, en conjunto con un Comité Técnico de renombrados expertos nacionales en la materia.

Luego de un proceso de más de un año de discusión, que incluyó además un ciclo de talleres temáticos, la realización de un seminario con los entonces candidatos presidenciales y la publicación del libro "Escenarios Energéticos Chile 2030: Construyendo escenarios y desafiando paradigmas", que recoge los principales resultados de ese proceso, se generó un valioso insumo para la construcción de la política energética chilena.

Continuando con el proceso de construcción y evaluación de escenarios, durante el año 2011 se inicia una nueva fase de simulaciones. Entre las grandes innovaciones con respecto al proceso anterior se incluyen ahora no solo escenarios de generación para el Sistema Interconectado Central (SIC), sino también para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Asimismo, la expansión de la matriz no corresponde a Planes de Obra al año 2030 determinados en su totalidad por la visión de un escenarista como sucedió en la fase anterior, sino que es producto de decisiones técnico-económicas tomadas por un modelo de optimización en base a un pool de centrales candidatas proporcionadas por el escenarista a partir de su visión de lo que debería ser la matriz eléctrica al 2030. Otra innovación, esta vez con respecto al estado del arte en Chile, es que se incluye a la transmisión en forma endógena.

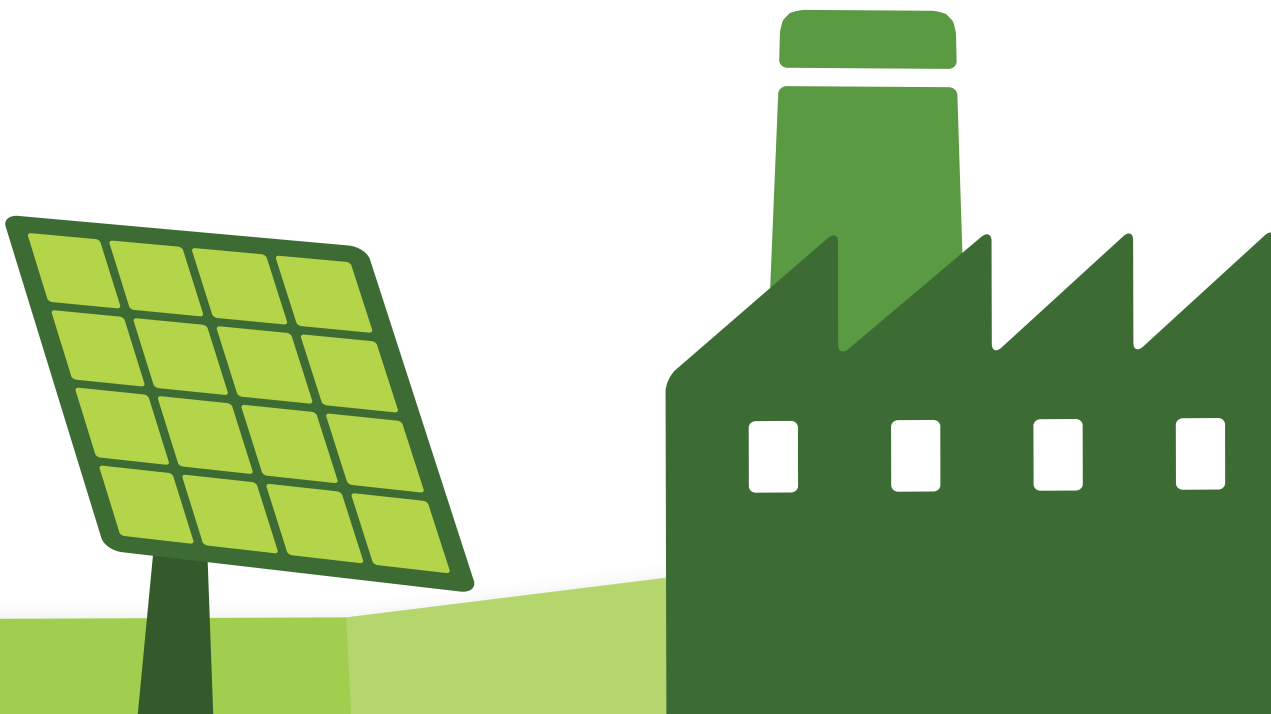
Finalmente, mientras que en la Fase I el modelo de simulación utilizado fue el Message, en este nuevo ejercicio el modelo de simulación empleado es el PET (Power Electricity Timetable).

Los escenarios simulados son cuatro en total, dos para el SIC y dos para el SING, los que se definen siguiendo dos visiones distintas para el futuro de la matriz eléctrica. Una de estas visiones corresponde a la Universidad Adolfo Ibáñez (UAI), la que proporciona dos escenarios de centrales candidatas para el SIC y para el SING respectivamente. Estas centrales son definidas a partir de un criterio inversionista replicando la lógica de cómo se han decidido las inversiones del sector en el pasado y, por lo tanto, no plantea cambios radicales en la composición de la matriz. La segunda visión corresponde a una alta participación de energías renovables no convencionales (ERNC) tanto en el SIC como el SING. Esto supone un cambio más radical en la composición de la matriz eléctrica. Para el caso del SIC, el pool de centrales candidatas se define a partir de la visión del Programa Chile Sustentable, mientras que para el SING fue definido por un subgrupo de expertos integrantes del Comité Consultivo.

Más que comparar los distintos escenarios resultantes a partir de sus diversos impactos, que fue el foco de la Fase I, el objetivo de esta nueva fase de simulaciones es analizar los impactos resultantes de políticas públicas y temas relevantes para la definición de la matriz eléctrica futura.

Todos los parámetros técnicos tales como los costos y factores de plantas actuales y futuros de las tecnologías así como sus impactos ambientales y las sensibilizaciones realizadas, fueron debatidos ampliamente y consensuados al interior del Comité Consultivo de Escenarios Energéticos 2030, espacio de discusión por excelencia de esta iniciativa. El proceso contempló 26 sesiones entre mayo del año 2011 y enero de 2013, periodo en el que participaron más de 20 instituciones públicas, privadas, académicas y de la sociedad civil chilena.

Este documento da cuenta de los principales resultados de esta nueva fase de construcción, evaluación y discusión de escenarios y de políticas públicas y otros temas relevantes para la matriz eléctrica chilena al año 2030.



En la sección 2 se describe brevemente la metodología utilizada en esta nueva fase. La sección 3 se refiere a los escenarios y la visión de los escenaristas. Posteriormente, en la sección 4, se analizan y comparan los principales resultados de los cuatro escenarios para la matriz eléctrica al año 2030. La sección 5 da cuenta de los desafíos, políticas públicas y otros temas neurálgicos para sustentar la visión de los escenaristas, y que surgen a partir del proceso de evaluación de los escenarios y de su discusión en las diversas sesiones con el Comité Consultivo. La última parte de este documento, que corresponde a la sección 6, identifica los principales desafíos metodológicos para una próxima versión de este tipo de ejercicios. Con ello la invitación para una nueva discusión queda abierta.

Diversos actores realizaron comentarios a los resultados de las simulaciones y al documento, los cuales fueron incorporados en la medida de lo factible. Estos comentarios están insertos en forma íntegra en un apartado dentro del texto principal, y cuando no fue posible debido a su extensión, en un anexo al final del documento. También están disponibles en la página web de Escenarios Energéticos - Chile 2030: www.escenariosenergeticos.cl.



2. Aspectos metodológicos, supuestos y restricciones

Esta sección da cuenta de los principales aspectos metodológicos, supuestos y restricciones utilizados en esta nueva fase de simulaciones de escenarios de generación. En paralelo, existe un documento que explica en forma minuciosa dicha metodología, y que puede usarse como referencia en caso de requerir mayores detalles metodológicos¹.

Los escenarios. Una de las grandes diferencias entre la Fase I y la fase actual de simulaciones, es que en esta última los escenaristas no plantearon un plan de obras al 2030 y centrales de generación a ser evaluado, sino que establecieron un pool de centrales candidatas a ser incorporadas a la matriz. Asimismo, mientras que en la Fase I solo se plantearon escenarios para el SIC, en esta nueva fase se elaboraron escenarios para ambos sistemas, SIC y SING.

Se plantearon cuatro escenarios siguiendo dos grandes visiones:

- Dos escenarios propuestos por la Universidad Adolfo Ibañez (UAI), uno para el SIC y otro para el SING, cuyas centrales candidatas se establecieron a partir de criterios inversionistas, es decir, estableciendo la misma lógica con la que se han decidido en el pasado las inversiones del sector. Esto implica que ningún cambio radical ha sido incorporado en la composición de la matriz. Fueron llamados Escenarios UAI con criterio de mercado SIC y SING, respectivamente.
- Dos escenarios que corresponden a una visión donde las energías renovables no convencionales (ERNC) tienen una alta participación en la matriz eléctrica. Por lo tanto, suponen un cambio más radical en su composición. Fueron llamados Escenarios ERNC SIC y SING, respectivamente. Para el caso del SIC, el pool de centrales candidatas es producto de la visión del Programa Chile Sustentable, donde destaca una alta penetración de la energía geotérmica. Mientras que para el SING, éste fue definido por un subgrupo al interior del Comité Consultivo, el que incorpora una alta participación de energía solar. Las visiones y criterios de cada escenario se resumen en la Tabla 1 y se explican detalladamente en la sección 2 de este documento.

Tabla 1: Resumen de criterios y visiones de los escenarios

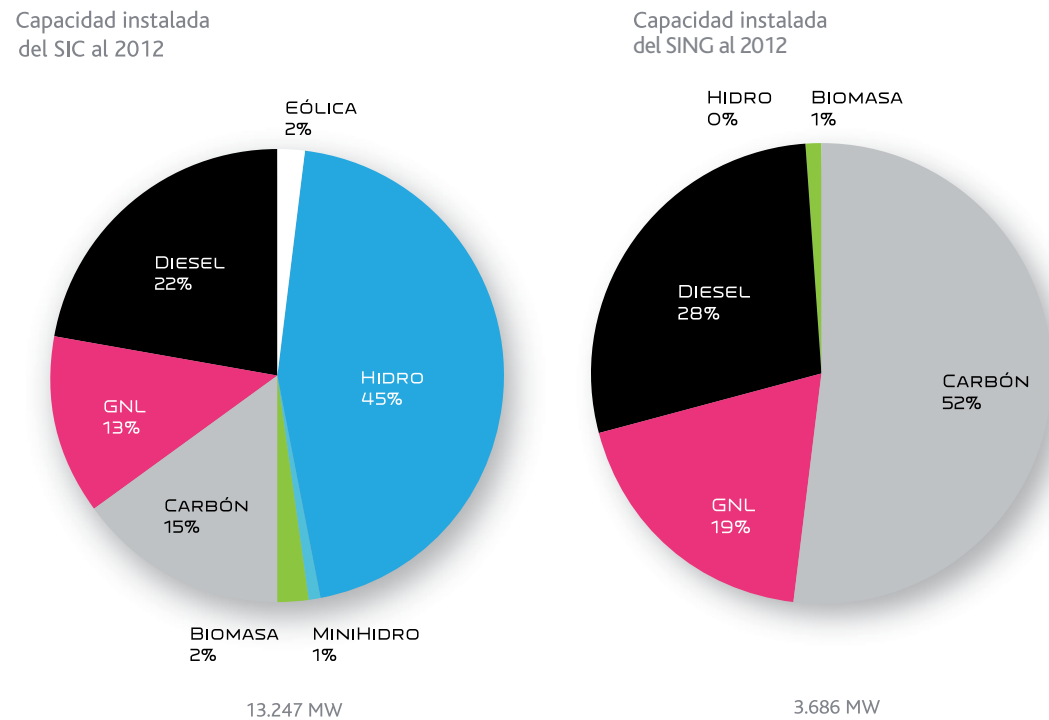
Sistema	Mercado	ERNC
SIC	Escenario desarrollado por la UAI, siguiendo criterios inversionistas. No plantea un cambio radical en la composición de la matriz.	Escenario desarrollado por Chile Sustentable, con una visión de una alta penetración de ERNC, en particular geotermia.
SING	Escenario desarrollado por la UAI, siguiendo criterios inversionistas. No plantea un cambio radical en la composición de la matriz.	Escenario desarrollado por un subgrupo del Comité Consultivo con una visión de una alta penetración de energía solar.

1. EE2030 (2012). Metodología para la Preparación y Evaluación de Escenarios Energéticos. Comité Técnico Escenarios Energéticos Chile 2030.

Matriz de generación al año 2012 y centrales en construcción. Las condiciones de base que la totalidad de las centrales candidatas debían cumplir, incluyeron la integración de las centrales en construcción contempladas en el Plan de Obras de la Comisión Nacional de Energía indicado en el Informe Técnico de Precio de Nudo Abril 2012. La Figura 1 muestra la capacidad instalada hasta esa fecha en el SIC y el SING. La matriz del SIC está principalmente compuesta por capacidad instalada en base a energía hidráulica, y la del SING por termoelectricidad convencional (centrales en base a carbón, diesel y GNL). Las centrales denominadas "hidro" tanto en esta figura como en las siguientes corresponden a centrales hidráulicas de embalse o pasada con capacidad mayor a 20 MW.

Es necesario precisar que desde abril de 2012 al momento de escribir este documento, se han anunciado e incluso materializado algunos proyectos, especialmente solares. Estos proyectos no quedaron capturados dentro de las obras en construcción, por lo tanto, no fueron incluidos en los escenarios.

Figura 1: Composición de la matriz eléctrica al 2012



Costo de las tecnologías. Los actuales y futuros costos de inversión, combustibles y operación los factores de planta y aspectos ambientales para los 25 tipos de tecnologías de generación utilizadas, provienen de cifras acordadas en numerosas sesiones del Comité Consultivo de Escenarios Energéticos² y que se resumen en la Tabla 2 y en mayor detalle en las tablas proporcionadas en el anexo 7.1.

Las cifras de costos corresponden a cifras nacionales para las distintas tecnologías basadas en fuentes referenciables, cuya trayectoria al año 2030 se determina a partir del promedio de las proyecciones para estas tecnologías de distintas referencias internacionales. En cuanto a los costos de combustibles, ellos se basan en proyecciones entregadas por diversas fuentes (nacionales e internacionales) y corresponden a los costos que asume cada una de las centrales. Para el caso del GNL, se consideró un promedio de referencias nacionales e internacionales que incluyen costos de transporte, al que se le incorporó un valor de 2 USD/MMBTu³ por efectos de regasificación. Cabe resaltar que este combustible se modeló desde el punto de vista del despachador de las centrales, bajo un esquema *take or pay*, es decir, asumiendo que este se encuentra disponible siempre que se necesite.

Se debe resaltar, que las proyecciones de costos de inversión acordadas para las tecnologías y combustibles se basan en información disponible a septiembre de 2012. Estos son parámetros que en la realidad están sujetos a modificaciones permanentes debido a cambios en la coyuntura que afecta a proyectos en base a determinadas tecnologías, o la incertidumbre que afecta al mercado de los combustibles, pudiendo considerarse entonces como un objetivo móvil. Así, por ejemplo, los costos de inversión de centrales hidráulicas o térmicas a carbón actualmente experimentan alzas debido a temas no capturados en las proyecciones aquí utilizadas, tales como retraso y extensión de los períodos de construcción debido a oposición ciudadana, procesos de judicialización o falta de acceso a la transmisión, por nombrar algunos. En otros casos, hay nuevas tecnologías que experimentan un avance rápido y dinámico en su desarrollo tecnológico, tal como la undimotriz, impactos que no se ven reflejados en los costos acordados.

Factores de planta. En cuanto a los aspectos técnicos de las centrales, se consideraron factores de planta de acuerdo a las características especiales de cada tecnología. Esta información se tomó en base a referencias nacionales⁴ e internacionales⁵. Además, se recogieron las diversas particularidades de las tecnologías según la ubicación donde estas se emplazan, tal como las centrales mini-hidro que varían su factor de planta dependiendo de la zona hidrográfica.

2. Además, para las sensibilizaciones abordadas, se discutieron los valores a analizar al interior del Comité Técnico y con expertos en las respectivas temáticas.

3. Cifra obtenida de CNE (2012). "Informe Técnico de Precio de Nudo, Abril 2012". Mayo, Santiago.

4. PRIEN-UTSFM (2008). "Estimación del aporte potencial de las energías renovables no convencionales y del uso eficiente de la energía eléctrica al Sistema Interconectado Central (SIC) en el período 2008-2025". Julio, Santiago.

5. IEA (2011). "Technology roadmap: geothermal heat and power". Junio, Paris; NREL (2010) "Current and Future Costs for Parabolic Trough and Power Tower Systems in the US Market". Octubre, Oak Ridge; NRDC-Bloomberg (2011). "El costo nivelado de energía y el futuro de la energía renovable no convencional en Chile: derribando algunos mitos". Junio, Santiago.



Tabla 2: Costos de inversión en centrales (USD/kW) y factores de planta

Fuente	Tecnología	Costo Inversión 2012 (USD/kW)	Costo Inversión 2030 (USD/kW)	Factor de planta
Biomasa	Biomasa TV	3.610	3.350	0,85
Biomasa	Biomasa IGCC	2.373	2.125	0,85
Biomasa	Biomasa Co-combustión con carbón	1.300	1.300	0,85
Biomasa	Biomasa CHP	2.299	2.038	0,60
Carbón	Carbón Base(TV SC)	2.078	1.875	0,85
Carbón	Carbón CP (Combustible pulverizado)	2.175	1.950	0,85
Carbón	Carbón CP con CCS	3.355	2.950	0,85
Carbón	Carbón CLF (Lecho fluido circulante)	2.078	1.875	0,85
Carbón	Carbón CCGI (Gasificación integrada)	2.373	2.125	0,85
Carbón	Carbón CCIIG con CCS	3.163	2.825	0,85
Diesel	Petroleo Diesel	500	500	0,85
Eólica	Eólica Marítima	3.250	2.350	0,40
Eólica	Eólica Terrestre	1.945	1.492	0,30
Gas Natural & (GNL)	Gas Turbina de gas de ciclo abierto	568	568	0,90
Gas Natural & (GNL)	Gas CCGT (Ciclo combinado)	893	825	0,90
Gas Natural & (GNL)	Gas CCGT con CCS	1.433	1,275	0,90
Geotérmica	Geotérmica	3.896	3.413	0,85
Hidráulica	Hidro Embalse	2.000	2.000	0,80
Hidráulica	Hidro Pasada	2.000	2.000	0,53
Hidráulica	Hidro ERNC	3.000	3.000	0,43-0,73
Mareomotriz	Mareomotriz (Tidal current)	3.911	3.113	0,27
Undimotriz	Undimotriz (Wave)	9.533	3.747	0,27
Nuclear	Nuclear III+	3.966	3.465	0,85
Nuclear	Nuclear IV	3.966	3.465	0,85
Solar	Concentración Solar	5.684	3.691	0,60
Solar	Fotovoltaica	2.110	1.085	0,24

Factores ambientales. Para cada tecnología se consideraron las emisiones de contaminantes locales (Dióxido de Azufre, Óxido Nitroso y Material Particulado) y de Gases de Efecto Invernadero (GEI) producto de su operación. En cuanto a los contaminantes locales, se consideraron factores de emisión en base a lo establecido en la Norma de Emisión para Termoeléctricas⁶. Para las emisiones de GEI se consideraron factores de emisión por tecnología, en base a criterios del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) complementados con referencias internacionales para el caso de tecnologías en desarrollo (por ej., centrales en base a carbón con captura y almacenamiento de carbono). Además, se consideraron factores de uso de suelo promedio por tecnología para así estimar el área utilizada para el emplazamiento de cada una. Estos valores fueron consensuados sobre la base de información de proyectos en el país, y para las tecnologías que no se han desarrollado aún se obtuvieron datos de referencias internacionales.

Penetración de ERNC. Se consideró que se cumplirán las exigencias regulatorias de la Ley 20.257, la que establece que el 10% de la energía contratada al año 2024 debe provenir de ERNC. En cuanto al nivel de penetración y energía afecta por la Ley durante el período en estudio, se utilizaron las proyecciones del Centro de Energías Renovables⁷. En particular: al año 2020 se encontrará afecta a la Ley el 100% de la demanda proveniente de clientes libres; al año 2026 se encontrará afecta a la Ley el 100% de la demanda proveniente de clientes regulados. Este criterio de penetración se implementó como una restricción en el modelo de planificación del sistema. En el caso de los escenarios SING se impuso una restricción techo a la entrada en ERNC intermitente de un 25% al 2030, capacidad de respaldo factible con la base térmica que hoy existe en el SING, cifra que nace a partir de un estudio del Centro de Energía de la Universidad de Chile⁸.

Perfiles de generación eólica y solar. Se realizaron consideraciones de perfiles de generación para las centrales en base a fuentes eólicas y solares, debido a que estos recursos presentan una variabilidad diaria y trimestral. Para el caso eólico, se hizo una modelación por medio de siete bloques diarios y según trimestre y en el caso solar se tomó la misma metodología, donde la representación diaria de la disponibilidad del recurso es fundamental.

Demanda eléctrica. En cuanto a la demanda al 2030, se consideró una modelación de la demanda de forma trimestral, con perfiles diarios representativos de cada zona y período. Estos perfiles se construyeron sobre la base de la proyección de demanda anual por sistema, entregada en el Informe Técnico de Precio de Nudo de CNE Abril 2012. A la demanda del SING se le hicieron ajustes según proyecciones de COCHILCO⁹, sobre la base de proyectos mineros concretos a desarrollarse en este sistema.

Eficiencia energética. La demanda se ajustó según los criterios de Eficiencia Energética de un 12% al año 2020, de acuerdo al "Plan de Acción de Eficiencia Energética 2020"¹⁰ y de 15% al año 2030, según el "Estudio de Bases para la Elaboración de un Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2010-2020"¹¹.

Modelo PET. Una vez que los escenaristas identificaron las unidades a incluir en el pool de centrales candidatas, se realizaron simulaciones a través del modelo PET - Power Electricity Timetable de Ignacio Alarcón, modificado según los requerimientos de Escenarios Energéticos- utilizando los parámetros técnicos antes mencionados. El modelo PET es de planificación centralizada de la red multinodal, que busca minimizar los costos de inversión y operación del sistema, dando como resultado una operación económica, en conjunto con un plan de obras del parque generador. En la modelación se consideraron aspectos técnicos fundamentales en este tipo de análisis: restricciones de transmisión en el sistema, series hidrológicas, variabilidad horaria de recursos solares y eólicos, curvas de demanda diaria por trimestre, restricciones de penetración de tecnologías, entre otros aspectos relevantes. En este sentido, otra gran diferencia con la Fase I es que la transmisión se incluye en forma endógena, ya que el modelo PET genera una expansión óptima del sistema de transmisión.

6. KAS y Geaire (2009). "Análisis de impactos económico y social de la norma de emisión de termoeléctricas". CONAMA. Diciembre, Santiago.

7. CER (2011). "Penetración ERNC: energía afecta y cálculo de la obligación para distintos escenarios de cuotas". Presentación Power Point al Comité Consultivo de Escenarios Energéticos. Diciembre, Santiago.

8. CE-UCH (2012). "Factibilidad técnica de incorporar ERNC en los sistemas eléctricos nacionales". Presentación Power Point para Seminario ACERA. Abril, Santiago.

9. Estudio prospectivo al año 2020 del consumo de energía eléctrica en la minería del cobre, COCHILCO, 2011.

10. Ministerio de Energía (2013). "Plan de Acción de Eficiencia Energética 2020". Marzo, Santiago.

11. PRIEN (2010). "Estudio de bases para la elaboración de un Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2010-2020". Programa País de Eficiencia Energética. Septiembre, Santiago.

Transmisión. Como se mencionó anteriormente, una de las grandes diferencias con respecto a la fase anterior de Escenarios Energéticos es que esta vez se incorporó la modelación de la operación y expansión de la transmisión troncal en forma endógena. Esto con el fin de reflejar la relevancia que tiene la ubicación de los diversos proyectos en el sistema. Para ello se utilizó información de líneas existentes del sistema troncal, con los parámetros técnicos correspondientes. La expansión de la transmisión troncal se consideró en dos etapas: la primera hasta el año 2018, como un dato indicado en el Estudio de Transmisión Troncal del año 2012; la segunda, posterior al año 2018, sobre la base de las decisiones de optimización de líneas de transmisión dadas por el modelo PET.

Además, para cada tecnología, se consideraron costos y distancias de conexión al sistema (Transmisión Adicional), de acuerdo a lo que se indica en el anexo 7.5. Cabe resaltar que para las centrales hidráulicas en la zona de Aysén, que se incluyen como candidatas en uno de los escenarios, se consideraron costos de conexión a la red según se muestran en el anexo 7.6.

Resultados. Los resultados arrojados por las simulaciones corresponden a datos y proyecciones del sistema eléctrico a 2030, según las características de cada escenario. Se obtiene un plan de obras anual de centrales a instalar en el sistema, además de la respectiva generación eléctrica anual de estas centrales. Otro resultado que se obtiene de las simulaciones es un plan de obras de transmisión, en el que se indica la instalación de líneas entre dos nodos del sistema para un cierto año. También se obtienen los costos de inversión, operación y costos marginales promedios del sistema. Asimismo, se obtienen las emisiones de contaminantes locales y de GÉI y uso de suelo resultantes de cada escenario. En términos de indicadores, se obtienen los siguientes para cada escenario:

- Costo total, en millones de dólares
- Costo de operación total, en millones de dólares
- Costo de inversión incremental en generación, en millones de dólares
- Costo de inversión incremental en transmisión, en millones de dólares
- Costo medio de inversión en generación, en millones de dólares
- Costo medio unitario, en dólares por MWh
- Costo marginal, en dólares por MWh
- Precio monómico, en dólares por MWh
- Emisiones CO₂, en Ton CO₂e por MWh
- Emisiones CO₂ anuales, en millones de Ton CO₂e
- Emisiones CO₂ totales, en millones de Ton CO₂e
- Emisiones NO_x totales, en miles de Ton NO_x
- Emisiones SO₂ total, en miles de Ton SO₂
- Emisiones MP total, en miles de Ton MP
- Margen de reserva bruta, en % sobre demanda máxima
- Margen de reserva firme, en % sobre demanda máxima
- Área intervenida, en número de hectáreas

Los parámetros técnicos resultantes anteriormente descritos se muestran en diversos anexos en el Capítulo 7¹².

Se debe destacar que la evaluación y resultados de los escenarios están fuertemente condicionados por las visiones de los escenaristas, el pool de centrales candidatas escogidas y todos los supuestos y condicionantes de la metodología.

12. Para una descripción detallada de la metodología utilizada, se sugiere revisar el documento EE2030 (2012) Metodología para la Preparación y Evaluación de Escenarios Energéticos. Comité Técnico Escenarios Energéticos Chile 2030 disponible en www.escenariosenergeticos.cl.

3. Los escenarios y la visión de los escenaristas

3.1 Escenarios UAI con criterio de mercado

El pool de centrales candidatas de los llamados escenarios "Mercado" es el resultado de la visión que tiene la Universidad Adolfo Ibáñez (UAI). Esta construcción de escenarios se realizó sobre la base de que las decisiones de inversión en centrales de generación se implementan según las prácticas actuales del mercado y, por lo tanto, no plantean un cambio radical en la composición futura de la matriz. La definición de las centrales candidatas se desarrolló conforme a un modelo que especifica las inversiones factibles de realizar de acuerdo a una rentabilidad exigida para cada tecnología de generación. Estas rentabilidades exigidas corresponden a:

- Centrales convencionales: 12% a 14% de rentabilidad
- Centrales ERNC tradicionales (eólica y mini-hidro): 9% de rentabilidad
- Centrales ERNC nuevas: 6% por 3 años y 9% en adelante

3.1.1 Escenario UAI con criterio de mercado - SIC

El pool de centrales candidatas del escenario Mercado-SIC destaca por incluir un alto número de centrales a GNL e hidroelectricidad. Aquí predominan los grandes proyectos hidroeléctricos al sur del SIC, específicamente en la zona de Aysén, los que el escenarista consideró con una conexión a Puerto Montt y según costos de la línea de transmisión adicional, los cuales se definieron tomando como base un estudio de Transelec ampliamente difundido en prensa y que se presentan en el anexo 7.6.

En la Figura 2 se muestra la evolución en el tiempo de la capacidad acumulada del pool de centrales candidatas para el escenario Mercado-SIC. La Figura 3 muestra la participación de cada tecnología del total de potencia de centrales candidatas acumulada al año 2030 para el escenario Mercado-SIC. Se observa que a partir de 2020 comienza la disponibilidad de una gran capacidad de centrales candidatas en base a GNL, seguidas por centrales candidatas solares y en tercer lugar centrales en base a hidroelectricidad, que para la zona de Aysén aparecen como disponibles a partir del año 2020.

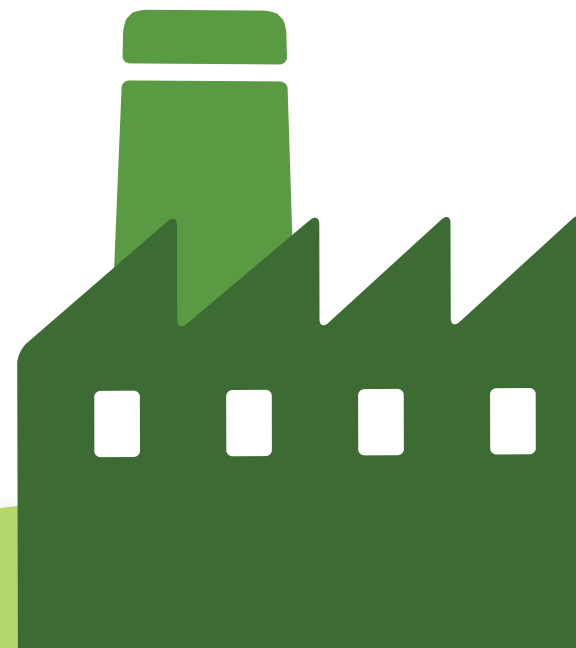


Figura 2: Capacidad acumulada en MW, del universo de centrales candidatas, escenario Mercado-SIC

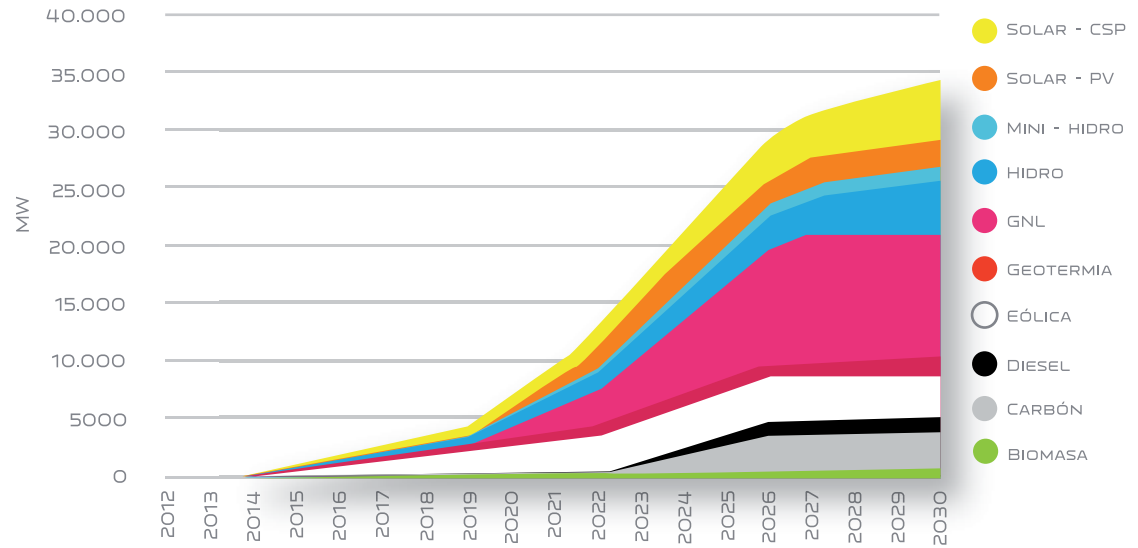
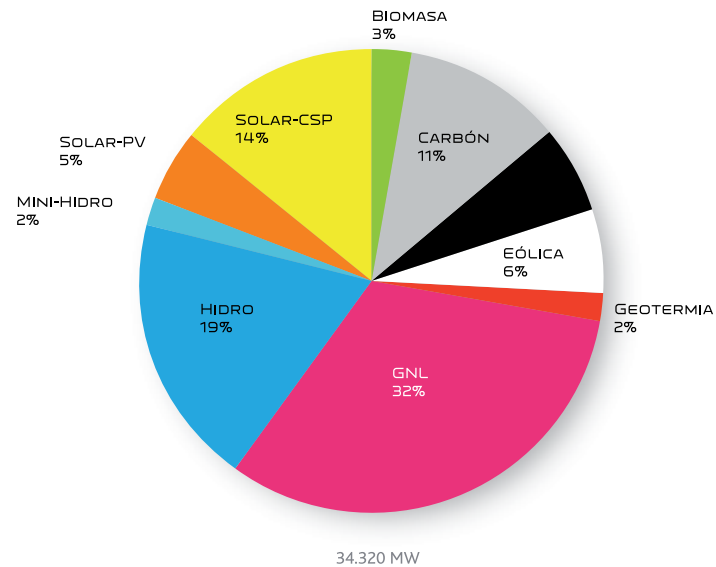


Figura 3: Universo de centrales candidatas al 2030, escenario Mercado-SIC

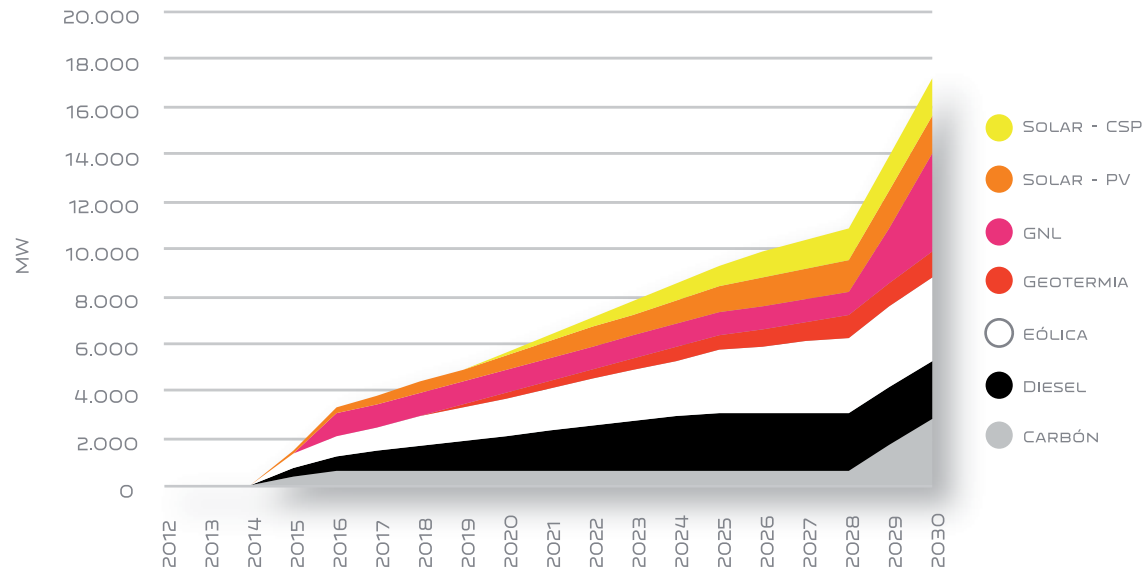


Los elementos críticos de este escenario son:

- Impulso de las grandes centrales hidráulicas de la zona de Aysén cuyo desarrollo futuro aún está sujeto a debate (ver sección 5.3).
- Desarrollo de un gran número de centrales en base a GNL, donde el costo futuro de este combustible está sujeto a incertidumbre y posee una alta importancia en la definición de la matriz eléctrica (ver sección 5.1.2).

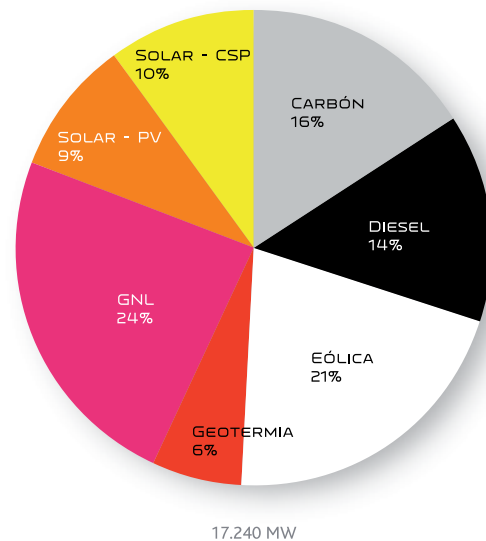
3.1.2 Escenario UAI con criterio de mercado - SING

Figura 4: Capacidad acumulada en MW, del universo de centrales candidatas, escenario Mercado-SING



El pool de centrales candidatas del escenario Mercado-SING fue construido con una predominancia de capacidad en base a GNL, seguido de la capacidad de centrales eólicas y solar, tal como se observa en la Figura 5.

Figura 5: Universo de centrales candidatas al 2030 para el escenario Mercado-SING



Los aspectos críticos de este escenario son:

- Gran capacidad instalada en centrales termoeléctricas convencionales, en particular GNL, combustible cuyo precio futuro en Chile si bien enfrenta un panorama bastante más positivo que hace unos años atrás aún, está sujeto a incertidumbre, y tiene gran relevancia en la definición de la matriz eléctrica futura (ver sección 5.1.2).
- Un número importante de centrales candidatas eólicas.

3.2 Escenarios ERNC

El pool de centrales candidatas de los escenarios ERNC se construyó siguiendo la visión de una fuerte penetración de ERNC. Los potenciales factibles para las distintas fuentes se restringieron a la información disponible a partir de fuentes referenciadas, las cuales se detallan en el documento metodológico antes mencionado. Además, este escenario considera metas de penetración de ERNC más exigentes que la Ley 20.257 (10% de la generación al año 2024), específicamente de un 20% al 2020 y un 30% al 2030. Sin embargo, según lo establecido en la sección metodológica, se aplica el techo de 25% sobre el total de generación como máximo para energías intermitentes en el SING.

3.2.1 Escenario ERNC-SIC - Visión Chile Sustentable

El pool de centrales candidatas del escenario ERNC-SIC fue construido por el Programa Chile Sustentable. Su visión considera una fuerte expansión en ERNC entre distintas tecnologías: geotérmica, mini-hidro, eólica y solar. Estas centrales candidatas y su respectivo potencial provienen de las siguientes fuentes de información:

- Proyectos ERNC > 6 MW del Catastro de Proyectos de Generación Eléctrica 2008, de la Comisión Nacional de Riego, que son posibles de instalar con la infraestructura de riego hoy existente.
- Proyectos ERNC (nivel Alpha) seleccionados en los Concursos de Preinversión CORFO entre 2006 y 2008.
- Proyectos geotérmicos seleccionados basados en los 59 sitios de concesiones otorgadas y en trámite que existían al año 2012 en el SIC. Además, el escenarista consideró un potencial bruto de 16.000 MW¹³.
- Los proyectos escogidos en este escenario no pertenecen al Sistema Nacional de Áreas Protegidas Silvestres (SNASPE) ni se localizan en territorios indígenas.

Como se mencionó anteriormente, este universo de centrales candidatas se construyó con la visión de una gran penetración de ERNC, tal como se observa a continuación en la Figura 6 y en la Figura 7, donde la capacidad en MW de las centrales candidatas al 2030 predomina en tecnología eólica, seguida de la solar y la geotérmica.

13. PRIEN-UTFSM (2008). Op cit. Nota 4.

Figura 6: Capacidad instalada acumulada en MW, del universo de centrales candidatas, escenario ERNC-SIC

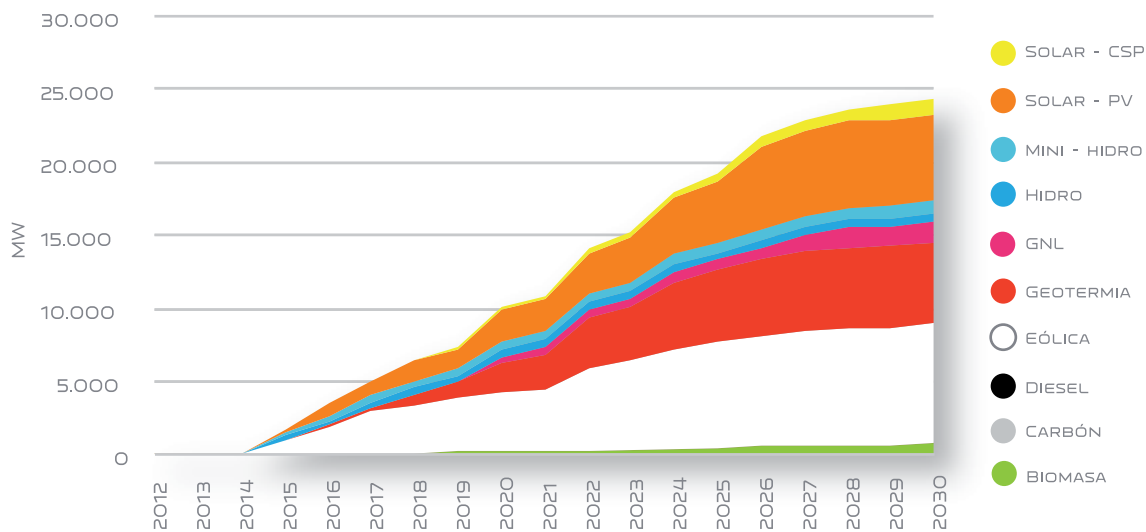
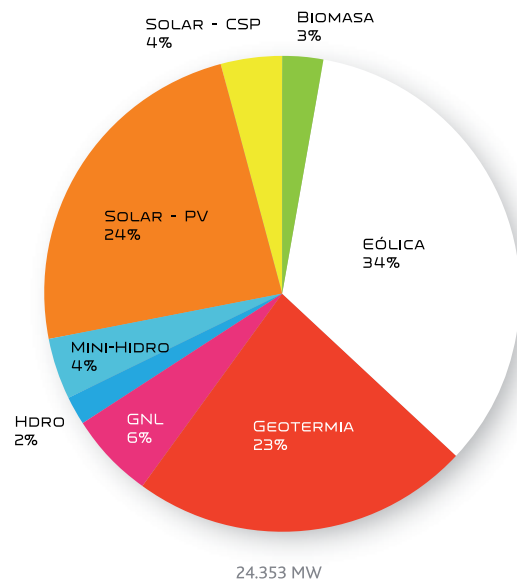


Figura 7: Universo de centrales candidatas al 2030 para el escenario ERNC-SIC



Los elementos críticos de este escenario son:

- Impulso de una gran cantidad de centrales en base a geotermia, fuente energética que enfrenta importantes desafíos para su desarrollo a gran escala en Chile (ver sección 5.1.3).
- Alto número de centrales en base a energía eólica y solar, en el norte del SIC, cuya presencia futura depende fuertemente del comportamiento de los costos (ver sección 5.1.1).

3.2.2 Escenario ERNC-SING – Visión Subgrupo Comité Consultivo

El pool de centrales candidatas del escenario ERNC-SING fue elaborado por un grupo del Comité Consultivo y está basado en una visión de fuerte expansión de ERNC y en particular del recurso solar. Se nutre a partir de información de proyectos ingresados en el SEIA, proyectos informados al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)-SING y de las concesiones de exploración y explotación de iniciativas en geotermia otorgadas.

En la Figura 8 y en la Figura 9 se aprecia la gran predominancia de la tecnología solar en las centrales candidatas para este escenario, llegando al año 2030 a representar un 55% del total con cerca de 4.400 MW acumulados en capacidad instalada. Esta gran disponibilidad de centrales candidatas se debe al fuerte crecimiento que se evidencia a partir del año 2016, añadiéndose cerca de 500 MW anuales en esta fuente.

Figura 8: Capacidad instalada acumulada en MW, del universo de centrales candidatas, escenario ERNC-SING

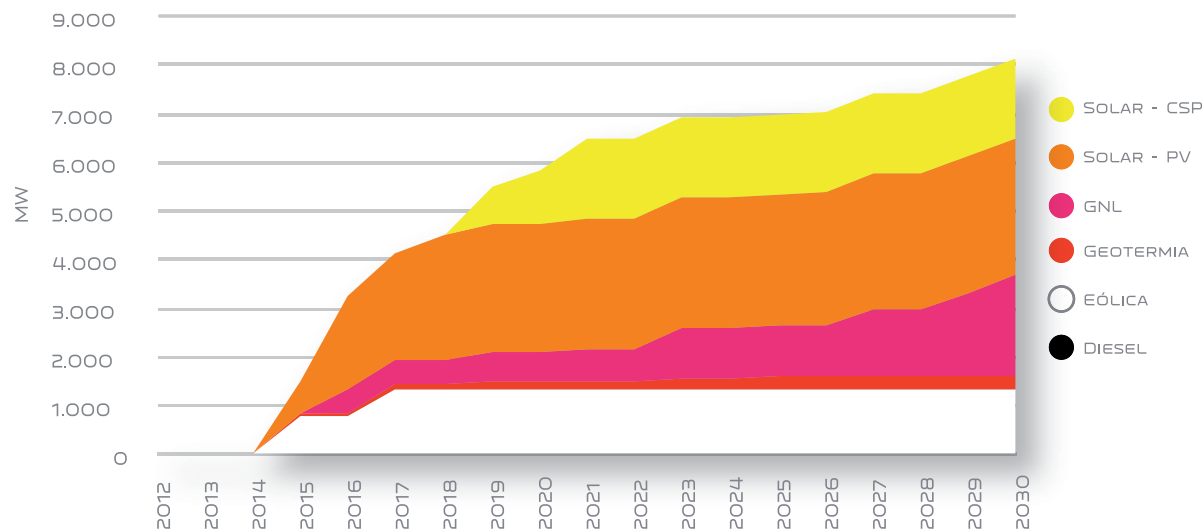
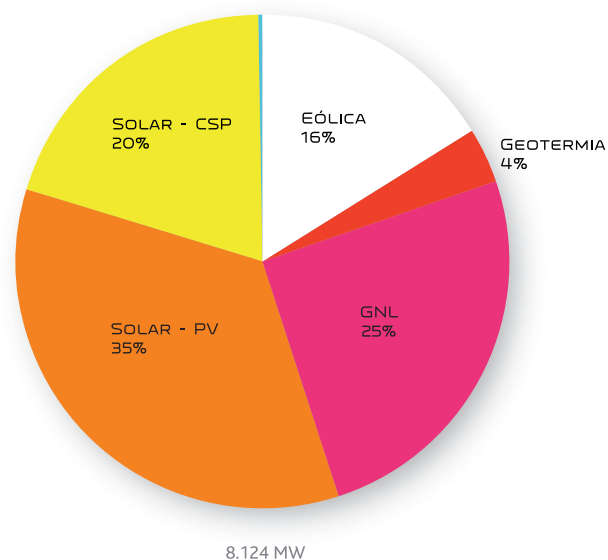


Figura 9: Universo de centrales candidatas al 2030 para el escenario ERNC-SING



Los elementos críticos de este escenario son:

- Presencia de un gran número de centrales en base a energía solar PV y CSP, lo cual depende fuertemente del comportamiento futuro de los costos (ver sección 5.1.1).
- Desarrollo importante de centrales térmicas en base a GNL, combustible cuyo precio futuro en Chile, si bien enfrenta un panorama bastante más positivo que hace unos años atrás, aún está sujeto a incertidumbre (ver sección 5.1.2).

4. Evaluación de los Escenarios

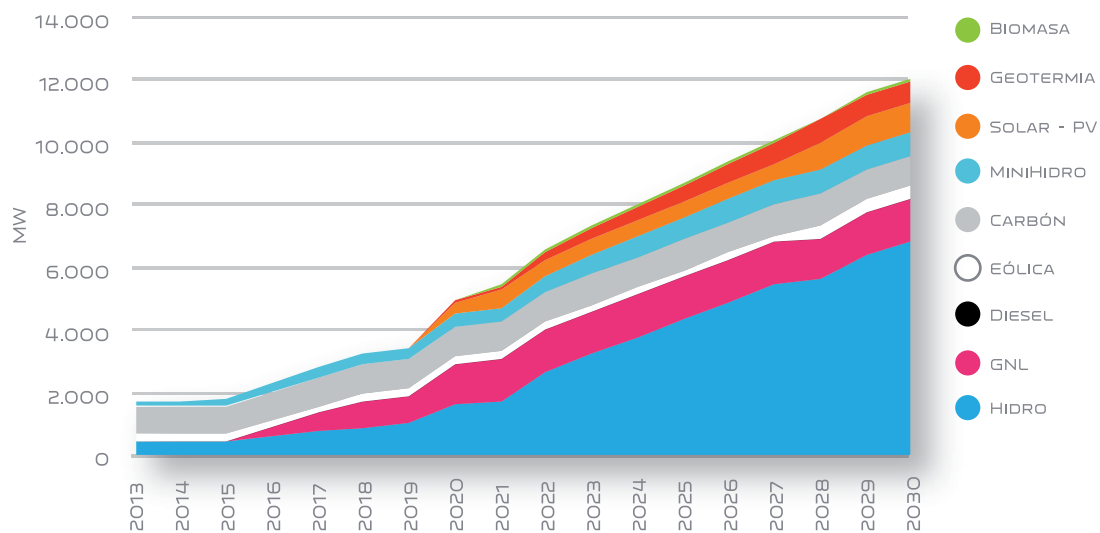
A continuación se presentan los resultados de la evaluación de los pools de centrales candidatas de los escenarios con visión de Mercado y ERNC para el SIC y SING, respectivamente. Las salidas de los escenarios a partir del modelo PET corresponden a un plan de obras de generación y transmisión, a un despacho económico, a los costos y otros aspectos técnicos del sistema explicitados en la sección metodológica. En este apartado se detallan los principales resultados del modelo para cada uno de los cuatro escenarios.

4.1 Escenario UAI - criterio de Mercado - SIC

Capacidad instalada

La Figura 10 muestra la nueva capacidad instalada en el sistema para el escenario Mercado-SIC a lo largo del período de estudio. Se observa que al 2013 la nueva capacidad se ve predominada por la tecnología hidráulica y carbón, pero donde esta última va perdiendo peso. Esto se debe al gran aumento de la nueva capacidad en base a centrales hidráulicas, específicamente debido a la entrada de las grandes centrales hidráulicas de la zona de Aysén. La nueva capacidad instalada en el sistema asociada a fuentes de ERNC al 2030 representa cerca de un 24%.

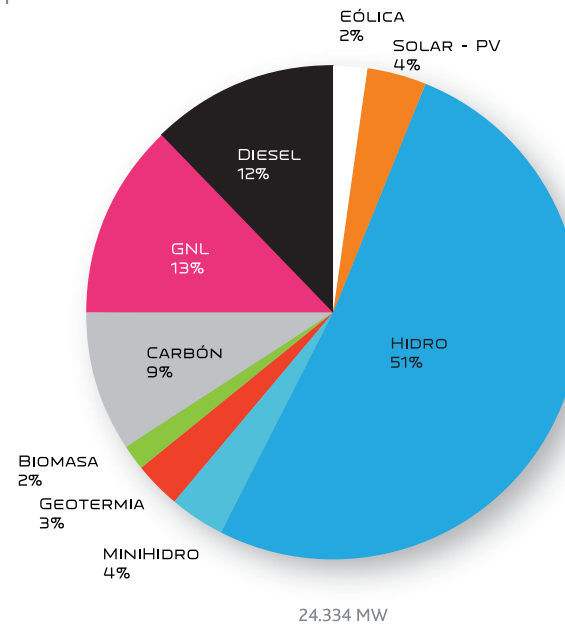
Figura 10: Plan de obras para el escenario Mercado-SIC



En la Figura 11 se muestra la capacidad instalada total en el sistema al año 2030. Se observa que la capacidad instalada hidráulica resulta ser la de mayor participación en la matriz, llegando a un 51% al 2030. El gran cambio con respecto del año base -si bien sigue siendo principalmente hidráulica-, es la aparición de la capacidad instalada en base a ERNC, como geotermia y solar. Por otro lado, no existen nuevas incorporaciones de capacidad instalada en base a diesel, tecnología que ve disminuida su participación en la matriz energética de este escenario.

Figura 11: Capacidad instalada al 2030 para el escenario Mercado-SIC

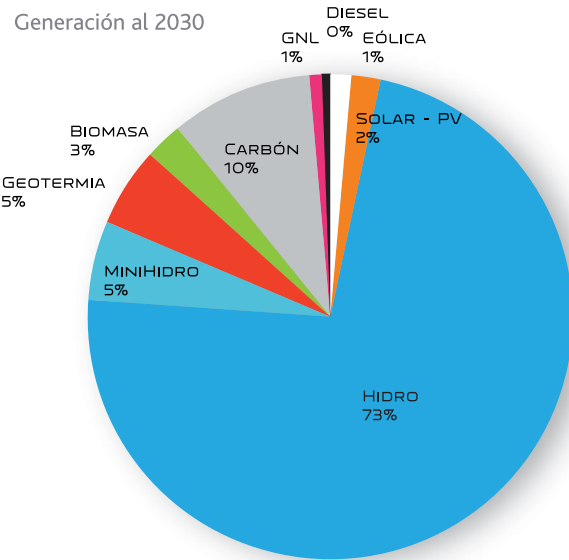
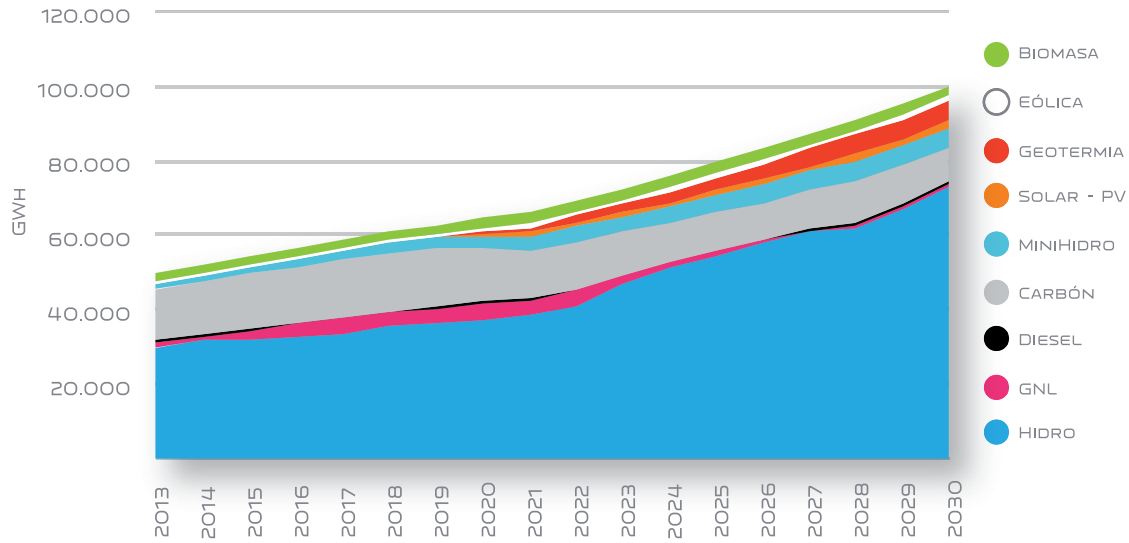
Capacidad instalada al 2030



Generación

En cuanto a la generación eléctrica, como se presenta en la Figura 12, hay una clara predominancia de la generación hidráulica, llegando a un 73% de la generación al 2030 sin considerar mini-hidro, la que aporta con un 4% adicional. Lo anterior se debe principalmente a la entrada de las grandes centrales hidráulicas de la región de Aysén a partir del año 2022. Paralelamente, la generación termoeléctrica total disminuye en el tiempo, llegando a un 11% el 2030. Por su parte, la generación mediante fuentes ERNC aumenta, alcanzando un 16% el 2030.

Figura 12: Generación eléctrica para el escenario Mercado-SIC



4.2 Escenario UAI - criterio de Mercado - SING

Capacidad instalada

La Figura 13 muestra la nueva capacidad instalada o plan de obras resultante a lo largo del período de estudio. Se observa que al año 2020 la mayor parte de la nueva capacidad instalada que entra al sistema corresponde a centrales a carbón, eólicas y geotermia. A partir de ese año se comienza a instalar energía solar fotovoltaica y se acentúa por sobre todo la fuerte incorporación de capacidad eólica durante todo el horizonte al 2030. En el año 2022, destaca la instalación de una central de 20 MW en base a tecnología solar de concentración (CSP).

Así, la capacidad total instalada para el escenario Mercado-SING pasa del año 2013 con una matriz compuesta en un 99% por termoelectricidad convencional (carbón, diesel y GNL) a una matriz más diversificada al 2030. Si bien predomina la termoelectricidad convencional (55%), existe una presencia importante de ERNC (45%).

Figura 13: Plan de obras para el escenario Mercado-SING

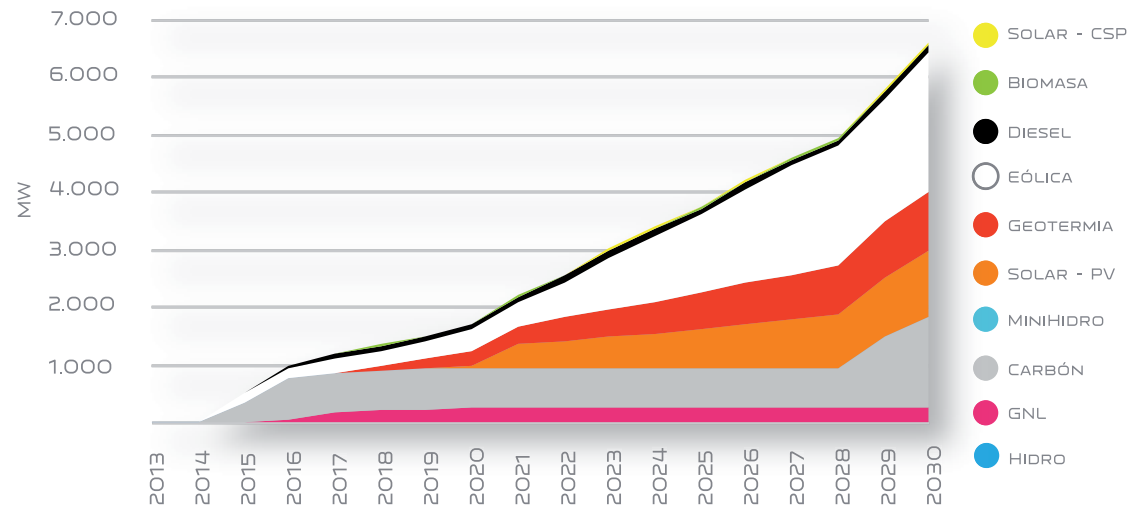


Figura 14: Capacidad instalada al 2030 para el escenario Mercado-SING

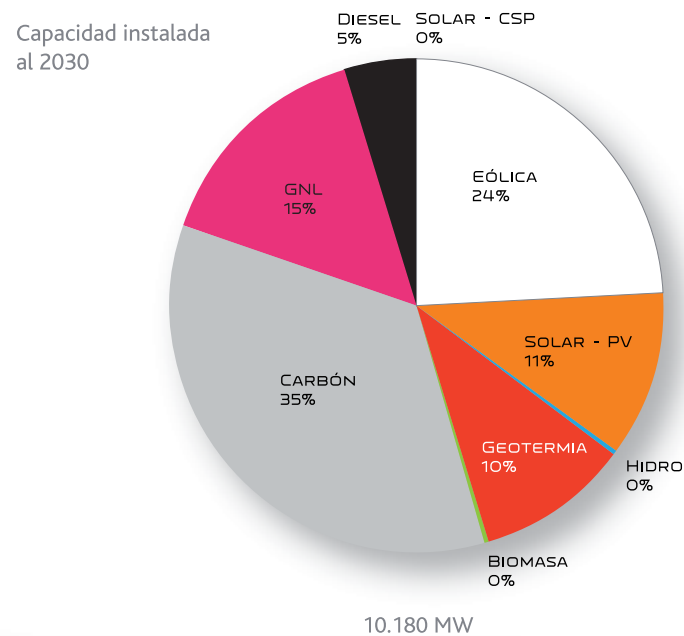
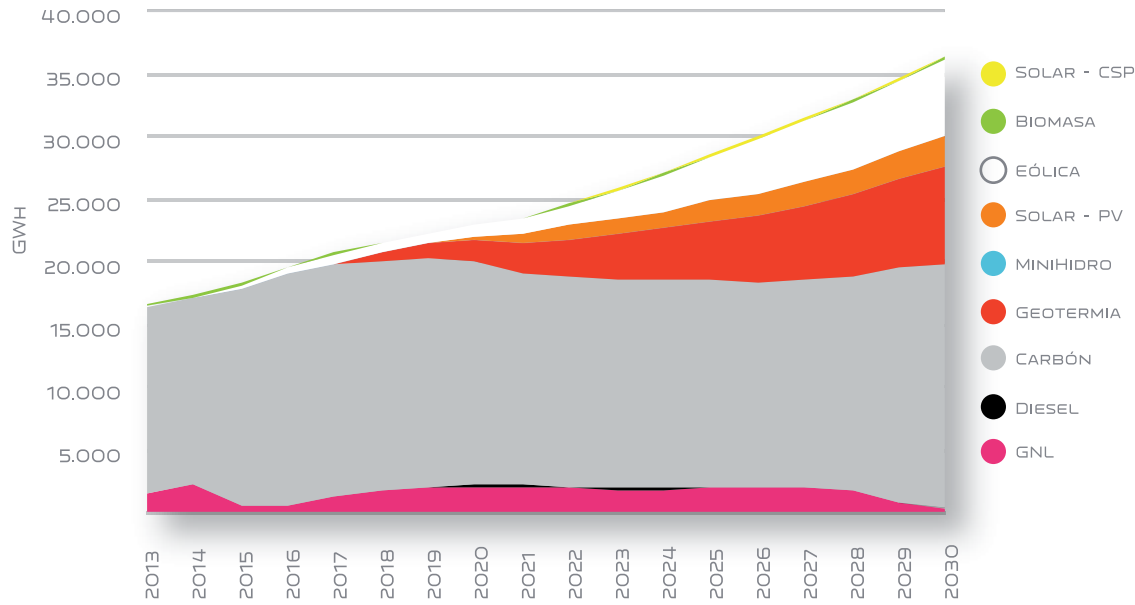
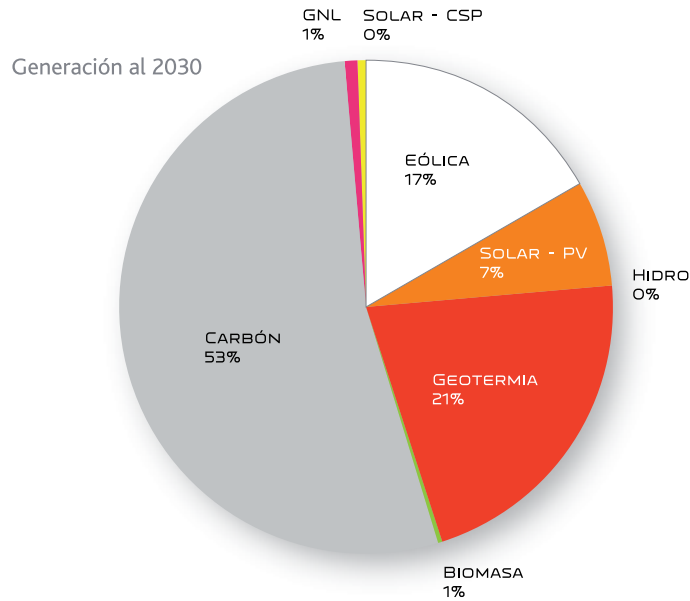


Figura 15: Generación eléctrica escenario Mercado-SING



Generación

La termoelectricidad convencional pasa de un 99% de la generación total del SING al 2013, al 54% en el año 2030, siendo básicamente compuesta por carbón. La generación de centrales GNL se ve disminuida entre los años 2015 y 2016, principalmente debido a un aumento de la generación a carbón y eólica. La disminución de la generación termoelectrica convencional es producto de un aumento en la generación en base a fuentes de ERNC, que pasa de menos de un 1% en 2013 a un 46% en 2030. Esto se explica por el incremento en la generación por energía geotermica, eólica y solar.

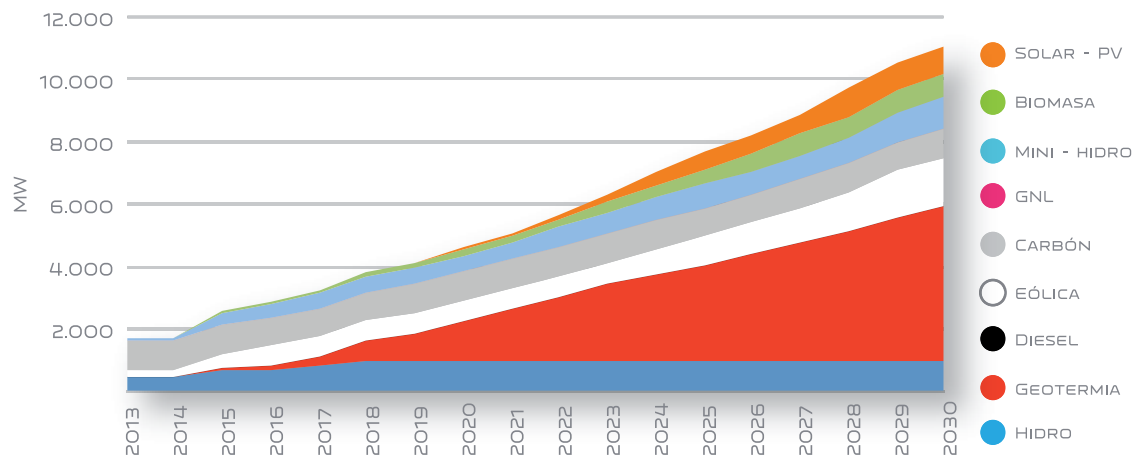


4.3 Escenario ERNC-SIC

Capacidad instalada

Este escenario se caracteriza por la entrada de nueva capacidad en geotermia, tal como se muestra en la Figura 16, alcanzando un valor cercano al 45% de la nueva capacidad instalada al 2030. La nueva capacidad instalada en base a ERNC como un todo llega al 84% al 2030. Por otro lado, la nueva capacidad instalada en tecnologías termoeléctricas convencionales alcanza un 8% para el año 2030. Esto se explica por la entrada en los primeros años de las centrales que hoy se encuentran en proceso de construcción o puesta en marcha.

Figura 16: Plan de obras para el escenario ERNC-SIC



Tal como muestra la Figura 17, la capacidad instalada total para el escenario ERNC-SIC al año 2030 se compone de gran hidroelectricidad, pero baja de un 45% en 2013 al 29% al año 2030. La geotermia alcanza un 21% del total al año 2030, y con ello la capacidad instalada de ERNC como un todo suma un 42% al 2030. Por otro lado, la capacidad termoeléctrica convencional disminuye al 29%, prácticamente no existen centrales candidatas de este tipo de tecnologías. El 12% de capacidad de centrales diesel al 2030 corresponde a las centrales ya construidas al año 2013

Figura 17: Capacidad instalada al 2030 para el escenario ERNC-SIC

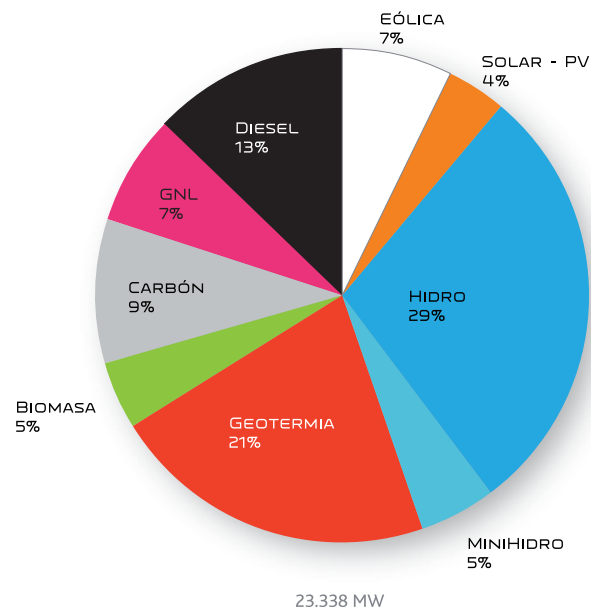
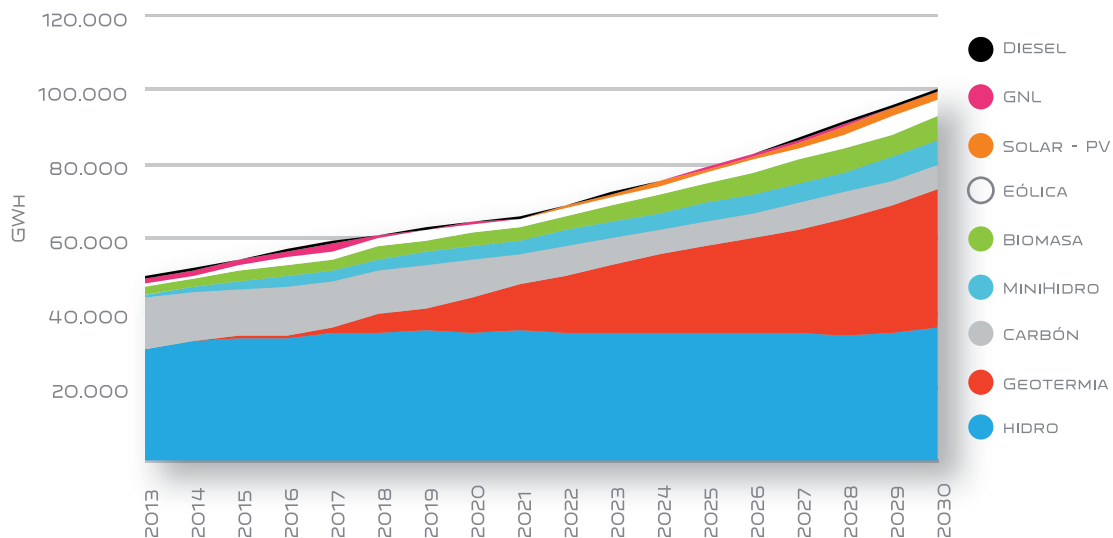
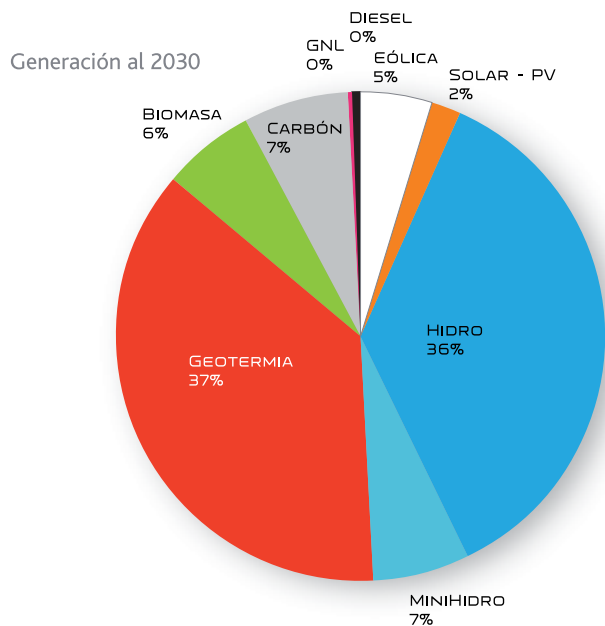


Figura 18: Generación eléctrica Escenario ERNC-SIC



Generación

En cuanto a la generación eléctrica, como muestra la Figura 18, la predominancia de la generación gran hidráulica de los primeros años disminuye hasta llegar a un 37% al 2030. En contraste, resalta la generación en base a geotermia, que al año 2030 logra un 37% de la generación total. Considerando que la generación en base a minihidro alcanza un 6%, la eólica un 5%, y la solar un 2%, la generación total en base a ERNC logra una participación de 56% al 2030. La generación en base a termoelectricidad convencional cae al 7% y corresponde a centrales a carbón que ya estaban en operación o en fase de construcción en el año 2012.



4.4 Escenario ERNC-SING

Capacidad instalada

En este escenario, tal como se muestra en la Figura 19, la nueva capacidad instalada es predominada por centrales en base a GNL hasta el año 2017. A partir de entonces se comienza a sumar paulatinamente capacidad solar, la que alcanza un 61% (36% PV y 25% CSP) de las nuevas incorporaciones al 2030. También destaca la nueva capacidad eólica, llegando al año 2030 a un 12% de la nueva capacidad instalada.

En cuanto a la capacidad total, como muestra la Figura 20, la capacidad instalada térmica convencional disminuye hasta llegar a un 45%, especialmente producto de menor capacidad en carbón, la que baja de un 54% en 2013 a un 19% en 2030. Por otro lado, la capacidad instalada en base a fuentes de ERNC al año 2030 alcanza una participación de 55%, donde la solar destaca con un 40%, seguida por la eólica con un 12% de la potencia instalada.

Figura 19: Plan de obras para el escenario ERNC-SING

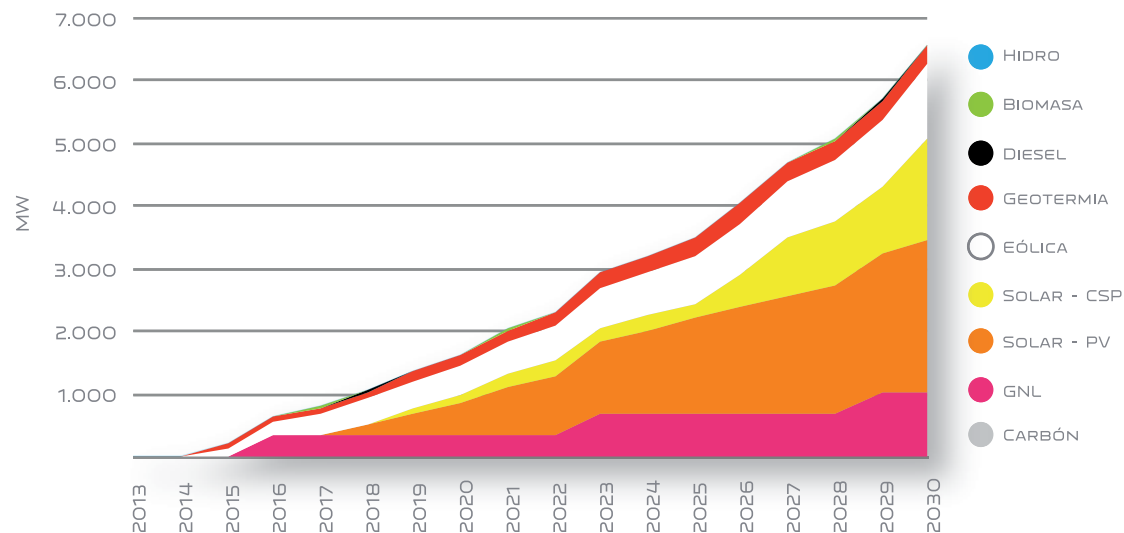


Figura 20: Capacidad instalada al 2030 para el escenario ERNC-SING

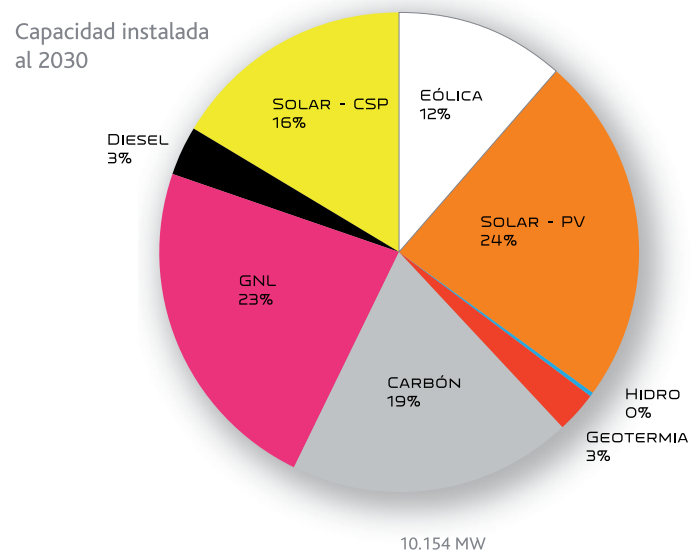
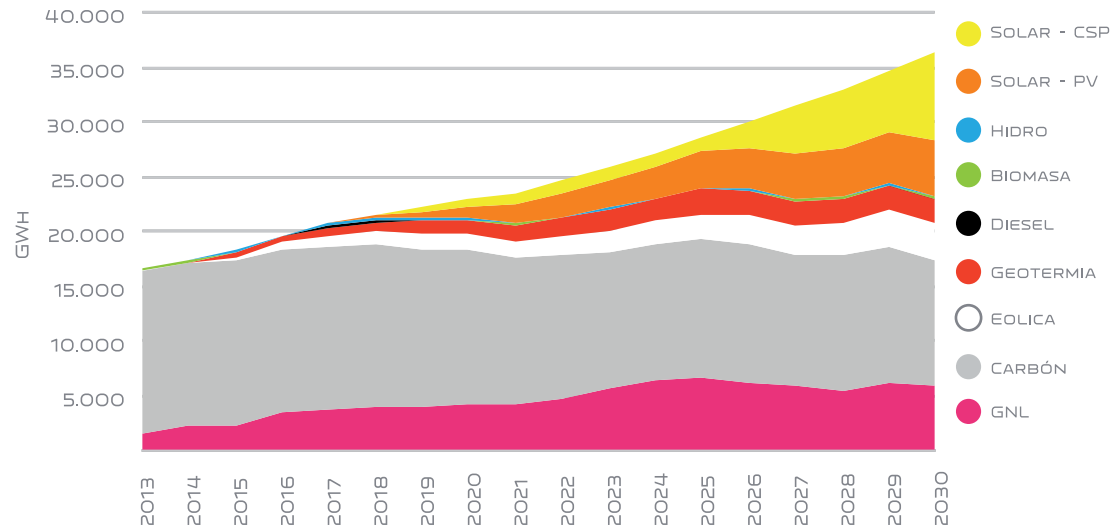


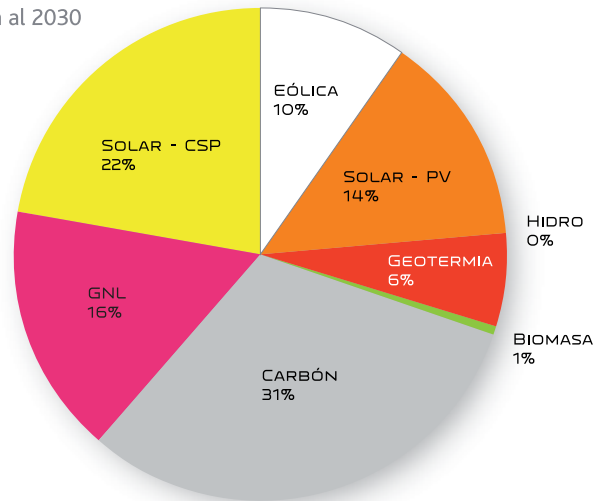
Figura 21: Generación eléctrica para el escenario ERNC-SING



Generación

En cuanto a la generación, como se observa en la Figura 21, la termoeléctrica convencional sigue siendo la de mayor importancia, pero va disminuyendo dramáticamente su participación en el período pasando de un 99% en 2013 a un 47% de la generación total al 2030. Por otra parte, la energía solar da cuenta del 36% de la generación total al año 2030, compuesta por 14% PV y 22% CSP. Considerando además un 10% de eólica y 6% de geotermia, la generación en base a ERNC como un todo da cuenta del 53% al año 2030.

Generación al 2030



Visión de la Asociación Chilena de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas

Los resultados de las matrices eléctricas al año 2030 aquí presentadas, están fuertemente condicionados por diversos aspectos. Por un lado, están las visiones para la matriz eléctrica futura de cada escenarista –la Universidad Adolfo Ibáñez, el Programa Chile Sustentable y un Subcomité al interior del Comité Consultivo de Escenarios 2030–, que elaboraron el pool de centrales candidatas que alimentan los planes de obra de cada escenario. Por el otro lado, por las condiciones de base, parámetros técnicos, económicos y ambientales y la misma selección del modelo PET para la simulación, que surgieron de las discusiones al interior del Comité Consultivo. Bajo estos supuestos y condicionantes, la participación en la matriz al año 2030 para las pequeñas centrales hidroeléctricas para el escenario Mercado - SIC es de 877 MW o el 4% de la capacidad instalada y 5% de la generación, y para el escenario ERNC - SIC de 1.141 MW o 5% de la capacidad instalada y 7% de la generación.

La Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas (APEMEC) posee una visión más optimista respecto de la participación de las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs) en la matriz energética al año 2030 en relación a los resultados arrojados por estas simulaciones.

Esta visión se basa en que la hidroelectricidad de pequeña escala corresponde a una fuente de energía competitiva, segura y sustentable. Asimismo, hoy existen más de 300 MW de potencia instalada en mini hidro, lo que se ha logrado mayoritariamente en los últimos 5 años, pese a las diversas y múltiples barreras que han debido enfrentar durante largo tiempo para su desarrollo. Entre ellas está la falta de financiamiento, dificultades para la conexión, carencia de políticas de incentivo a las ERNC, falta de coordinación y uniformidad entre los organismos públicos que intervienen en el desarrollo y ejecución de los proyectos, e incertidumbre jurídica, entre las más relevantes.

Si bien el panorama se ha tornado más favorable en el último tiempo, por ejemplo, por leves mejoras en las condiciones de desarrollo para la industria –contribuyendo a que hoy haya más de 400 MW de proyectos en calificación y en construcción–, aún no se ha logrado ni la décima parte del potencial de esta fuente energética, que se estima en 10.000 MW para Chile. Esto se debe a que aún hay grandes temas pendientes y desafíos por definir y resolver, sean de índole técnico, legal, político y social. Entre ellos destaca la gran dificultad de conexión a los sistemas interconectados; la excesiva burocracia en el otorgamiento de la autorización de obras hidráulicas por parte de la Dirección General de Aguas, y la discrecionalidad en la tramitación de los permisos del Servicio de Evaluación Ambiental –SEA– por la falta de familiaridad de los evaluadores con este tipo de proyectos.

Frente al escenario que el Congreso apruebe las leyes sobre concesiones, servidumbres y carretera eléctrica que están en trámite legislativo en la Cámara de Diputados, es posible que las PCHs puedan inyectar su energía sobrante al sistema, superando así una de las principales barreras que afectan a este tipo de centrales y que ha sido altamente limitante en las proyecciones realizadas por los escenaristas.

Así, considerando la aprobación de estas políticas a mediano plazo –escenario que no fue considerado por los escenaristas–, se podría llegar a 1.000 MW adicionales de mini hidro al año 2020, adelantando el resultado de las simulaciones aquí resultantes que arroja este nivel de penetración al año 2030.

Más aún, en respuesta a las diversas barreras enfrentadas por el sector, se está dando la tendencia en algunas cuencas hidrográficas de planificar una solución colectiva –como iniciativas de origen privado–, para evacuar de manera conjunta y sustentable la energía de un valle, disminuyendo costos, plazos e impactos ambientales, abordando así el gran problema de conexión para las PCHs. Algunos ejemplos en este sentido para el corto y mediano plazo incluyen la cuenca de Cunco-Melipeuco, que espera evacuar unos 200 MW, la cuenca del Lago Ranco, con cerca de 300 MW y Aysén con más de 300 MW, entre otros. Estas y otras soluciones privadas son respuesta a la ausencia de políticas públicas, pese a que, por existir un manifiesto interés y necesidad pública en el desarrollo y diversificación de la matriz energética del país, dichas soluciones debieran provenir de una planificación del Estado a nivel central.

Finalmente, si la geotermia alcanzara una alta participación en la matriz energética al año 2030 –como es la visión del escenario ERNC-SIC–, se debiera considerar un crecimiento con igual tendencia para el sector mini hidro; lo anterior ya que sería posible evacuar de manera conjunta la energía generada en las mismas cuencas, debido a que enfrentan idénticas barreras de conexión.

Tomando en cuenta estas condiciones favorables para el sector mini hidro –y que son altamente probables porque ya están sucediendo o están próximas a materializarse– podrían destrabarse una gran cantidad de proyectos que existen hoy en carpeta, estimados en más de 3.000 MW.



4.5 Análisis comparativo de los escenarios

A continuación se comparan los escenarios SIC y SING, respectivamente, a partir de diversos indicadores, incluyendo:

- Costo total: compuesto por los costos de operación, inversión en generación e inversión en transmisión, durante el período de estudio.
- Costo medio de inversión en generación: corresponde al costo de inversión en generación sobre la potencia máxima demandada.
- Costo medio unitario: costo de operación sobre la energía suministrada, la que entrega un indicador de cuán caro es despachar un MWh del sistema.
- Costo marginal promedio: es una medida del costo de generación de la central con el costo variable más alto, incluyendo criterios de transmisión de electricidad. Corresponde a un promedio de los nodos del escenario para cada año y todo el período de estudio.
- Precio monómico: es un indicador que representa una medida del costo por potencia y por energía del sistema. Además se incluye la variabilidad (desviación estándar) que este tiene a lo largo del período de estudio.
- Emisiones del sistema: se muestran indicadores de emisiones de gases efecto invernadero (CO₂e) por unidad de energía generada, anuales y totales, según energía generada. Asimismo, para los contaminantes locales se entregan las emisiones de óxidos nitrosos (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y material particulado (MP).
- Márgenes de reserva bruta y firme para el escenario: corresponden a la capacidad bruta y real del sistema disponible para ser utilizada como reserva, como porcentajes sobre la demanda máxima del sistema.

Escenarios SIC

Las grandes diferencias entre los escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC se presentan a nivel de costos y de emisiones. Para el escenario ERNC-SIC, se observa que el costo de operar el sistema presenta una disminución considerable respecto al Mercado-SIC, cercana al 25%. Esto se ve además reflejado en los costos marginales del sistema. Para el ERNC-SIC presentan una tendencia a la baja para todo el periodo debido a la entrada de generación con bajo costo marginal (principalmente ERNC). Para el escenario Mercado-SIC esta reducción se da partir del año 2021, cuando las centrales de la zona de Aysén comienzan a inyectar energía al sistema, lo cual también se refleja en una menor variabilidad de este indicador.

En cuanto a emisiones de GEI, el escenario ERNC-SIC presenta una disminución prácticamente desde los primeros años de análisis, tendencia que permanece en el tiempo, debido al desplazamiento de la generación termoeléctrica convencional por generación en base a fuentes ERNC. En el caso ERNC-SIC, en los primeros años se produce un alza constante que comienza a caer solo a partir del año 2020.

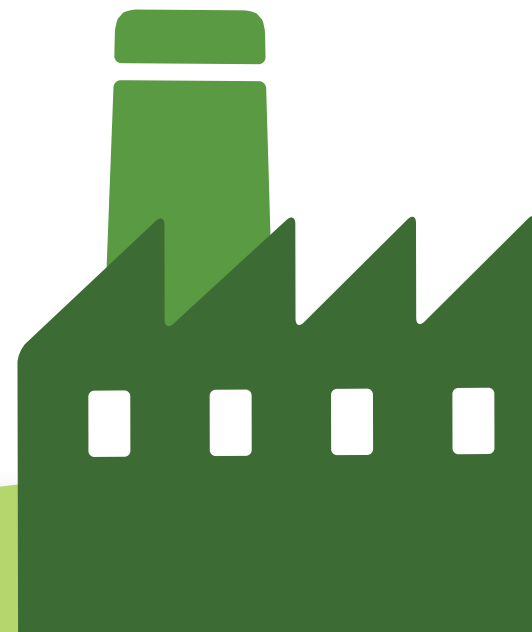


Tabla 3: Indicadores para escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC

	Mercado-SIC			ERNC-SIC			
Costo total	15.105			14.834			[Millones US\$]
Costo de operación total	7.727			5.716			[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	7.133			8.995			[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	245			123			[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,488			0,615			[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	65,3			64,7			[US\$/MWh]
Costo Marginal	79,5			70,8			[US\$/MWh]
Precio monómico	96,6	±	15,3	88,0	±	17,5	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,21			0,16			[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	14,11			10,59			[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	253,93			190,60			[mill ton CO2]
Emisiones NOX total	293,28			251,05			[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	200,94			153,88			[miles ton SO2]
Emisiones MP total	42,70			37,56			[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	87,3			84,8			% sobre Dmax
Margen de reserva firme	45,4			41,6			% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	51.724			38.675			[Ha]

Figura 22: Costos totales del sistema de los escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC

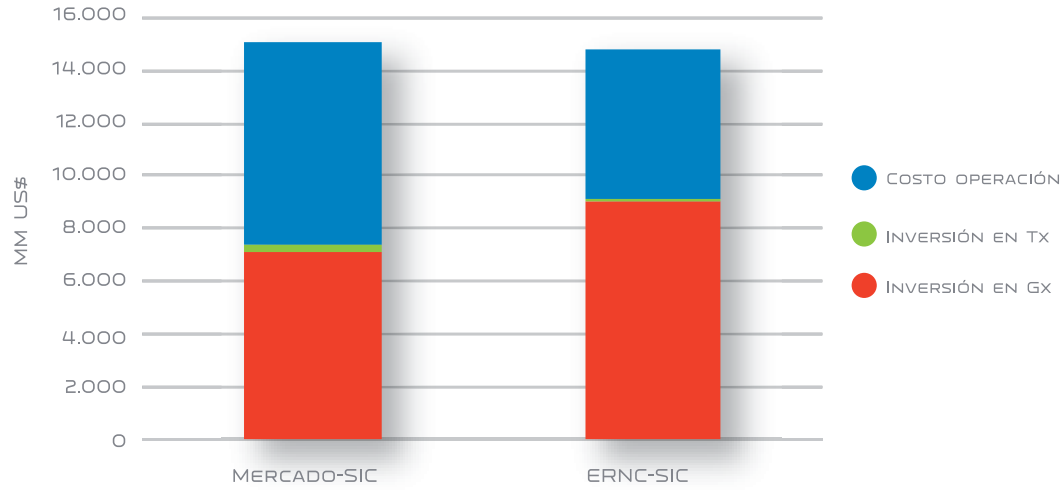
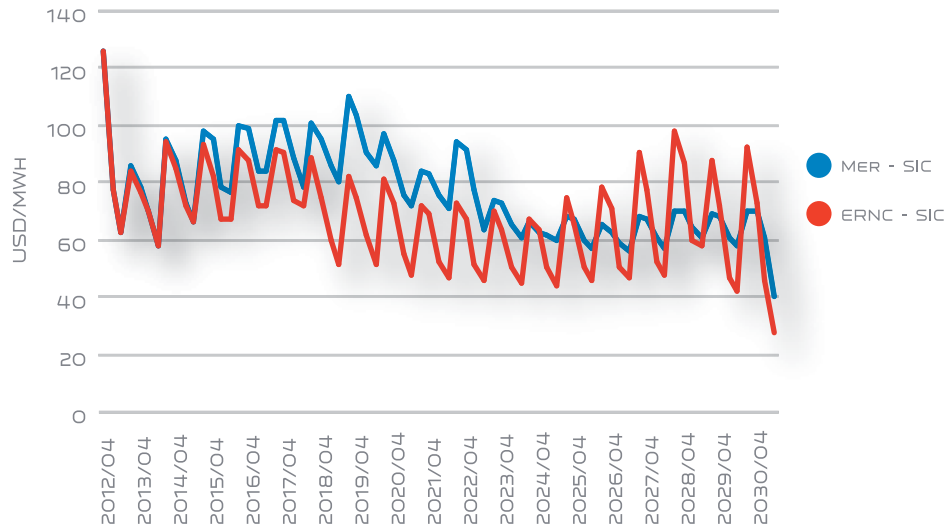


Figura 23: Evolución de los Costos Marginales para los escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC



Es relevante la comparación del área intervenida por efectos de emplazamiento de las centrales en los distintos escenarios. El escenario Mercado-SIC posee del orden de 13.000 hectáreas intervenidas adicionales al 2030 que el escenario ERNC-SIC. Esto se debe al mayor uso de suelo asociado a las centrales hidroeléctricas. Esta fuente, especialmente la tecnología de embalse, evidencia los factores de área intervenida más altos.

Figura 24: Emisiones totales CO2e escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC

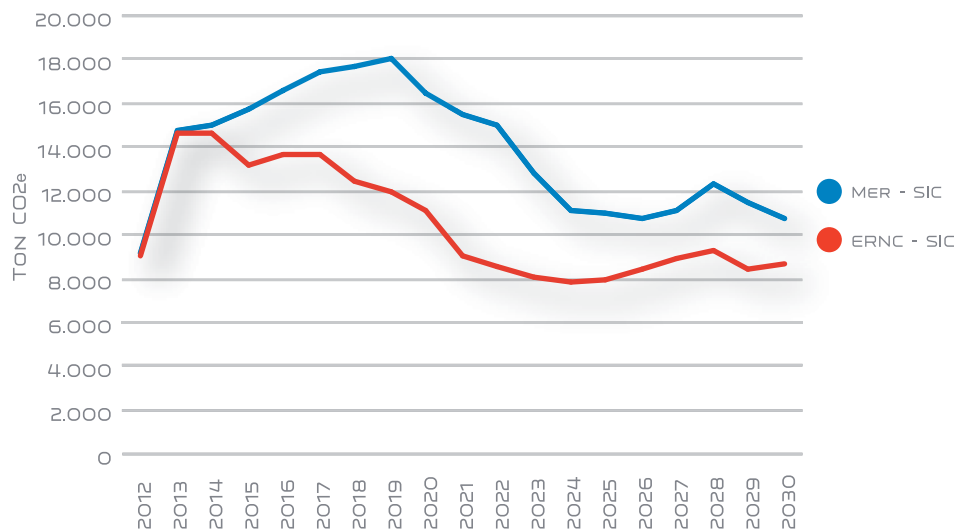


Figura 25: Área intervenida escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC

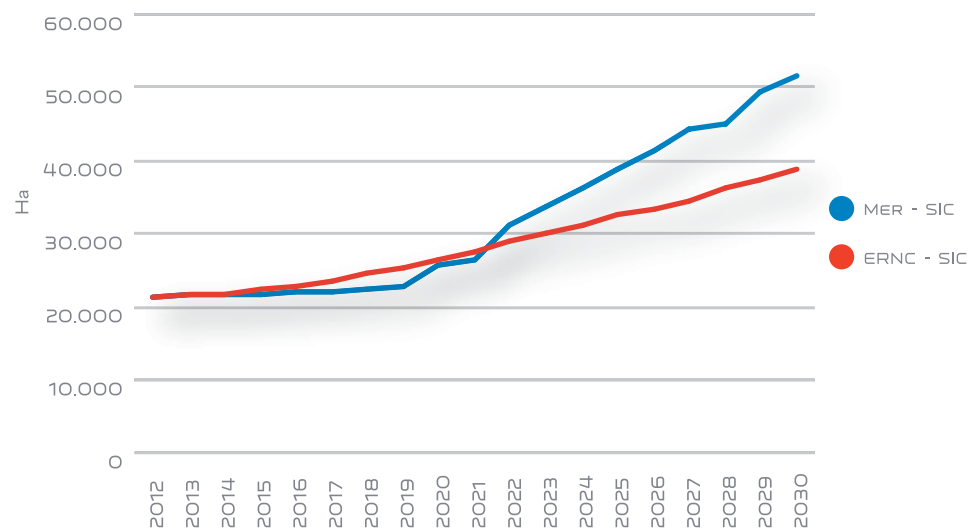
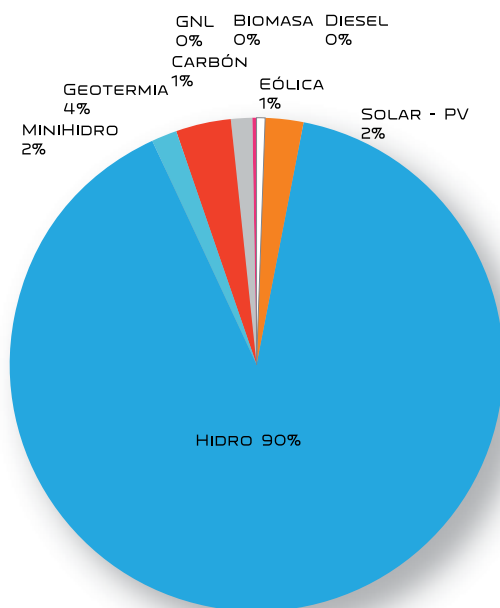
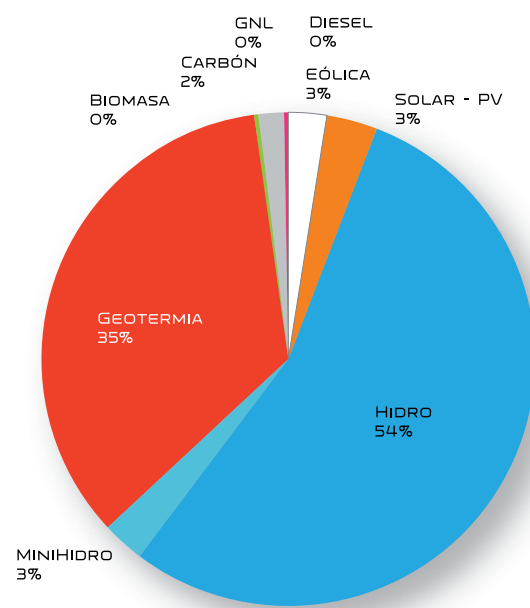


Figura 26: Área intervenida al año 2030, escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC

Uso de suelo al
2030 Mercado-SIC



Uso de suelo al
2030 ERNC-SIC



Escenarios SING

Al comparar los escenarios Mercado-SING y ERNC-SING, las grandes diferencias se dan en el ámbito de las emisiones, las cuales son 15% más bajas para este último escenario. Esto se debe a que en el escenario Mercado-SING se tiene una mayor generación en base a carbón, intensiva en emisiones de GEI y locales.

Tabla 4: Indicadores para escenarios Mercado-SING y ERNC-SING

	Mercado-SING			ERNC-SING			
Costo total	11.081			11.325			[Millones US\$]
Costo de operación total	8.228			8.730			[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	2.842			2.579			[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	11			16			[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,600			0,544			[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	91,7			93,2			[US\$/MWh]
Costo Marginal	77,3			85,4			[US\$/MWh]
Precio monómico	96,6	±	15,3	88,0	±	17,5	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,72			0,63			[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	17,35			15,03			[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	312,24			270,47			[mill ton CO2]
Emisiones NOX total	323,42			302,35			[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	295,01			265,68			[miles ton SO2]
Emisiones MP total	38,08			33,75			[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	113,0			107,5			% sobre Dmax
Margen de reserva firme	63,0			54,0			% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	6.945			6.309			[Ha]

Figura 27: Costos totales del sistema de los escenarios Mercado-SING y ERNC-SING

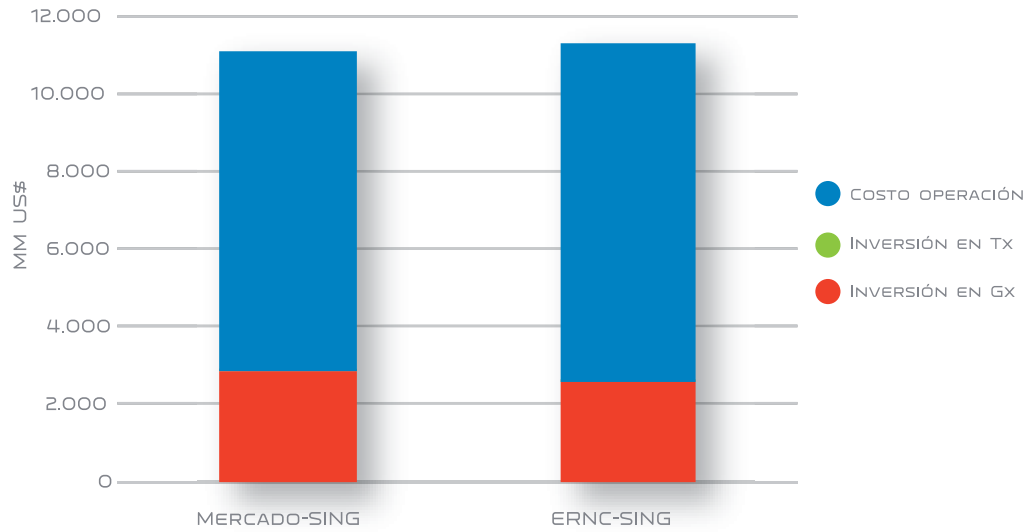
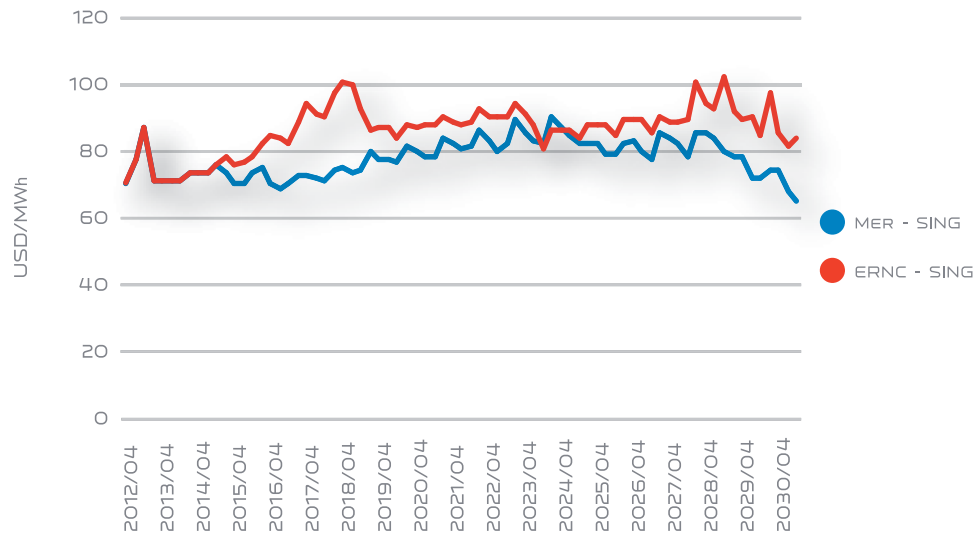


Figura 28: Evolución de los Costos Marginales para los escenarios Mercado-SING y ERNC-SING



En cuanto al uso de suelo, el área intervenida al 2030 del escenario Mercado es del orden de un 10% más alta que en ERNC. Esto se debe a que el primero cuenta con una mayor presencia de geotermia, por lo que posee un alto factor de uso de suelo.

Figura 29: Emisiones totales escenarios Mercado-SING y ERNC-SING

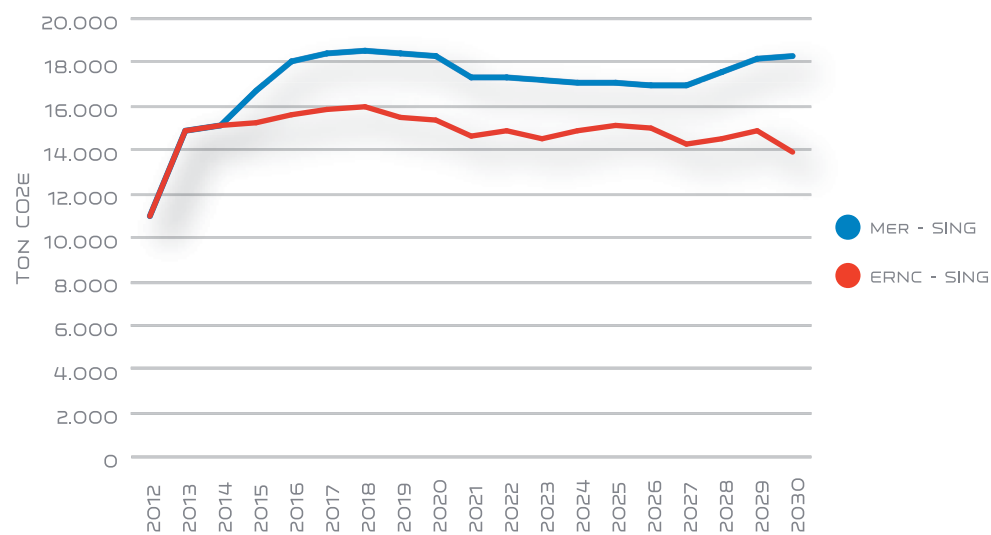


Figura 30: Área intervenida escenarios Mercado-SING y ERNC-SING

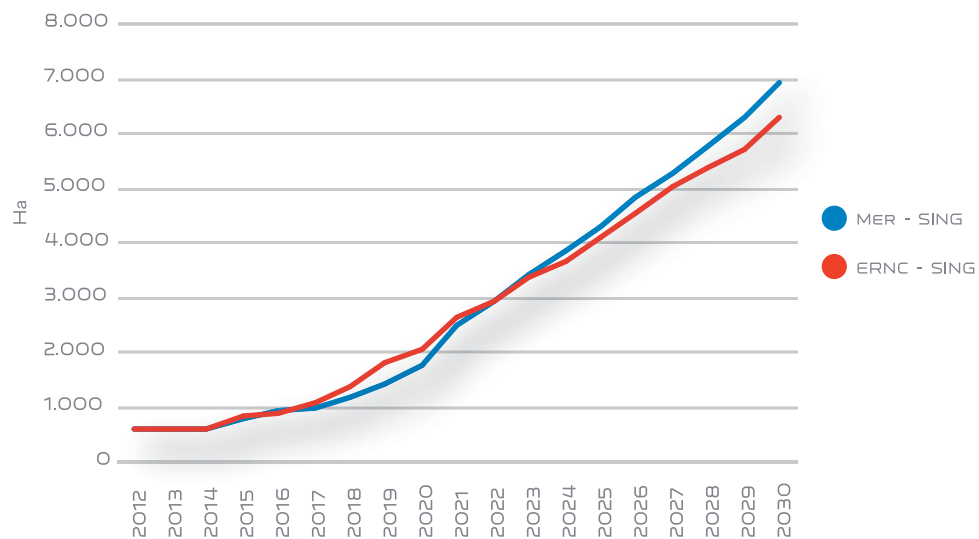
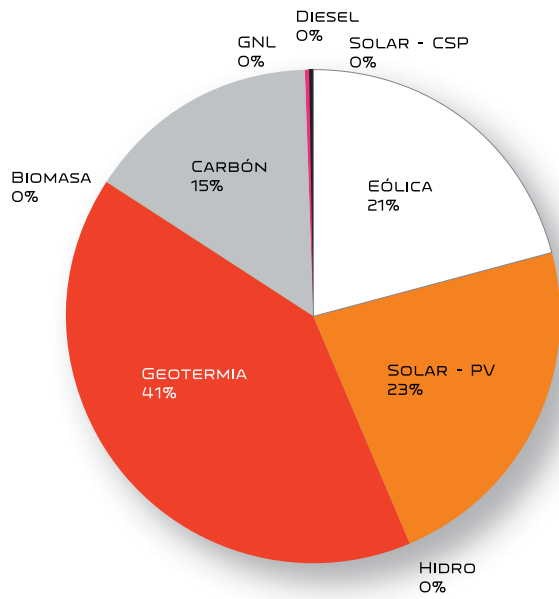
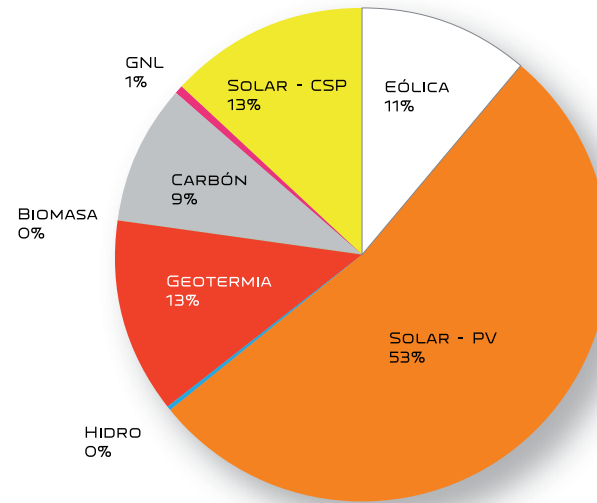


Figura 31: Área intervenida al año 2030, escenarios Mercado-SING y ERNC-SING

Uso de suelo al 2030
Mercado-SING



Uso de suelo al 2030
ERNC-SING



5. Desafíos y temas de política pública para sustentar las visiones sobre la matriz eléctrica

Durante el proceso de elaboración y evaluación de los escenarios con el Comité Consultivo, surgieron y se discutieron diversos temas cruciales, tanto por su interés en política pública y/o por su relevancia para sustentar los cambios de paradigma inherentes en la visión de los escenaristas. En muchos casos, estos temas quedaron plasmados a través de sensibilizaciones realizadas a los escenarios, las que fueron acordadas en la mesa del Comité Consultivo de Escenarios Energéticos 2030.

Mientras que el detalle de las salidas y resultados para los principales indicadores de las sensibilizaciones se presentan en el Anexo 7.7, esta sección da cuenta de los temas neurálgicos que surgieron de este análisis y discusión.

5.1 Incertidumbre sobre los costos y desarrollo futuro de las tecnologías

Los costos actuales y futuros de las distintas tecnologías tienen una incidencia fundamental en la definición de la matriz futura. Pequeños cambios en los costos de inversión o de los combustibles impactan fuertemente la composición de las diversas fuentes tecnológicas de la matriz eléctrica. A través del ejercicio de escenarios y su discusión en el Comité Consultivo, se identificaron ciertas tecnologías y/o fuentes energéticas sobre las cuales existe incertidumbre respecto de su desarrollo futuro, en particular energía solar, GNL y geotérmica. Para el caso solar y GNL, esta incertidumbre se abordó a través de una sensibilización de sus costos.

Los niveles de incertidumbre y sus posibles impactos sobre el desarrollo de la matriz hacen prioritario un trabajo posterior de análisis de riesgos en torno a la evolución de diversas tecnologías y sus costos. De esta manera se obtiene mayor claridad sobre cuáles son los posibles impactos en la matriz eléctrica futura y cómo enfrentarlos.

5.1.1 Costos de inversión de centrales solares

Uno de los grandes temas en el debate actual acerca del desarrollo de las ERNC en Chile y el mundo, es el comportamiento que tendrán sus costos en el futuro. Específicamente, los costos de inversión en centrales solares, ya sean fotovoltaicas (PV) o de concentración solar (CSP), son muy relevantes para el caso chileno, debido al enorme potencial que existe en este recurso considerando que Chile posee uno de los niveles de radiación solar más altos del planeta. En particular la tecnología solar fotovoltaica ha presentado un fuerte despliegue tecnológico a nivel mundial en el último tiempo. En un principio, estas tecnologías mostraban costos de inversión altos en relación a las tecnologías convencionales, pero en el último par de años han comenzado a evidenciar costos que las hacen competitivas en el Chile de hoy. A futuro, todo indica que en la medida que esta tecnología siga desplegándose y masificándose, los costos caerán dramáticamente. Por ello, en ambos escenarios para el SING aquí evaluados -Mercado y ERNC- destaca el gran aporte que hace la energía solar en la matriz eléctrica, especialmente a partir del año 2020.

No obstante, en Chile recién comienzan a instalarse las primeras plantas solares y de tamaño aún pequeño. La incertidumbre respecto de su evolución, y que la información de mercado en Chile indica que esta tecnología, en particular la PV, muestra hoy en día costos por debajo a los utilizados en este ejercicio, sugiere la necesidad de sensibilizar sus costos, según se indica en la Figura 32 .

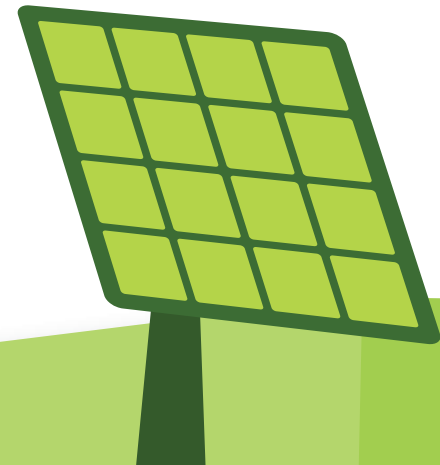
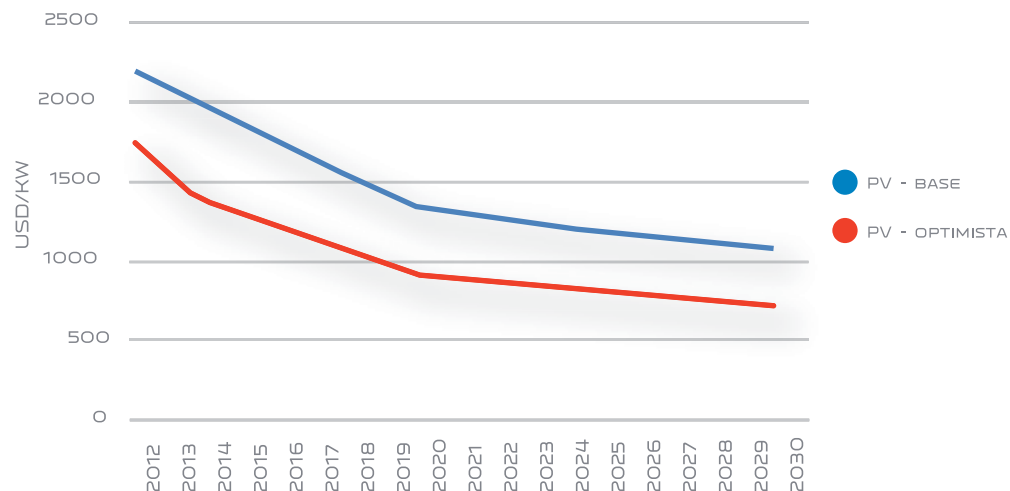


Figura 32: Evolución de los costos de inversión en centrales solares PV - caso base y escenario optimista



En la Figura 33 se muestra la capacidad total instalada para el escenario Mercado-SING, donde la preponderancia de tecnología solar pasa de un 11% en el caso base a cerca de un 28% de la matriz al 2030 para el caso optimista; un 17% corresponde a centrales solares CSP.

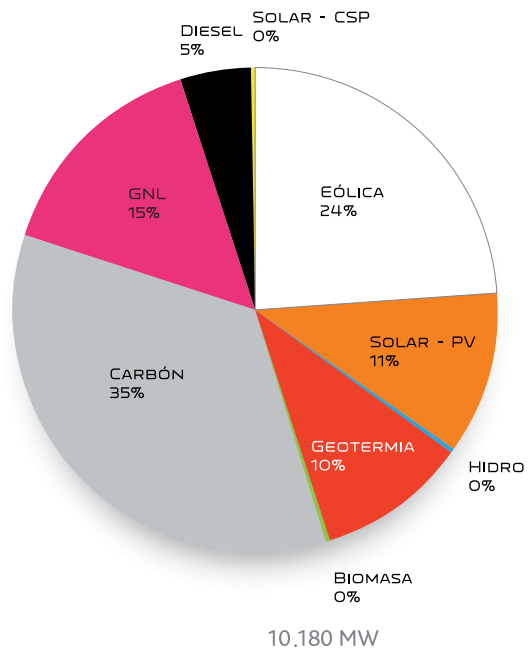
Para el escenario ERNC-SING, la capacidad instalada de las centrales solares al 2030 no sufre variación, manteniéndose en un 40% de penetración. Pero esto se debe a una restricción dada por el pool de centrales candidatas proporcionadas, puesto que en el caso base, al 2030, se instala prácticamente la totalidad de las centrales candidatas de esta tecnología.

Entre los impactos más importantes que se observan con una mayor entrada de energía solar están aquellos relativos a los costos totales del sistema, dado que los costos de operación de esta tecnología son prácticamente nulos. Con ello los costos totales disminuyen debido a los menores costos de operación del sistema, lo que compensa el aumento en los costos de inversión asociados a la mayor penetración de esta tecnología.

En cuanto a las emisiones, ellas se reducen, ya que la mayor entrada de centrales solares trae consigo una menor generación termoeléctrica convencional, la cual es más alta en emisiones.

Figura 33: Capacidad instalada al año 2030, escenario base y escenario solar optimista, Mercado-SING

Escenario Mercado-SING base



Escenario Mercado SING solar optimista

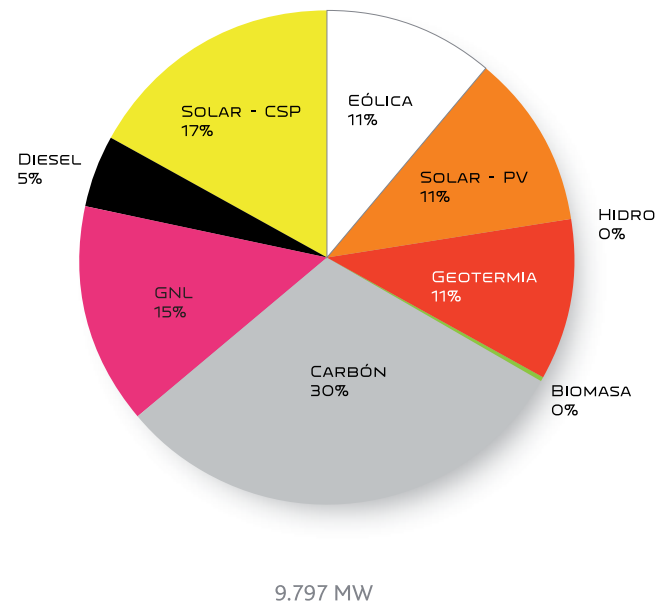


Tabla 5: Indicadores para escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC, caso solar optimista

	Mercado-SIC base	Mercado-SIC solar optimizar	ERNC-SIC base	ERNC-SIC solar optimizar	
Costo total	15.105	15.228	14.834	14.674	[Millones US\$]
Costo de operación total	7.727	7.766	5.716	5.571	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	7.133	7.247	8.995	8.935	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	245	215	123	168	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,488	0,495	0,615	0,611	[Millones US\$/MWh]
Costo medio unitario	65,3	65,5	64,7	64,4	[US\$/MWh]
Costo Marginal	79,5	78,5	70,8	69,5	[US\$/MWh]
Precio monómico	96,6	95,6	88,0	86,6	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	15,3	13,8	17,5	18,5	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,21	0,20	0,16	0,16	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	14,11	13,25	10,59	10,50	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	253,93	238,47	190,60	189,02	[mill ton CO2]
Emisiones NOX total	293,28	270,40	251,05	248,59	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	200,94	185,46	153,88	151,45	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	42,70	39,11	37,56	37,41	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	87,3	91,8	84,8	86,2	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	45,4	47,1	41,6	41,9	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	51.724	52.937	38.675	39.820	[Ha]

Tabla 6: Indicadores para escenarios Mercado-SING y ERNC-SING, caso solar optimista

	Mercado-SING base	Mercado-SING solar optimista	ERNC-SING base	ERNC-SING solar optimista	
Costo total	11.081	10.957	11.325	11.035	[Millones US\$]
Costo de operación total	8.228	7.838	8.730	8.049	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	2.842	3.117	2.579	2.963	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	11	2	16	24	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,600	0,658	0,544	0,625	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	91,7	90,9	93,2	91,4	[US\$/MWh]
Costo Marginal	77,3	76,2	85,4	80,7	[US\$/MWh]
Precio monómico	91,4	90,3	99,4	94,7	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	0,0	0,0	0,0	0,0	[US\$/MWh]
Emissiones CO2/MWh	0,72	0,69	0,63	0,59	[ton CO2/MWh]
Emissiones CO2/año	17,35	16,33	15,03	13,77	[mill ton CO2/año]
Emissiones CO2 total	312,24	293,93	270,47	247,79	[mill ton CO2]
Emissiones NOX total	323,42	307,53	302,35	279,78	[miles ton NOx]
Emissiones SO2 total	295,01	280,79	265,68	246,46	[miles ton SO2]
Emissiones MP total	38,08	36,13	33,75	31,24	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	113,0	110,3	107,5	118,8	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	63,0	64,8	54,0	59,8	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	6.945	6.778	6.309	6.402	[Ha]

5.1.2 Costo del GNL

Una de las tecnologías donde hay grandes expectativas con respecto a su futuro rol en la matriz eléctrica, pero que a la vez existe incertidumbre respecto de su disponibilidad y costo futuro es el GNL.

El mercado de este combustible está experimentando un cambio de paradigma a nivel mundial dado por avances en la tecnología que han permitido la explotación de nuevas reservas de gas natural no convencional (shale gas, tight gas y gas proveniente de yacimientos carboníferos). Parte central de este cambio es la situación actual de los Estados Unidos, que pasó de ser un importador neto de este combustible a ser un potencial exportador neto. El cambio estructural en el mercado internacional de este energético se ha reflejado en proyecciones de costos para Chile bastante más optimistas que hace un tiempo atrás. Con ello el GNL se está considerando nuevamente en Chile como un competidor directo de otras fuentes térmicas, en particular el carbón, que goza de una baja aceptabilidad social.

Por esta razón, diversos actores están mirando con alto nivel de optimismo el potencial aporte de esta fuente a la matriz eléctrica chilena.

Sin embargo, existe incertidumbre respecto a la disponibilidad efectiva y condiciones en que llegará este combustible a Chile y cómo estos aspectos se traducirán en su precio futuro. Otros puntos relevantes están relacionados con la decisión política de Estados Unidos respecto de permitir la plena exportación del combustible, la posición de Chile para acceder a nuevos contratos y el costo real de su incorporación en Chile, incluyendo entre otros los costos de los terminales y su regasificación.

Todo lo anterior indica la relevancia de sensibilizar el costo futuro del GNL en Chile, tal y como se muestra en la Figura 34.

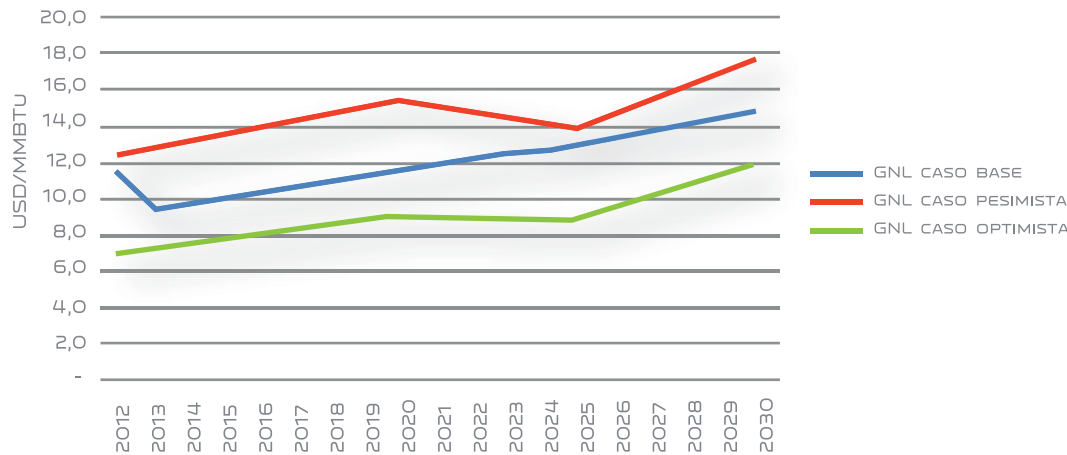
Al considerar un escenario de proyecciones pesimistas para el precio del GNL y al comparar con los casos base en ambos escenarios, se observa una leve disminución en la generación eléctrica de las centrales que operan en base a este energético, remplazada principalmente por generación en base a carbón y generación de ERNC. Entre los impactos destaca un aumento en los costos del sistema, especialmente en el escenario Mercado-SING, que es intensivo en el uso de GNL.

En cuanto a los costos marginales del sistema, se observa que estos aumentan. Cabe resaltar que este aumento es considerable hasta el año 2020 aproximadamente, para luego mostrar costos marginales similares al caso base. Otro punto que cabe resaltar para todos los escenarios es que los costos marginales presentan un alza considerable en los cinco primeros años, lo que se debe principalmente a que es en este período de tiempo cuando se tiene un menor ingreso de nueva capacidad instalada al sistema, por lo que este no puede optar por generar con una tecnología de menor costo.

Por otro lado, al considerar un escenario de proyecciones optimistas para el precio del GNL, se observa un mayor impacto en el sistema eléctrico que en el caso pesimista. Es así como se aprecia un aumento en la generación eléctrica en base a GNL, desplazando mayoritariamente la generación termoeléctrica en base a carbón. Este efecto se ve en gran parte del período, sin embargo al acercarse a los últimos años se visualiza un aumento en la generación en base a carbón. Su explicación radica en que las proyecciones de GNL optimistas utilizadas¹⁴ consideran que este combustible llegará a niveles levemente inferiores a los del caso base para los últimos años.

Como es de esperarse, son los sistemas intensivos en generación termoeléctrica como es el SING los de mayor sensibilidad a cambios al precio del GNL. La Figura 35 muestra los efectos de cambios en el costo del GNL sobre la generación del escenario Mercado-SING, en el cual se dan los mayores cambios.

Figura 34: Evolución de los costos del GNL - caso base y escenarios optimista y pesimista



14. Proyección optimista de la International Energy Agency - IEA para Estados Unidos.

En cuanto a las emisiones de GEI, bajo una situación de precios optimistas para el GNL, estas presentan un nivel más bajo prácticamente en todo el período, disminuyendo en torno a un 19% en total con respecto al caso base, tal como se observa en la Figura 36. El alza de los últimos años se explica en el aumento anteriormente descrito de la generación en base a carbón, la cual presenta una mayor intensidad de emisiones que la tecnología GNL.

Figura 35: Generación eléctrica escenario Mercado-SING, caso con costos optimistas del GNL

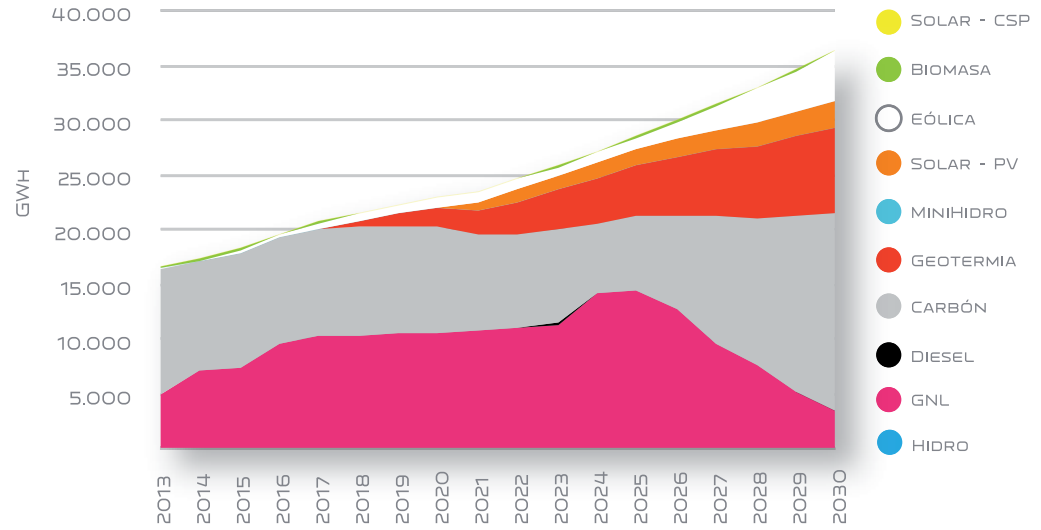


Figura 36: Emisiones totales CO2e, para el escenario base y escenario con costos optimistas del GNL, Mercado-SING

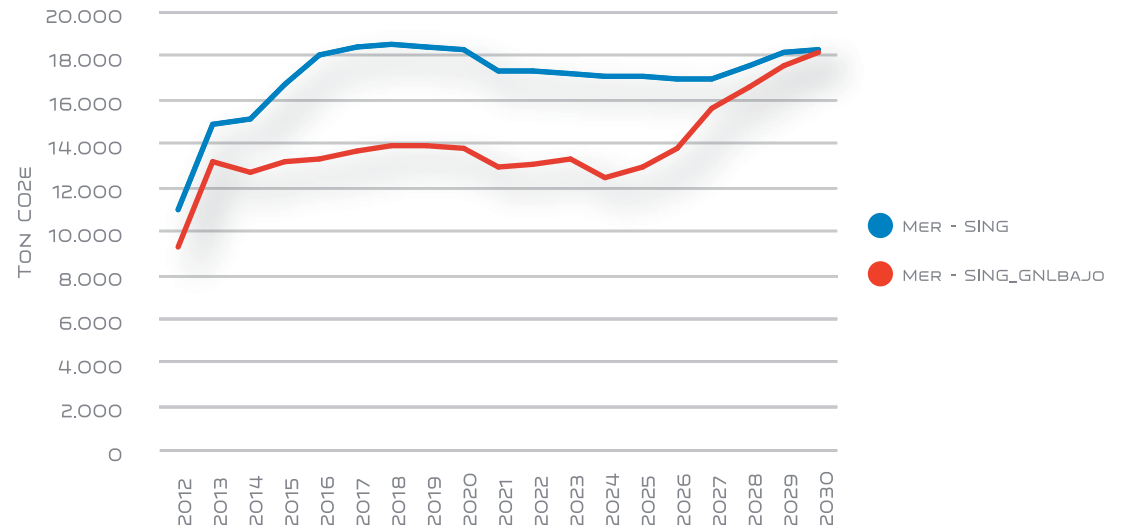


Tabla 7: Indicadores para escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC, caso con costos optimistas del GNL

	Mercado-SIC base	Mercado-SIC GNL optimista	ERNC-SIC base	ERNC-SIC GNL optimista	
Costo total	15.105	14.673	14.834	14.467	[Millones US\$]
Costo de operación total	7.727	7.519	5.716	5.766	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	7.133	6.983	8.995	8.555	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	245	171	123	145	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,488	0,477	0,615	0,585	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	65,3	64,4	64,7	64,0	[US\$/MWh]
Costo Marginal	79,5	65,5	70,8	64,4	[US\$/MWh]
Precio monómico	96,6	82,6	88,0	81,5	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	15,3	8,2	17,5	13,5	[US\$/MWh]
Emissiones CO2/MWh	0,21	0,20	0,16	0,17	[ton CO2/MWh]
Emissiones CO2/año	14,11	13,3	10,59	11,13	[mill ton CO2/año]
Emissiones CO2 total	253,93	239,9	190,60	200,42	[mill ton CO2]
Emissiones NOX total	293,28	254,3	251,05	260,44	[miles ton NOx]
Emissiones SO2 total	200,94	165,2	153,88	161,09	[miles ton SO2]
Emissiones MP total	42,70	37,3	37,56	38,88	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	87,3	89,7	84,8	81,73	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	45,4	48,3	41,6	40,93	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	51.724	51.613	38.675	38.985	[Ha]

Tabla 8: Indicadores para escenarios Mercado-SING y ERNC-SING, caso con costos optimistas del GNL

	Mercado-SING base	Mercado-SING GNL optimista	ERNC-SING base	ERNC-SING GNL optimista	
Costo total	11.081	10.276	11.325	10.439	[Millones US\$]
Costo de operación total	8.228	8.273	8.730	8.311	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	2.842	1.989	2.579	2.110	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	11	14	16	17	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,600	0,420	0,544	0,445	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	91,7	87,0	93,2	88,2	[US\$/MWh]
Costo Marginal	77,3	68,8	85,4	73,8	[US\$/MWh]
Precio monómico	91,4	82,9	99,4	87,8	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	0,0	0,0	0,0	0,1	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,72	0,58	0,63	0,56	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	17,35	14,1	15,03	13,66	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	312,24	254,4	270,47	245,82	[mill ton CO2]
Emisiones NOX total	323,42	231,2	302,35	231,89	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	295,01	195,4	265,68	194,47	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	38,08	26,6	33,75	26,06	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	113,0	97,0	107,5	98,6	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	63,0	57,1	54,0	50,0	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	6.945	6.462	6.309	5.869	[Ha]

5.1.3 Desarrollo de la geotermia

Chile, por su localización en el Cinturón de Fuego del Pacífico, posee un gran potencial para el desarrollo de la geotermia, ya sea como fuente de calor para diversos procesos o para efectos de generación eléctrica. De acuerdo al PRIEN, el potencial de geotermia para sus diversos usos sería del orden de los 16.000 MW (PRIEN-UTSFM, 2008)¹⁵ solamente en el SIC. El Ministerio de Energía por su parte ha señalado que existen como mínimo 3.500 MW instalables de esta tecnología¹⁶.

Si bien el país posee un gran potencial de geotermia para ser explotado, en la actualidad no existen proyectos con esta tecnología en operación ni en construcción¹⁷. Solo existen dos proyectos con su Resolución de Calificación Ambiental aprobada que totalizan 120 MW¹⁸ y no se identifican nuevos proyectos de centrales geotérmicas en tramitación ambiental. También, hasta abril de 2013 existían 73 concesiones de exploración vigentes y 6 concesiones de explotación vigentes¹⁹.

El contraste entre el alto potencial de esta fuente energética en Chile y el bajo desarrollo de proyectos pone en evidencia el gran desafío respecto de la incorporación a gran escala de esta fuente, toda vez que enfrenta importantes barreras que requieren ser abordadas.

La principal barrera que desafía este tipo de centrales de generación es el alto riesgo, desde el punto de vista financiero, que tiene la exploración de pozos de extracción. Otra de las barreras corresponde a la localización. Los yacimientos geotérmicos se encuentran en lugares aislados, de difícil acceso, distantes de los puntos de consumo de electricidad y del sistema troncal de transmisión. Es por esta razón que sus costos de conexión al sistema son bastante altos, debiendo construir líneas extensas y con altos pagos por efecto de servidumbres.

Por otra parte, uno de los primeros proyectos geotérmicos que se comenzó a desarrollar en el país fue en un sitio de reconocido interés turístico, lo que causó un alto rechazo ciudadano y fue posteriormente judicializado. Esto refleja un desafío adicional para esta fuente energética, toda vez que muchos de los pozos de prospección se ubican cercanos a zonas de interés turístico o a comunidades indígenas locales.

15. PRIEN-UTSFM (2008). "Estimación del aporte potencial de las Energías Renovables No Convencionales y del Uso Eficiente de la Energía Eléctrica al Sistema Interconectado Central (SIC) en el período 2008-2025", Julio, Santiago

16. Revista Electricidad, abril de 2013.

17. CER, mayo de 2013.

18. Proyecto "Curacautín" (70 MW) de Geo Global Energy y el proyecto "Cerro Pabellón" (50 MW) de Enel Green Power.

19. Ministerio de Energía, abril de 2013.

El aprovechamiento del potencial geotérmico para la generación de electricidad tendría un impacto relevante en el desarrollo futuro de la matriz eléctrica ya que, tal como se observó en los distintos escenarios, esta fuente de energía térmica debido a su alto factor de planta y a su disponibilidad para ser despachada, avanza en remplazo de la generación hidráulica u otra generación termoeléctrica de base.

Para su incorporación a gran escala en la matriz, resulta clave abordar las barreras que hoy dificultan su desarrollo. Se debe trabajar en la disminución del costo de exploración, que es la fase más riesgosa y onerosa del proyecto. Por ejemplo, hoy existe alto nivel de consenso entre los distintos actores sobre la pertinencia de la implementación de un subsidio contingente del Estado en donde se contribuya al costo en que incurran los inversionistas que efectúen exploraciones, disminuyendo en parte su riesgo en el caso de no ser exitosas²⁰. También es clave agilizar el proceso de otorgamiento de concesiones y acelerar la fase de exploración de los proyectos, para así aumentar el número de concesiones de explotación.

20. Este tipo de subsidios a la exploración geotérmica fue anunciado en su momento por el Sernageomin en el período 2009-2010 y propuesto por la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE) y por la Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria (CCTP), en el año 2011.

5.2 El efecto del retraso de los proyectos eléctricos

El problema más agudo que enfrenta hoy el sector energético-eléctrico es el retraso e incluso no materialización de los proyectos. Según cifras del SEIA, desde el año 2004 a la fecha existen más de 17.000 MW de proyectos de generación eléctrica que han obtenido su Resolución de Calificación Ambiental (RCA) por parte de la institucionalidad ambiental vigente (SEA) para su construcción, pero no han comenzado su fase de construcción. El 75% de los MW involucrados no han comenzado su construcción debido a problemas de judicialización o de recursos administrativos, y en su gran mayoría se trata de termoeléctricas a carbón o grandes proyectos de hidroelectricidad. Se suma a este panorama una serie de motivos que afectan el desarrollo de los proyectos eléctricos, tales como usos territoriales incompatibles, el impacto ambiental y la gran envergadura de los proyectos, lo cual se refleja en un creciente rechazo ciudadano y en la creciente judicialización de los mismos. La falta de acceso a la transmisión es otro factor clave que impacta en forma transversal a los proyectos, mientras que en otros casos se trata de razones técnico-económicas de los proyectos mismos o incluso simple especulación.

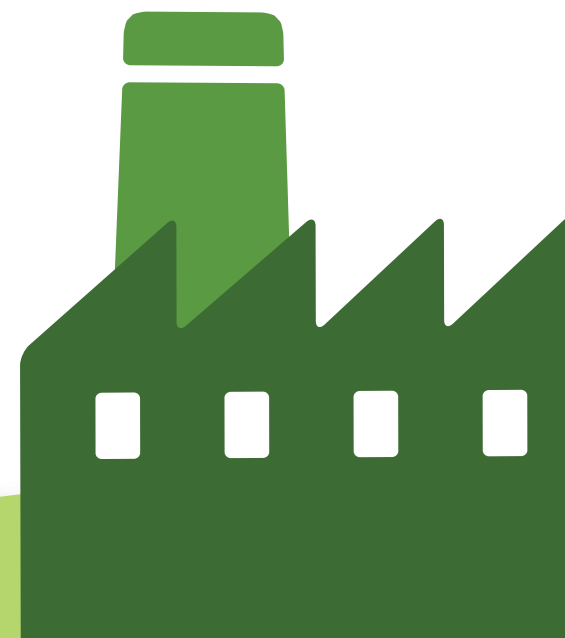
La preocupación que existe sobre los impactos de esta situación de retrasos en las inversiones en el sector, está relacionada con los elevados precios de la electricidad resultantes en el futuro, o derechamente con los eventos de energía no servida que puedan afectar al país (blackouts, caídas de subestaciones, etc.).

Con el objetivo de reflejar esta situación, se sensibilizó para los distintos escenarios propuestos retrasos en las inversiones tanto en la generación –con y sin remplazo– como en la transmisión, con el fin de dilucidar cuáles serían los efectos para el sistema eléctrico de un retraso generalizado de los diversos proyectos de generación visualizados por los escenaristas. Para incorporar este impacto, se acordó suponer un retraso por tipo de tecnología de acuerdo a lo siguiente:

- Grandes centrales hidráulicas: 3 años.
- Carbón: 3 años.
- GNL: 1 año.
- Diesel: 1 año.
- Minihidro: 2 años.
- Geotermia: 1 año.

A partir de ello, se identifica que la situación más desfavorable en términos de costos y emisiones al sistema se da en el caso de retraso en los proyectos y que estos no son remplazados, situación similar a la que vive hoy el sistema eléctrico en Chile. En este caso se obliga al sistema a abastecer la demanda con las centrales existentes.

Bajo esta situación, se obtiene un alza considerable en los costos marginales del sistema, especialmente para el escenario Mercado-SIC, en donde a partir del año 2019 y con peak en 2024 se llega a alzas de más de un 50% con respecto al caso base, tal como se observa en la Figura 37. Ello se debe a que este escenario presenta el mayor número de centrales candidatas que sufren retrasos, en particular las grandes centrales hidráulicas del sur.



La generación asociada a las centrales hidráulicas del sur de este escenario Mercado-SIC se suple, en caso de retraso, con generación en base a GNL y carbón, bajando de un 73% de hidroelectricidad al 2030 en el caso base, a un 66% en esta situación, además de un aumento de la generación a GNL y carbón, cada una en 3 puntos porcentuales al 2030.

Figura 37: Costos Marginales, para el escenario base y escenario con retraso sin remplazo de las centrales de generación, Mercado-SIC

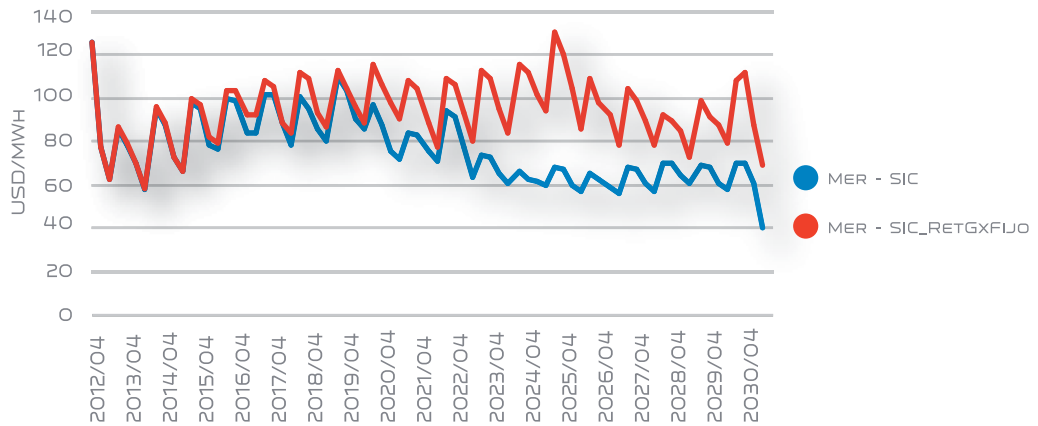
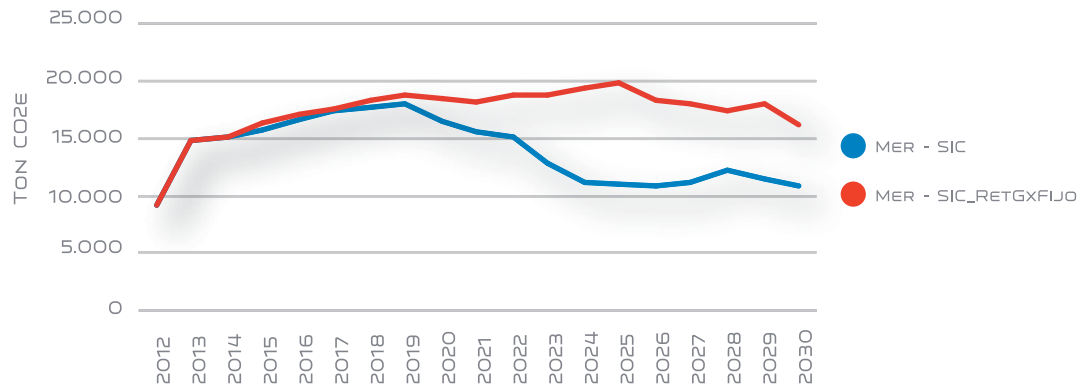


Figura 38: Emisiones totales CO2e, para el escenario base y escenario con retraso sin remplazo de las centrales de generación, Mercado-SIC



Consecuentemente, se observa la situación más desfavorable en términos de las emisiones del sistema. Bajo esta situación de retrasos de proyectos sin remplazo, tal como se observa en la Figura 38 para el escenario Mercado-SIC en cuanto a emisiones de CO2, se produce una fuerte alza a partir del año 2021, la que se mantiene hasta el fin del período, con lo que se genera un incremento de 77% en el total del período con respecto al año base.

Tabla 9: Indicadores para escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC, caso retraso sin remplazo de centrales

	Mer-SIC base	Mer-SIC ret GxFijo	ERNC-SIC base	ERNC-SIC ret GxFijo	
Costo total	15.105	15.930	14.834	15.076	[Millones US\$]
Costo de operación total	7.727	9.743	5.716	6.848	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	7.133	5.993	8.995	8.126	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	245	194	123	102	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,488	0,410	0,615	0,555	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	65,3	67,0	64,7	65,2	[US\$/MWh]
Costo Marginal	79,5	94,1	70,8	81,3	[US\$/MWh]
Precio monómico	96,6	111,3	88,0	98,5	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	15,3	18,4	17,5	19,3	[US\$/MWh]
Emissiones CO2/MWh	0,21	0,26	0,16	0,19	[ton CO2/MWh]
Emissiones CO2/año	14,11	17,73	10,59	12,52	[mill ton CO2/año]
Emissiones CO2 total	253,93	319,22	190,60	225,44	[mill ton CO2]
Emissiones NOX total	293,28	352,18	251,05	287,75	[miles ton NOx]
Emissiones SO2 total	200,94	249,56	153,88	183,37	[miles ton SO2]
Emissiones MP total	42,70	49,58	37,56	42,43	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	87,3	79,9	84,8	81,3	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	45,4	39,3	41,6	38,9	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	51.724	45.124	38.675	37.413	[Ha]

Tabla 10: Indicadores para escenarios Mercado -SING y ERNC-SING, caso retraso sin remplazo de centrales

	Mercado-SING base	Mercado-SICNG retraso GxFijo	ERNC-SIC base	ERNC-SIC retraso GxFijo	
Costo total	11.081	11.168	11.325	11.374	[Millones US\$]
Costo de operación total	8.228	8.778	8.730	8.856	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	2.842	2.379	2.579	2.483	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	11	11	16	34	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,600	0,502	0,544	0,524	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	91,7	92,2	93,2	93,4	[US\$/MWh]
Costo Marginal	77,3	82,4	85,4	85,0	[US\$/MWh]
Precio monómico	91,4	96,5	99,4	99,0	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	0,0	0,0	0,0	0,0	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,72	0,71	0,63	0,63	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	17,35	17,30	15,03	15,12	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	312,24	311,47	270,47	272,19	[mill ton CO2]
Emisiones NOX total	323,42	330,58	302,35	304,17	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	295,01	298,46	265,68	267,27	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	38,08	38,34	33,75	33,94	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	113,0	103,7	107,5	105,0	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	63,0	55,2	54,0	51,7	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	6.945	6.454	6.309	6.309	[Ha]

Otro segmento fundamental para el correcto funcionamiento del sector, es el de la transmisión eléctrica. Actualmente existen diversos factores que afectan su desarrollo óptimo, tales como tramitación de servidumbres, extensa tramitación ambiental y oposición ciudadana. La falta de acceso a la transmisión ha sido identificada como uno de los factores clave que afectan el desarrollo de proyectos energéticos, en particular aquellos en base a recursos renovables como hidroeléctricos y eólicos, los cuales deben localizarse en donde está disponible el recurso, que no necesariamente coincide con la disponibilidad de transmisión. Luego, la disponibilidad de transmisión no solo afecta los costos totales del sistema debido a la inversión que se debe realizar, sino que también afecta la generación por medio del despacho de centrales que se ven impactadas.

Debido a lo anterior, se vuelve relevante analizar retrasos en los proyectos de transmisión. Como se explica en la metodología, el caso base asume una expansión de la transmisión según lo establecido en el Estudio de Transmisión Troncal hasta el año 2018, y posterior a ese año se optimizó la expansión del sistema troncal por medio de decisiones eficientes tomadas por el modelo PET. En base a ello se fijó una sensibilización de atrasos en 3 años de lo presupuestado inicialmente por el modelo.

Bajo esta situación se produce un alza en los costos de operación del sistema, pues al no realizar las inversiones en líneas en el tiempo indicado, la congestión del sistema aumenta de forma considerable. Esta congestión acarrea un alza en los costos marginales del sistema, debido a que se debe compensar con generación cercana a los puntos de consumo, y que corresponde, en su mayor parte, a generación en base a GNL y carbón. Por ejemplo, tomando el caso del escenario Mercado-SIC, en donde la zona centro-sur de este sistema es la que demanda las mayores necesidades de expansión del sistema troncal debido a su alta congestión. Al retrasarse los proyectos de transmisión se produce un desplazo de la generación hidráulica (con fuerte presencia en aquella zona y hacia el sur de esta), pasando de un 73% al 2030 en el caso base a un 65% en el caso de retrasos de proyectos de transmisión.

Cabe resaltar el hecho de que al retrasarse los proyectos de transmisión, tal como se mencionó anteriormente, se produce un aumento en la generación cercana a los centros de consumo. Pero en el caso de los escenarios con una fuerte penetración de ERNC, esta generación corresponde a proyectos ERNC, los cuales no se ven mayormente afectados si se encuentran fuera de zonas de alta congestión. Así, mientras en el SIC los proyectos eólicos y solares no se ven mayormente afectados, los proyectos geotérmicos de este sistema sí se ven afectados ya que se encuentran en la zona centro-sur del SIC.

Otro impacto de retrasos en la expansión del sistema troncal son las mayores emisiones de CO₂, debido a una mayor generación en base a centrales termoeléctricas.

En los Anexos de este documento se muestra en mayor detalle este último caso, además de un análisis para el retraso de los proyectos de generación con remplazo de centrales, y el retraso conjunto de los proyectos de generación y transmisión.

5.3 La hidroelectricidad del sur y su impacto en la matriz eléctrica

En Chile, ciertos proyectos de generación, ya sea de hidroelectricidad de embalse o termoelectricidad a carbón, han sido y siguen siendo materia de interés y debate público, debido a su gran envergadura, su fuerte incidencia en la definición de la matriz futura y sus posibles impactos. Estos proyectos llamados "emblemáticos" han sido fuente de gran oposición ciudadana debido a sus impactos en el uso del territorio y en el patrimonio ambiental, entre otros aspectos. En algunos casos su desarrollo se ha ido aplazando, en otros se les han hecho modificaciones e incluso algunos de ellos han llegado a su paralización definitiva.

En este contexto, dentro de los proyectos más relevantes está el de las centrales hidráulicas en la zona de Aysén. Estos fueron incluidos en la visión de centrales candidatas del escenario Mercado-SIC bajo la forma de cinco centrales con el nombre HidroSur, aportando 4.000 MW de capacidad instalada al 2030. Con este escenario, dichas centrales aportarían por sí solas con el 27% de la energía generada al 2030, y con ello la totalidad del aporte de la hidroelectricidad (excluyendo mini-hidro) llegaría al 73% de la generación al 2030.

Es importante analizar cómo algunos cambios en la forma que se implementan los proyectos se traducirían en impactos relevantes en la matriz futura. En particular se analizaron dos grandes temas de incertidumbre que han estado en la discusión pública sobre el desarrollo de estos proyectos: el primero respecto a su punto de conexión al Sistema Interconectado Central y el segundo sobre si efectivamente se materializan.

5.3.1 La conexión al sistema

En la realidad los inversionistas han barajado diversas alternativas respecto del trazado de la línea de transmisión que llevará su energía a los puntos de consumo. En un principio, la visión era que la conexión se realizara directamente en la zona de Santiago, atendiendo directamente los consumos de esta parte del SIC y en consecuencia el inversionista soportaba todo el costo del tendido. En una visión posterior, el escenarista proponente del escenario Mercado-SIC planteó que la conexión al sistema troncal se hiciera en la zona de Puerto Montt, con lo cual los inversionistas soportaran solo esa parte de los costos, mientras que los costos asociados a la expansión del troncal requerida desde Puerto Montt para evacuar esa energía en los puntos de consumo fuera soportada por los usuarios del sistema.

Los costos asociados a la conexión a Santiago se determinaron en base a cifras del estudio realizado por Transelec para el inversionista dueño del proyecto. En cuanto a las cifras de costos de la conexión a la zona de Puerto Montt, se realizó el cálculo en base a un estudio de la Pontificia Universidad Católica que muestra costos de las subestaciones necesarias para la transmisión en corriente continua entre dos puntos y de las servidumbres respectivas. La información de costos de estas alternativas de conexión se muestra en el Anexo 7.6.

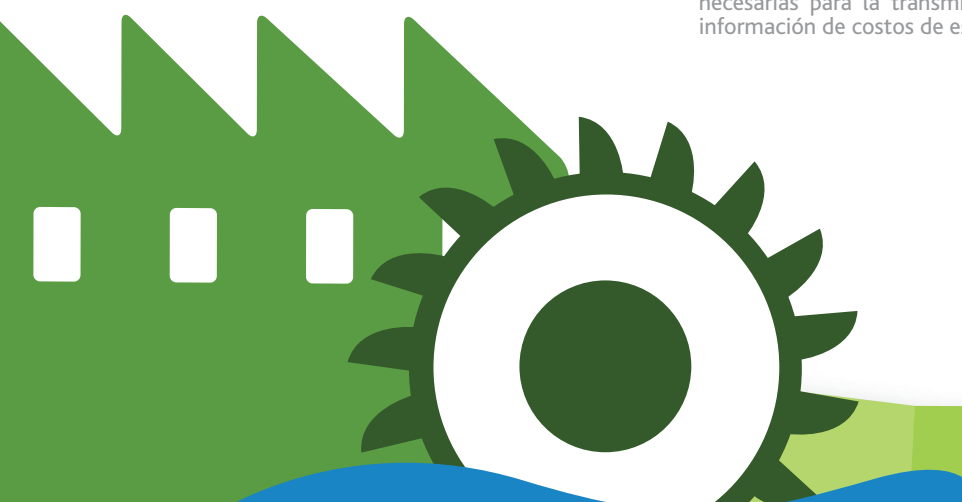


Tabla 11: Indicadores para escenario Mercado-SIC, caso HidroSur con conexión a Santiago

	Mercado-SIC base	Mercado-SIC Hidrosur-Stgo	
Costo total	15.105	15.447	[Millones US\$]
Costo de operación total	7.727	8.094	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	7.133	7.234	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	245	119	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,488	0,495	[Millones US\$/ MW]
Costo medio unitario	65,3	66,0	[US\$/MWh]
Costo Marginal	79,5	79,8	[US\$/MWh]
Precio monómico	96,6	97,0	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	15,3	14,8	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,21	0,22	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	14,11	14,24	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	253,93	256,41	[mill ton CO2]
Emisiones NOX total	293,28	302,18	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	200,94	198,97	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	42,70	44,14	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	87,3	88,3	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	45,4	45,9	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	51.724	51.795	[Ha]

Al comparar el caso base (conexión a Puerto Montt) respecto de la conexión a Santiago, es interesante confirmar que no se advierten grandes variaciones en la composición de la matriz eléctrica ni en el despacho de centrales. En términos de costos tampoco se advierten diferencias significativas, ya que se debe a que el costo de la conexión directa a Santiago es asumido por los inversionistas dentro del costo del proyecto; por lo tanto, se reflejan dentro de los costos de generación levemente superiores. Dado que estos proyectos entran en el sistema a partir del año 2022 y debido a las metodologías utilizadas para evaluar proyectos, estos flujos alejados en el tiempo son altamente castigados al traerlos a valor presente y por lo tanto los montos de inversión incremental no aparecen como relevantes. Bajo la conexión a Puerto Montt, solo el costo de este tramo se le imputa al inversionista, mientras que el costo de la expansión del troncal se le imputa a todo el sistema.

Con todo, si bien el modelo de simulación utilizado no permite capturar los impactos de quien asume el costo, desde el punto de vista de la política pública sí se hace relevante un mayor análisis de las implicancias de quién absorbe la diferencia en el costo de la línea de transmisión; si el inversionista o los usuarios del sistema.

5.3.2 La no materialización de los proyectos de hidroelectricidad del sur

Actualmente, los proyectos hidroeléctricos en la zona de Aysén se encuentran en diversas etapas, como: aprobación ambiental del proyecto, tramitación y planificación de la línea de transmisión. Además, se han interpuesto recursos de protección en contra de algunos, mientras otros están a la espera de la ratificación de su Resolución de Calificación Ambiental (RCA) por parte del Comité de Ministros para la Sustentabilidad. Lo innegable es que hoy la viabilidad futura de estos proyectos es incierta, considerando que el actual gobierno –a través del Comité de Ministros para la Sustentabilidad– posiblemente no se pronunciará respecto al futuro de los mismos traspasando la responsabilidad a la siguiente administración. Algunos candidatos a la Presidencia 2014-2018 se han manifestado contrarios a estos proyectos o bien han indicado su inviabilidad bajo las actuales circunstancias. Por todo lo anterior es interesante analizar el caso de la no materialización de estos proyectos y sus posibles consecuencias en la matriz del escenario Mercado-SIC.

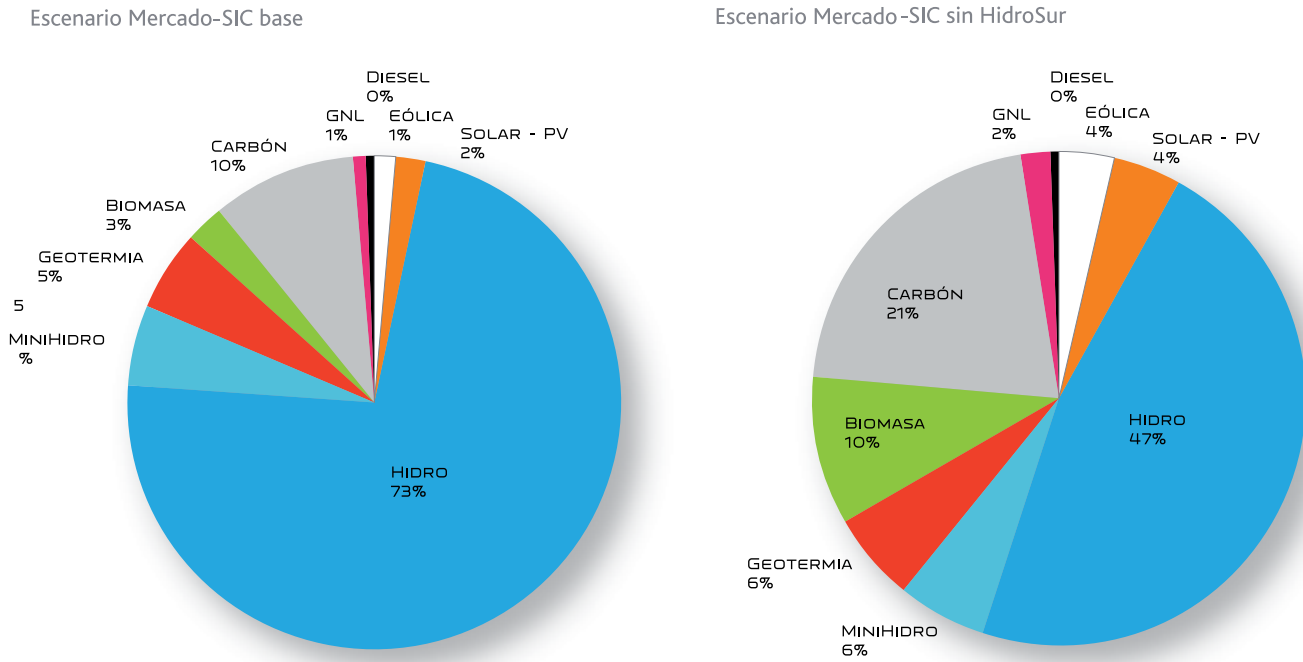
Si estos proyectos no se materializan, el aporte a la generación de grandes hidráulicas al año 2030 cae por debajo del 50%, tal como se observa en la Figura 39. A su vez, esta es remplazada en gran parte por generación en base a carbón, biomasa, solar y eólica²¹.

Junto a esto cabe resaltar que las emisiones de GEI aumentan considerablemente en el caso de que no se lleve a cabo este desarrollo, alcanzando en el 2030 un 89% más que el caso base, debido al incremento en la generación en base a fuentes de altas emisiones como el carbón.

Por otro lado, al contrastar con la situación de base, donde sí se realiza el proyecto y el aporte de la hidroelectricidad al año 2030 como un todo supera el 75% de la generación y existe un desarrollo mínimo de otras tecnologías, surgen interrogantes que requieren ser atendidas. Entre ellas: ¿Cuáles son las implicancias del desarrollo de un proyecto de este tipo en términos de la diversidad y seguridad energética al 2030 al depender altamente de una sola fuente energética? ¿Cuál sería la capacidad del mercado operando bajo un sistema marginalista como el actual para entregar las señales correctas para el desarrollo óptimo de otras fuentes de generación, por ejemplo, térmicas, o bien para el desarrollo de masa crítica en otras tecnologías de gran potencial en el SIC, como son la eólica y solar?

21. Esto último viene fuertemente condicionado por la composición del universo de centrales candidatas existentes para el escenario Mercado-SIC, ya que en caso de no desarrollo del proyecto y considerando su envergadura no se dio la oportunidad al escenarista de suplir su falta incluyendo nuevas centrales candidatas, como por ejemplo mini-hidro o GNL.

Figura 39: Generación al año 2030, escenario base y escenario sin HidroSur, Mercado-SIC



En cuanto a los costos marginales promedio del sistema, se observa un leve aumento a partir del año 2021. Esto se debe a que la energía que hubiera entregado este proyecto es remplazada por generación en base a carbón y a biomasa, entre otras, las que corresponden a tecnologías con costos variables bajos. Además, cabe resaltar que al no llevarse a cabo el proyecto, se produce una baja de alrededor de un 20% en los costos de inversión en transmisión troncal. Esto se debe a que, como el caso base del escenario Mercado-SIC considera la conexión a Puerto Montt de este proyecto, y que por ende el sistema escoge la expansión del sistema troncal hasta la zona de Santiago, se produce una menor inversión en este ítem al no llevarse a cabo el proyecto.

Figura 40: Emisiones totales CO2e, para el escenario base y escenario sin HidroSur, Mercado-SIC

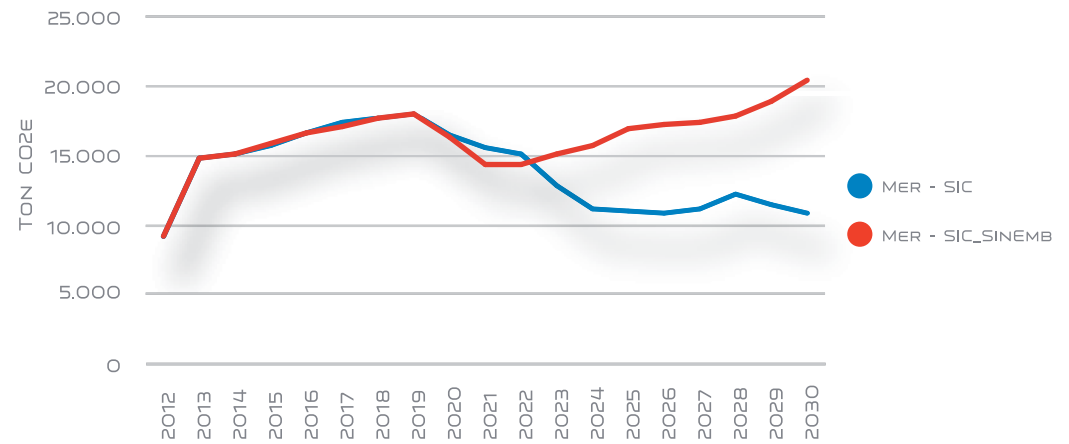


Figura 41: Costos Marginales, para el escenario base y escenario sin HidroSur, Mercado-SIC

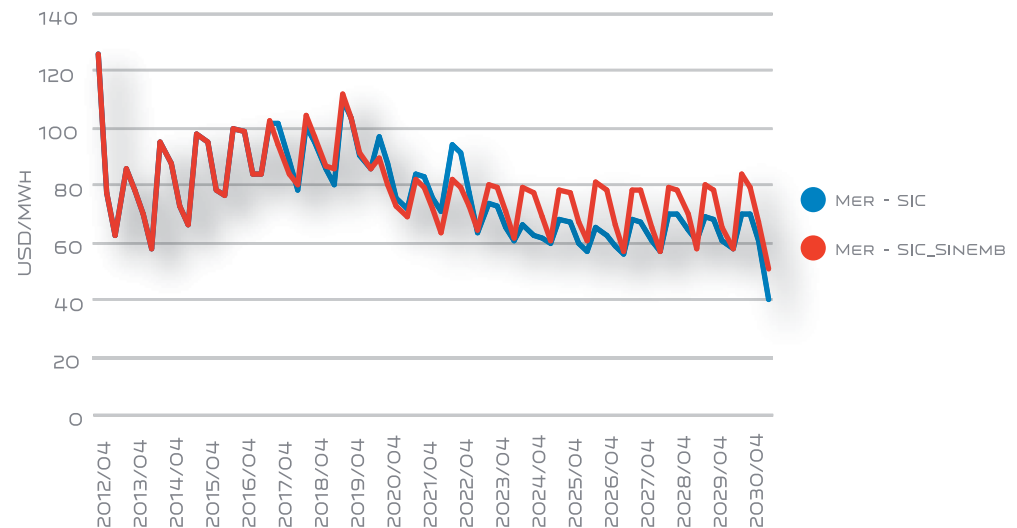


Tabla 12: Indicadores para escenario Mercado-SIC, caso sin HidroSur

	Mercado-SIC base	Mercado-SIC sin Hidrosur-Stgo	
Costo total	15.105	15.778	[Millones US\$]
Costo de operación total	7.727	8.535	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	7.133	7.045	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	245	198	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,488	0,482	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	65,3	66,7	[US\$/MWh]
Costo Marginal	79,5	81,1	[US\$/MWh]
Precio monómico	96,6	98,2	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	15,3	16,6	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0.21	0.24	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	14.11	16.66	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	253,93	299,89	[mill ton CO2]
Emisiones NOx total	293,28	370,95	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	200,94	235,52	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	42,70	54,43	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	87,3	89,7	% sobre Dmax
Margen de reserva fime	45,3	45,3	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	51.724	33.023	[Ha]

5.4 Metas para las Energías Renovables No Convencionales

Una de las definiciones clave que se está tomando en el sector eléctrico chileno es respecto de la penetración de ERNC que se desea tener en el mediano y largo plazo. Actualmente, la única meta asociada a las ERNC es la Ley 20.257, más conocida como "Ley ERNC", que exige que un porcentaje de la energía afecta a contratos de energía provenga de estas fuentes de energía eléctrica, llegando a un 10% al 2024.

Sin embargo, desde hace un par de años, diversos actores están impulsando un aumento de la penetración de ERNC por sobre lo establecido por la "Ley ERNC". Así, actualmente, se debate en el Congreso un proyecto de ley que plantea una "meta 20/25", es decir que un 20% de la generación eléctrica al año 2025 provenga de ERNC. Este proyecto, que actualmente se encuentra en trámite de aprobación en el Congreso, además de la mencionada meta de ERNC, contempla un esquema de licitaciones para poder completarla en caso que no se cumpliera.

Lo anterior hace relevante realizar un análisis de los efectos de la introducción de metas ERNC. En este ejercicio se analizó el efecto de la aplicación de una meta 20/20 y 30/30 para el escenario Mercado-SIC, es decir un 20% de generación ERNC al 2020 y un 30% de generación ERNC al 2030.

En el caso base, el escenario Mercado-SIC muestra una penetración de 16% de ERNC al 2030. Al forzar una meta de ERNC como la anteriormente descrita se observa un notorio aumento en la generación en base a fuentes de energías renovables, para alcanzar los requerimientos establecidos. Al 2030, tal como se observa en la Figura 42 este aumento se traduce en una mayor penetración de la generación eólica, solar y en base a biomasa. A su vez, se produce una disminución en la generación hidráulica en cerca de 10 puntos porcentuales.

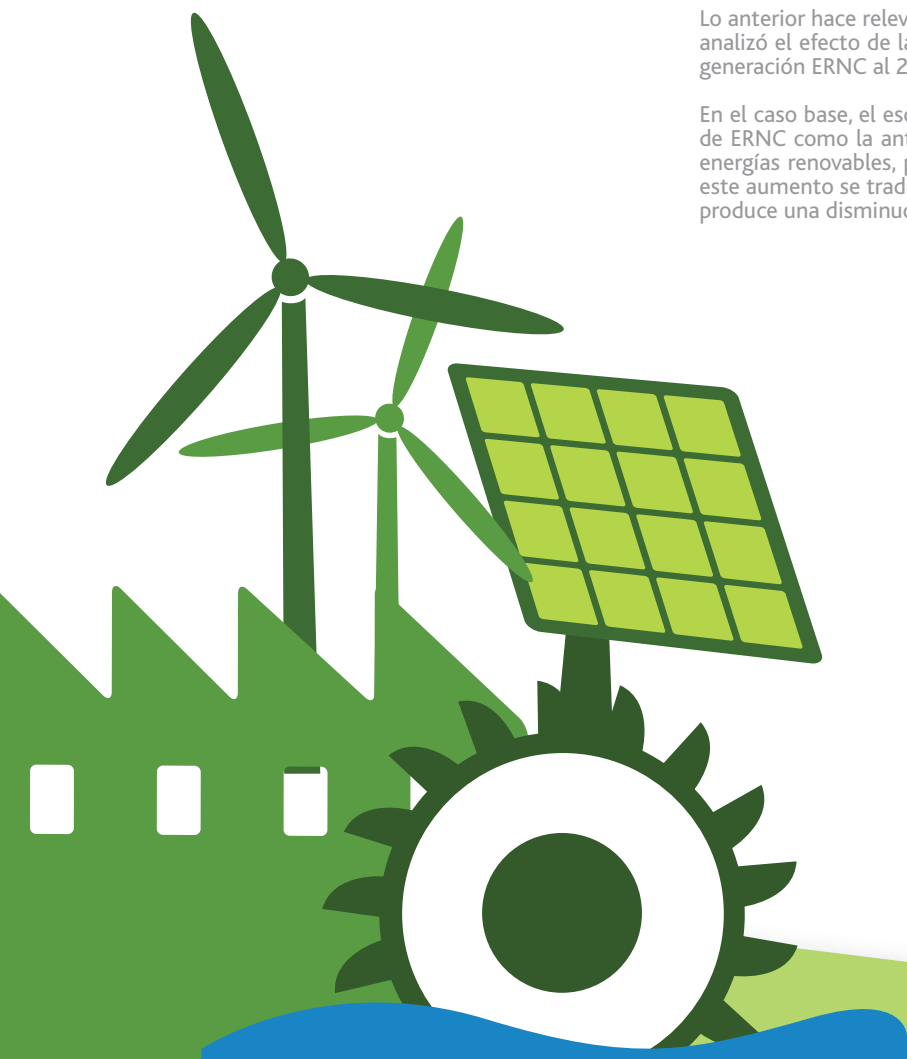
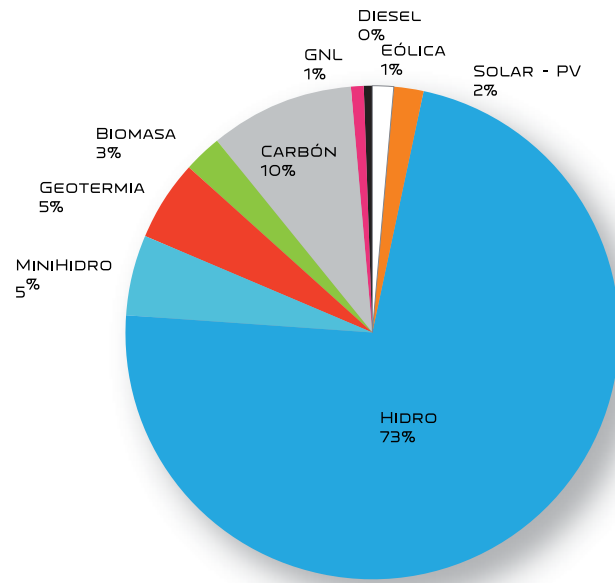
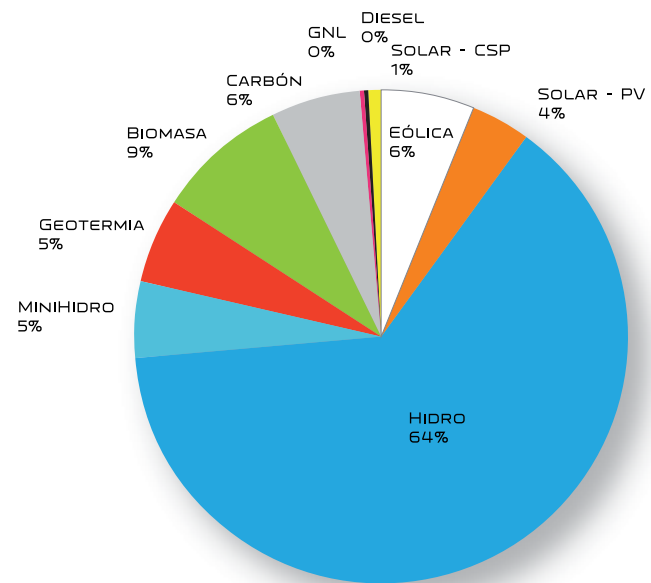


Figura 42: Generación al año 2030, escenario base y escenario con metas ERNC, Mercado-SIC

Escenario Mercado-SIC base



Escenario Mercado-SIC con metas ERNC



El aumento de la generación en base a fuentes de ERNC producto de la introducción de una meta 20/20 y 30/30 trae asociada una disminución de los costos marginales promedio del sistema a partir del año 2020. Esta disminución es cercana al 25% en promedio respecto del caso base, acompañada de un leve aumento de la variabilidad semestral.

Por otra parte, las emisiones de GEI ven una disminución considerable al imponer metas de ERNC, llegando a una reducción al 2030 cercana al 35% en comparación al caso base. Esta disminución se produce debido al desplazamiento de generación en base a carbón, la cual pasa de un 10% a un 6% en el escenario con metas de estas tecnologías.

Figura 43: Costos Marginales, para el escenario base y escenario con metas ERNC, Mercado-SIC

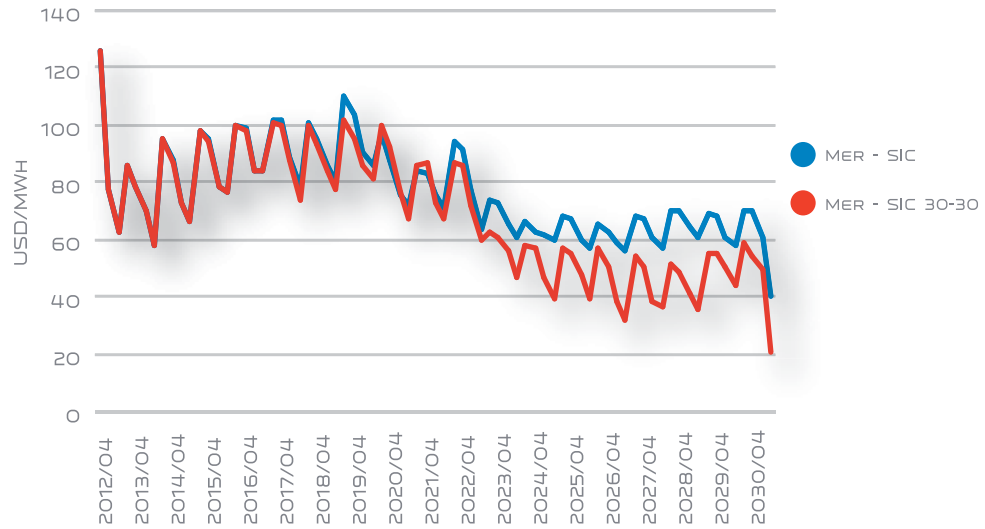
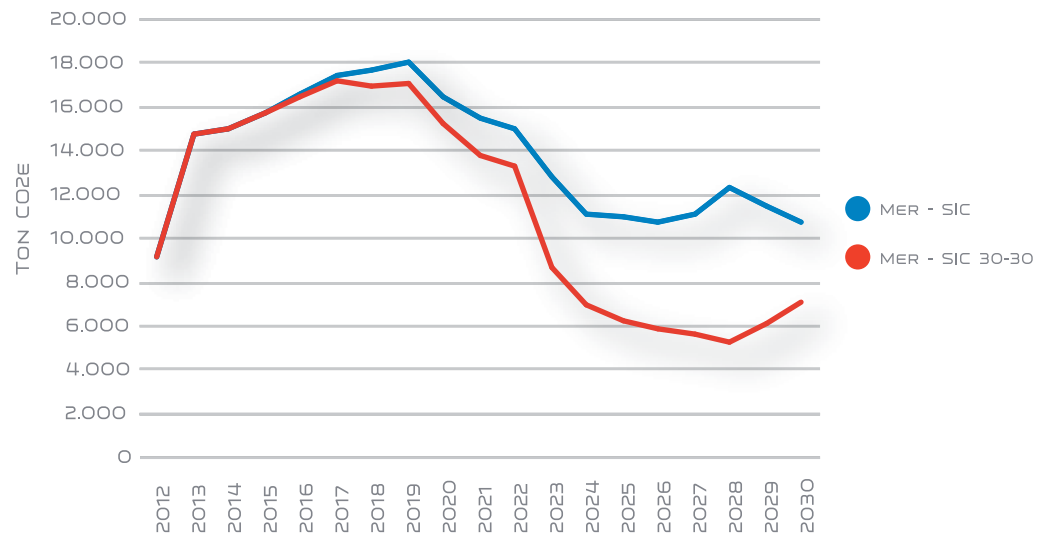


Figura 44: Emisiones totales CO2e, para el escenario base y escenario con metas ERNC, Mercado-SIC



El hecho de imponer esta meta 20/20 y 20/30 de ERNC trae como resultado un aumento en los costos de inversión del sistema. Además, se produce un aumento en la inversión en transmisión del sistema, debido a que se construyen más líneas en la zona norte del SIC, en donde se ubica gran parte de las centrales eólicas y solares.

Tabla 13: Indicadores para escenario Mercado-SIC, caso con metas ERNC

	Mercado-SIC base	Mercado-SIC con metas ERNC	
Costo total	15.105	15.276	[Millones US\$]
Costo de operación total	7.727	6.942	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	7.133	8.029	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	245	304	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,488	0,549	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	65,3	65,6	[US\$/MWh]
Costo Marginal	79,5	74,0	[US\$/MWh]
Precio monómico	96,6	91,2	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	15,3	17,3	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,21	0,18	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	14,11	11,53	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	253,93	207,55	[mill ton CO2]
Emisiones NOx total	293,28	290,18	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	200,94	168,44	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	42,70	43,30	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	87,3	93,5	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	45,4	45,7	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	51.724	47.599	[Ha]

5.5 El impacto de un impuesto a las emisiones de CO2

Todas las tecnologías de generación ocasionan algún tipo de externalidad, ya sea a nivel global o local. Estas externalidades se pueden asociar al uso de agua, uso de suelo, emisiones locales, de gases de efecto invernadero, entre otras.

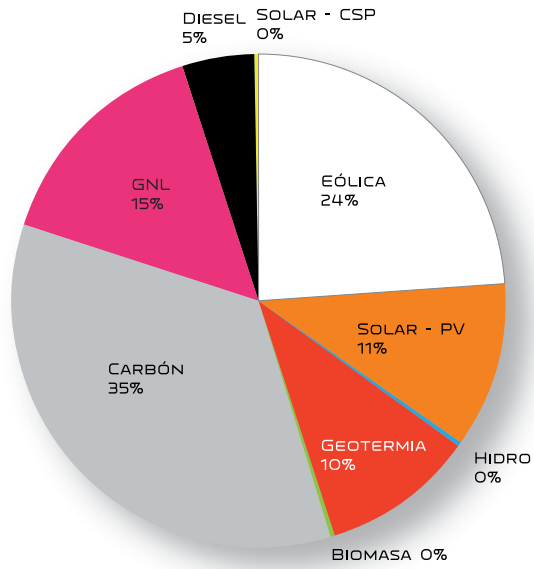
En este trabajo de la plataforma Escenarios Energéticos – Chile 2030 se abordó a través de una sensibilización la internalización de las emisiones de CO2. La internalización de esta externalidad se realizó a través de la fijación de un impuesto a las emisiones de 20 USD/ton CO2. Junto a esto, se consideró que este impuesto tendría efecto a partir del año 2020.

Al fijar un impuesto a las emisiones de GEI, la generación termoeléctrica sufre una disminución considerable, incluso antes del año de su entrada en vigencia. Esto se debe a que, desde el punto de vista del operador del sistema, el impuesto se traduce en un costo variable más alto de esta tecnología, haciéndola menos competitiva frente a otras alternativas de menor costo.

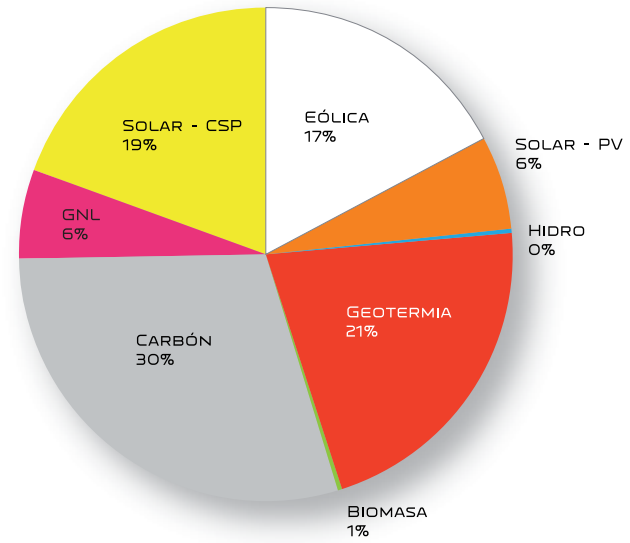
En la Figura 45 se muestra el cambio en la generación al año 2030 para el escenario Mercado-SING, donde se aprecian los mayores impactos de una política de este tipo debido a que posee una alta penetración de generación termoeléctrica. A su vez, se produce un alza en la generación en base a ERNC, pasando de un 45% a un 64%, principalmente explicada por un aumento en la generación en base a geotermia y a centrales solares CSP.

Figura 45: Generación al año 2030, escenario base y escenario con impuesto al CO2, Mercado-SING

Escenario Mercado-SING base



Escenario Mercado-SING con Impuesto CO2



En cuanto a las emisiones, es interesante ver la gran disminución que se produce producto de una política de este tipo. Específicamente para el escenario Mercado-SING, las emisiones de CO2 incluso comienzan a disminuir años antes de la puesta en marcha del impuesto. Esto se debe, principalmente, a que las inversiones en centrales termoeléctricas comienzan a disminuir a causa de su menor rentabilidad económica.

Por otra parte, los costos marginales también sufren un alza, debido a que el impuesto es visto por el sistema como un alza en el costo variable de las centrales térmicas, las cuales siguen siendo despachadas, marcando la tendencia de costos. Si bien esta alza en los primeros años de aplicación del impuesto es considerable, va disminuyendo con el paso del tiempo, logrando la adaptación del sistema a este.

Con ello surge la pregunta sobre quién deberá asumir esta alza en los costos marginales, ya sea la misma central generadora o el consumidor final de energía. Otra pregunta relevante es qué se hará con la recaudación de este impuesto, por ejemplo, si se volverá a ingresar al sistema a las fuentes menos contaminantes.

Por último, se observa que al imponer un impuesto de este tipo disminuyen los costos de operación totales del sistema, debido a una mayor entrada de generación en base a ERNC, las que presentan un menor costo variable.

Figura 46: Emisiones totales CO2e, para el escenario base y escenario con impuesto al CO2, Mercado-SING

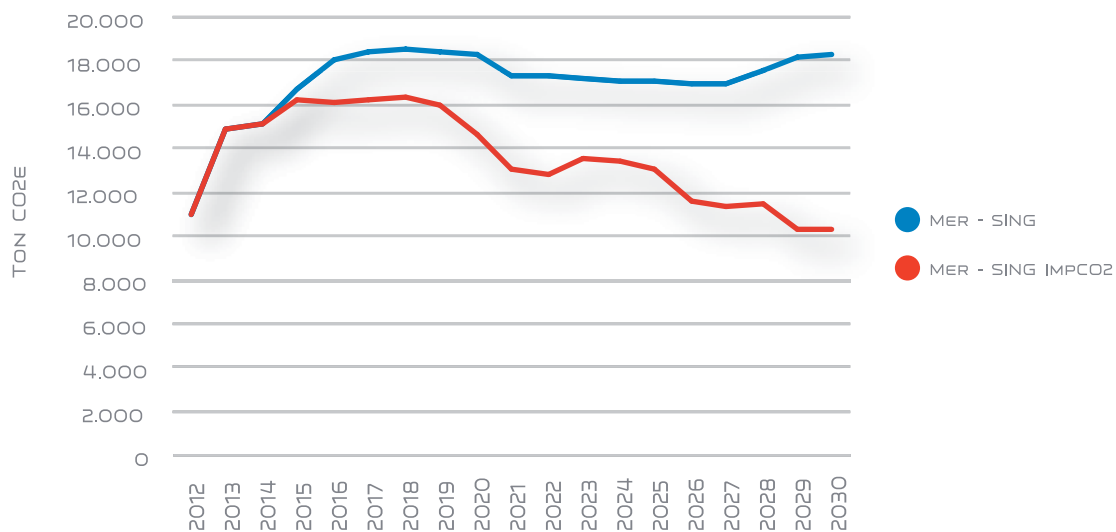


Figura 47: Costos Marginales, para el escenario base y escenario con impuesto al CO2, Mercado-SING

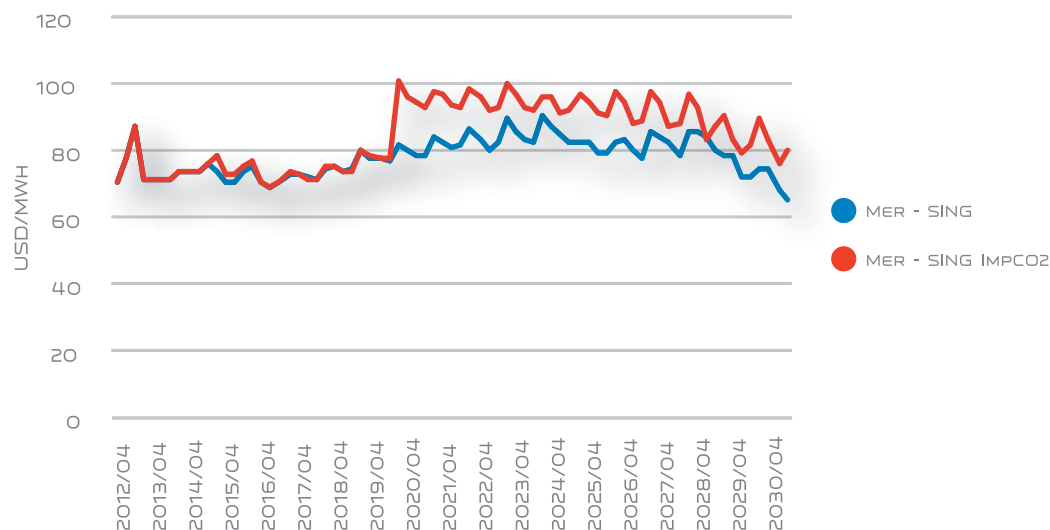


Tabla 14: Indicadores para escenarios Mercado-SIC y ERNC-SIC, caso con impuesto al CO2

	Mer-SIC base	Mer-SIC Imp CO2	ERNC-SIC base	ERNC-SIC Imp CO2	
Costo total	15.105	16.009	14.834	15.345	[Millones US\$]
Costo de operación total	7.727	7.547	5.716	5.313	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	7.133	7.633	8.995	9.491	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	245	237	123	123	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,488	0,522	0,615	0,649	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	65,3	65,9	64,7	64,9	[US\$/MWh]
Costo Marginal	79,5	83,2	70,8	72,7	[US\$/MWh]
Precio monómico	96,6	100,4	88,0	89,9	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	15,3	14,1	17,5	17,5	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,21	0,19	0,16	0,15	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	14,11	12,07	10,59	9,50	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	253,93	217,29	190,60	170,99	[mill ton CO2]
Emisiones NOX total	293,28	280,91	251,05	228,37	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	200,94	168,26	153,88	136,08	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	42,70	41,59	37,56	34,53	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	87,3	91,9	84,8	88,7	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	45,4	48,4	41,6	42,9	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	51.724	52.966	38.675	39.215	[Ha]

Tabla 15: Indicadores para escenarios Mercado-SING y ERNC-SING, caso con impuesto al CO2

	Mercado-SING base	Mercado-SING Imp CO2	ERNC- SING base	ERNC-SING Imp CO2	
Costo total	11.081	12.041	11.325	11.398	[Millones US\$]
Costo de operación total	8.228	7.859	8.730	8.418	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	2.842	3.435	2.579	2.961	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	11	4	16	18	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,600	0,725	0,544	0,625	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	91,7	92,9	93,2	93,6	[US\$/MWh]
Costo Marginal	77,3	82,7	85,4	88,9	[US\$/MWh]
Precio monómico	91,4	96,8	99,4	103,0	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	0,0	0,0	0,0	0,0	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,72	0,59	0,63	0,60	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	17,35	13,68	15,03	14,12	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	312,24	246,20	270,47	254,08	[mill ton CO2]
Emisiones NOX total	323,42	259,46	302,35	281,24	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	295,01	229,65	265,68	246,53	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	38,08	29,71	33,75	31,40	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	113,0	126,9	107,5	113,0	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	63,0	68,9	54,0	57,1	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	6.945	7.298	6.309	6.366	[Ha]

5.6 La interconexión SIC-SING

El gobierno está impulsando la interconexión de los sistemas SIC con el SING, bajo argumentos de beneficios en términos de una mayor seguridad y respaldo para la matriz eléctrica nacional. El proyecto involucra 1.500 MW en corriente continua y en un primer intento se buscó incorporar la interconexión como parte del Estudio de Transmisión Troncal, por medio del cual se fija la de expansión del sistema de Transmisión. Esta idea fue rechazada por el Panel de Expertos, argumentando que se encontraba fuera del marco legal. Actualmente el gobierno busca reimpulsar el proyecto por la vía legislativa. Paralelamente, actores privados (GDF Suez) impulsan en forma independiente un proyecto de interconexión de 1.500 MW entre estos sistemas en corriente alterna.

Es interesante analizar los efectos de una posible interconexión de los sistemas eléctricos SIC y SING. Para ello, se consideró una interconexión SIC-SING para los escenarios Mercado de acuerdo al modelo impulsado por la autoridad, en donde los costos de inversión corresponden a aquellos informados por la Comisión Nacional de Energía para el proyecto. Estos se detallan en el documento metodológico.

Se analizó un escenario de interconexión con tres posibles casos: interconexión con cumplimiento conjunto de los sistemas de la Ley 20.257; interconexión con metas ERNC de 30% al 2030 sin cuotas tecnológicas; e interconexión con metas ERNC de 30% al 2030 incluyendo cuotas por tecnología según se detalla en la sección 5.5.

Bajo el escenario de interconexión SIC-SING cumpliendo la Ley 20.257, se observa que los costos totales disminuyen levemente como resultado de una disminución en los costos de operación y de inversión en generación del sistema, producto de ahorros en la capacidad nueva instalada, la que disminuye en unos 2.000 MW. Como contrapartida, el costo de transmisión, en valor presente, se triplica.

Al establecer una meta de ERNC de 30% al 2030, sea con o sin cuotas tecnológicas, se observa una leve alza en relación al caso base y al de interconexión con Ley 20.257. Sin embargo, los costos de operación disminuyen mientras que los de inversión en generación y transmisión aumentan. En todos los casos los cambios son más marcados para las situaciones con cuotas tecnológicas.

En cuanto a las emisiones, en el caso de interconexión bajo cumplimiento de la Ley 20.257 no se observan grandes cambios. Sin embargo, al establecer escenarios con metas ERNC y cuotas tecnológicas, se produce una disminución en las emisiones producto de la mayor penetración de estas tecnologías que son de menores emisiones.

Tabla 16: Indicadores para escenarios de interconexión (ICx) SIC-SING Mercado

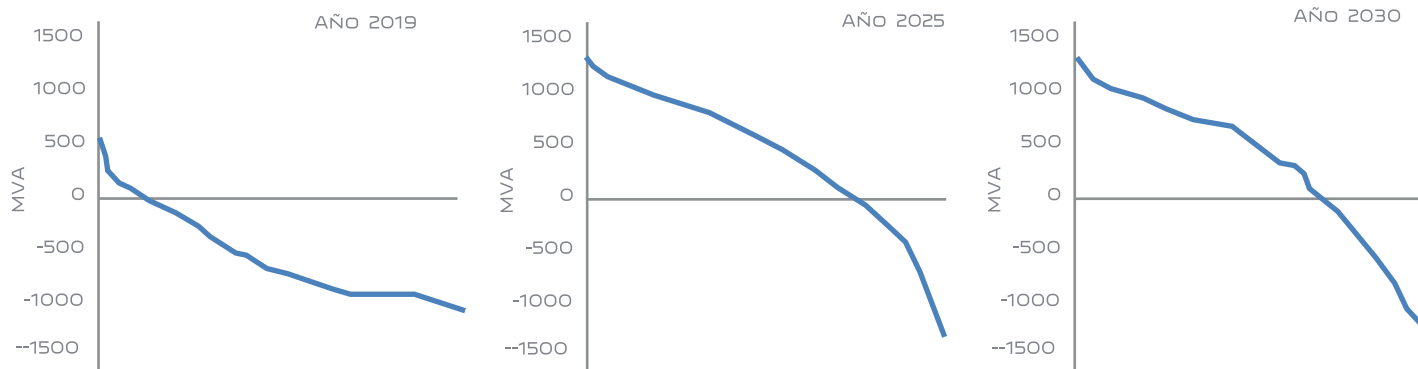
	SIC+SING	ICx Base	ICx 30-30	ICx con cuotas	
Costo total	26.186	26.174	26.321	26.336	[Millones US\$]
Costo de operación total	15.955	15.579	14.259	14.007	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	9.975	9.847	11.232	11.498	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	256	749	830	831	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,515	0,508	0,580	0,594	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	72,4	72,4	72,6	72,7	[US\$/MWh]
Costo Marginal	78,9	76,9	74,9	74,1	[US\$/MWh]
Precio monómico	96,1	94,0	92,1	91,3	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	11,4	9,9	10,6	10,5	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,34	0,34	0,32	0,31	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	31,45	31,29	28,97	28,06	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	566,17	563,14	521,38	505,16	[mill ton CO2]
Emisiones NOX total	616,70	614,59	591,93	560,50	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	495,95	490,63	463,57	446,25	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	80,78	81,01	78,70	74,43	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	84,1	81,8	87,7	90,3	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	42,3	40,7	40,1	40,8	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	58.669	58.944	60.485	61.388	[Ha]

Otro aspecto relevante de analizar en relación a la interconexión, son los flujos de energía en su dirección y magnitud. Se observa que en los primeros años de operación de la línea de interconexión, el flujo es mayoritariamente de norte a sur (flujos negativos). Gradualmente, a partir del año 2021-2022 se comienza a revertir esta tendencia, obteniéndose un flujo mayoritario de sur a norte (flujos positivos), para ya al año 2025 y posteriores consolidarse esta tendencia. Este comportamiento es consistente con la entrada en operación de las grandes centrales hidráulicas de la zona de Aysén. Lo anterior indica que la interconexión alimentaría consumos tanto en el norte como en el sur. La Figura 48 muestra para los años 2019, 2025 y 2030 el comportamiento de estos flujos en términos del porcentaje del tiempo que demuestran determinada magnitud y dirección.

Este tipo de análisis plantea ciertas interrogantes de interés público que requieren ser estudiadas: ¿Quiénes serían los beneficiados con este proyecto de interconexión? ¿Cuáles son los agentes del sistema que deben pagarla? ¿Hay que cambiar el esquema de pagos tradicional de las líneas?

Otro punto relevante que se puede observar al analizar los flujos por la línea de interconexión, es que en el año 2030 se dan eventos aislados de saturación de la línea. Mientras que en el período anterior al 2030 se observan flujos de potencia en torno a los 1.200 MVA, lo que indica conexión operando sin congestión, en el año 2030 se observan flujos de potencia cercanos a la capacidad máxima de 1.500 MVA. Lo anterior plantea la necesidad de analizar la capacidad óptima de la línea de interconexión, incluyendo también en este análisis los criterios adecuados de seguridad para hacer frente a contingencias mayores (criterio N-1).

Figura 48: Dirección de flujos de energía en la línea de interconexión SIC-SING para año 2019, 2025 y 2030²²



Finalmente, la tecnología con la que se desarrolla la línea, que en el caso propuesto por el Ministerio de Energía corresponde a una línea de transmisión en corriente continua, también es tema de interés público. Esta tecnología, si bien presenta un sinnúmero de ventajas en términos de seguridad, estabilidad y costos de inversión, implica un alto costo de conexión con relación a aquel de la corriente alterna, lo cual es relevante para aquellos proyectos que se desean conectar en tramos intermedios alejados de los nodos de conexión. Tal es el caso de pequeños proyectos ERNC ubicados lejos de los nodos, los cuales deberán incurrir en elevados costos por efectos de instalación de las subestaciones requeridas para conectarse a este tipo de tecnología.

22. En los gráficos el eje de las ordenadas indica la magnitud del flujo (en MVA), el cual si es negativo indica un flujo de SING a SIC y si es positivo de SIC a SING. En cuanto al eje de las abscisas, representa el porcentaje del tiempo en que el flujo va en determinada dirección.



5.7 Tasa de descuento y de anualidad

Se identifican dos parámetros fundamentales respecto del valor presente y futuro de los ingresos y costos del modelo. Por un lado está la tasa de descuento, que se utiliza para el cálculo del valor presente de los flujos que ocurren durante todo el horizonte de evaluación por parte del planificador central. Por otra parte está la tasa de anualidad, la cual se utiliza según cada proyecto particular para evaluar sus ingresos y costos según su riesgo.

La tasa de descuento (o de actualización) en los distintos modelos de proyección, es fundamental para determinar el peso que se le da a los costos que se imputan en distintos horizontes de tiempo. En el caso específico de los modelos de planificación energética, repercute directamente en los costos e ingresos de los proyectos y, por lo tanto, en las rentabilidades asociadas a las inversiones que propone el planificador central, lo cual incide en la composición de la matriz y en la operación del sistema.

En la Ley General de Servicios Eléctricos se menciona que la tasa de descuento, utilizada para efectos del Informe Técnico de Precio de Nudo que entrega un precio de desarrollo del sistema en el mediano plazo, debe ser de un 10%. Es por este hecho que en la mayoría de los modelos de planificación del sistema eléctrico chileno se utiliza esta tasa.

Es importante analizar el impacto que tiene el uso de esta tasa en las proyecciones que se realizan y en las señales que se da a los distintos actores. Por ejemplo, en el caso particular de las centrales solares, usar una tasa de descuento mayor en el modelo implica que una variación de los costos de inversión de esta tecnología hacia los últimos años del período de estudio -y que para este caso la tendencia es a la baja- no es tan relevante o no tiene tanto peso como los costos actuales. Casos como este ejemplifican la importancia que tiene la elección del valor de la tasa de descuento en la planificación del sistema en relación, por un lado, a aquellas tecnologías cuyo desarrollo tecnológico se espera en el más largo plazo -y por lo tanto, con una baja en sus costos a futuro- y por el otro lado, el costo de los combustibles cuyas proyecciones indican alzas crecientes en el largo plazo.

Otro punto importante es el impacto de las decisiones del planificador respecto de los costos asociados a grandes proyectos de inversión, ya sea en centrales de generación o en la transmisión. Se debe dilucidar cómo variaciones en la tasa de descuento afectan los flujos de estas inversiones y asimismo sus consecuentes impactos sobre la toma de decisiones y su incorporación en el plan de obras.

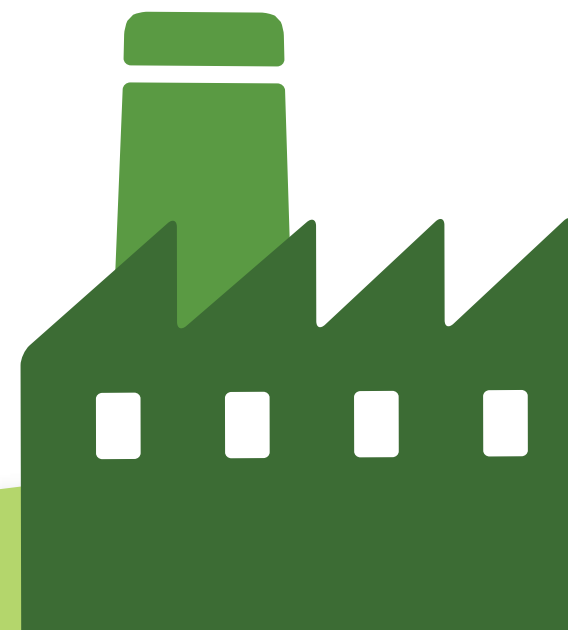
Es por esto que es necesario darle la importancia debida a la tasa de actualización que se utiliza en los modelos de planificación energética, ya que repercute directamente en las tarifas y señales que se dan a los distintos actores del sector eléctrico.

6. Desafíos para un nuevo ejercicio de simulaciones 3.0

El proceso llevado a cabo por la Plataforma de Escenarios Energéticos - Chile 2030 desde el año 2009 ha permitido levantar temas neurálgicos en torno al desarrollo de la matriz eléctrica futura en Chile a partir de la discusión sobre una base técnica con distintos actores del sector. Este proceso de simulaciones, ya en su segunda fase, si bien ha ido perfeccionándose en términos metodológicos y enriqueciéndose con las visiones de un mayor número de actores respecto del primer ejercicio realizado en el año 2009, aún presenta importantes desafíos y posibles mejoras metodológicas para ser consideradas en una nueva fase o ejercicio de simulaciones.

Entre los grandes desafíos identificados a lo largo de las discusiones con el Comité Consultivo, se destacan diversas mejoras en la valoración de los parámetros técnicos y económicos, sobre el alcance de la modelación y la simulación de los distintos escenarios. Entre los más importantes:

- **Disponibilidad de los combustibles y su proceso de abastecimiento:** por ejemplo, casos como los del GNL, en donde se tienen contratos de abastecimiento del tipo *take or pay*, introducen aspectos que no fueron considerados en esta fase y que pueden aportar a la discusión.
- **Costos marginales:** corresponden a un indicador clave del sistema, siendo una referencia utilizada, entre otras cosas para evaluar la rentabilidad de los proyectos y su posible entrada al sistema; para calcular los precios a los consumidores finales; para calcular posibles ganancias o pérdidas de los distintos actores presentes en el sistema; para determinar parte de la remuneración a la transmisión. El costo marginal utilizado en este ejercicio es un costo marginal trimestral enfocado en la planificación de largo plazo. Para toma de decisiones con horizontes de evaluación menor se requiere otro tipo de herramientas complementarias y que se abordan en el siguiente punto. El complemento de modelos de operación de corto plazo con modelos de largo plazo ayuda a entregar un valor más cercano a la realidad de este indicador, considerando siempre que se trata de una proyección y por lo tanto su modelación conlleva cierta incertidumbre.
- **Modelación de la operación de corto plazo:** es un aspecto muy relevante a la hora de recoger las características técnicas de cada tecnología. Aspectos como la variabilidad horaria de las centrales eólicas o la disponibilidad en algunas horas del día de las centrales solares, pueden ser relevantes a la hora del cálculo de indicadores o de señales a los inversionistas. Junto a esto es necesario modelar los criterios de reserva y de partida de las distintas centrales como respaldo a las centrales con generación variable en el tiempo.

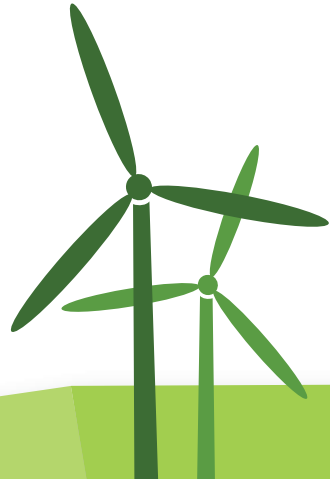


- **Los costos nivelados de la energía:** permiten obtener un costo representativo de la misma para contratos de energía mediante un proceso de licitación competitivo. Modelar y calcular este tipo de costos es relevante a la hora de comparar diversas tecnologías y en cómo estas afectan los precios reales de la energía en el sistema. Este análisis se puede complementar con la obtención de indicadores que reflejen de mejor manera los precios que observa el consumidor final, ya sean clientes libres o regulados.

- **Transmisión:** en el estudio para reducir los esfuerzos computacionales se redujo el sistema a 5 grandes nodos en el SIC y 3 para el SING. Si bien esto no trae mayores consecuencias en la modelación del funcionamiento general del sistema, hay ciertos efectos que no quedan capturados y que podrían ser relevantes para un inversionista que quiera evaluar la factibilidad técnica y rentabilidad de su proyecto. Entre ellos, cuando generadores ubicados en una misma zona geográfica enfrentan en realidad costos de conexión distintos, de las diferencias entre costos marginales resultantes en nodos en zonas geográficamente cercanas, la congestión de tramos puntuales en el sistema de transmisión, mayor detalle en el plan de obras de transmisión y criterios de seguridad en la operación. Para capturarlos, por ejemplo, se debe avanzar en una modelación más exhaustiva del sistema de transmisión troncal considerando todos los nodos que lo componen y las líneas de transmisión que los unen, con su respectiva capacidad y número de circuitos.

- **Externalidades:** una externalidad relevante abordada en este ejercicio fue la relativa a las emisiones de Gases de Efecto Invernadero y su respectiva internalización mediante un impuesto a las emisiones de CO₂. Además, existen otras externalidades no abordadas tales como uso de agua o uso del territorio y que es importante identificar, analizar y discutir los impactos de distintos instrumentos para internalizarlas.

- **Generación distribuida:** los escenarios construidos y evaluados hasta ahora corresponden a escenarios donde las centrales eléctricas inyectan su energía a las grandes redes de transmisión. Se hace necesario avanzar en la incorporación en la modelación de la generación distribuida, donde las centrales están localizadas en los centros de consumo, o cerca de ellos, y se conectan a las redes de distribución o directamente a la demanda.





Anexos

Fuente	Tecnología	2012	2020	2030
Biomasa	Biomasa TV	3.610	3.474	3.350
Biomasa	Biomasa IGCC	2.373	2.263	2.125
Biomasa	Biomasa Co-combustión con carbón	1.300	1.300	1.300
Biomasa	Biomasa CHP	2.299	2.162	2.038
Carbón	Carbón Base(TV SC)	2.078	1.988	1.875
Carbón	Carbón CP (Combustible pulverizado)	2.175	2.075	1.950
Carbón	Carbón CP con CCS	3.355	3.175	2.950
Carbón	Carbón CIF (Lecho fluido circulante)	2.078	1.988	1.875
Carbón	Carbón CCGI (Gasificación integrada)	2.373	2.263	2.125
Carbón	Carbón CCIIG con CCS	3.163	3.013	2.825
Diesel	Petróleo Diesel	500	500	500
Eólica	Eólica Marítima	3.250	2.850	2.350
Eólica	Eólica Terrestre	1.945	1.669	1.492
Gas Natural & (GNL)	Gas Turbina de gas de ciclo abierto	568	568	568
Gas Natural & (GNL)	Gas CCGT (Ciclo combinado)	893	863	825
Gas Natural & (GNL)	Gas CCGT con CCS	1.433	1.363	1.275
Geotérmica	Geotérmica	3.896	3.681	3.413
Hidráulica	Hidro Embalse	2.000	2.000	2.000
Hidráulica	Hidro Pasada	2.000	2.000	2.000
Hidráulica	Hidro ERNC	3.000	3.000	3.000
Mareomotriz	Mareomotriz	3.911	3.556	3.113
Undimotriz	Undimotriz	9.533	6.961	3.747
Nuclear	Nuclear III+	3.966	3.500	3.465
Nuclear	Nuclear IV	3.966	3.500	3.465
Solar	Concentración Solar	5.684	4.665	3.691
Solar	Fotovoltaica	2.110	1.316	1.085

7. Anexos

7.1

Costos de tecnologías

Tabla 17: Costos de inversión en centrales (USD/kW) según cifras nacionales ajustados a tendencias internacionales

Tabla 18: Costos de operación y mantenimiento (USD/MWh) según cifras nacionales ajustados a tendencias internacionales al CO2

Fuente	Tecnología	2012	2020	2030
Biomasa	Biomasa TV	20,4	19,4	18,1
Biomasa	BIGCC	7,7	5,6	3,0
Biomasa	Co-combustión con carbón	20,4	19,4	18,1
Biomasa	CHP	8,5	7,5	5,6
Carbón	Base(TV SC)	3,1	3,1	3,1
Carbón	CP (Combustible pulverizado)	5,0	4,7	4,5
Carbón	CP con CCS	11,5	10,9	10,1
Carbón	CLF (Lecho fluido circulante)	3,1	3,1	3,1
Carbón	CCGI (Gasificación integrada)	8,1	7,8	7,3
Carbón	CCIG con CCS	10,8	10,3	9,7
Diesel	Motor Diesel	14,7	14,7	14,7
Eólica	Marítima	11,9	9,6	8,7
Eólica	Terrestre	11,9	9,6	8,7
Gas Natural & (GNL)	Turbina de gas de ciclo abierto	2,2	2,2	2,2
Gas Natural & (GNL)	CCGT (Ciclo combinado)	3,1	3,0	2,9
Gas Natural & (GNL)	CCGT con CCS	5,0	4,7	4,4
Geotérmica	Hidrotérmica (base)	13,1	13,1	13,1
Hidráulica	Embalse	4,6	4,6	4,6
Hidráulica	Pasada	4,6	4,6	4,6
Hidráulica	Hidro ERNC	6,9	6,9	6,9
Mareomotriz	Mareomotriz	13,4	12,2	10,6
Undimotriz	Undimotriz	13,4	12,2	10,6
Nuclear	Nuclear III+	13,4	13,1	12,8
Nuclear	Nuclear IV	13,4	13,1	12,8
Solar	Concentración Solar	18,0	8,6	8,0
Solar	Fotovoltaica	10,6	5,4	3,4

Tabla 19: Costos de combustibles (USD/MWh)

Tecnología	2012	2020	2030
Biomasa Base	23,1	23,1	23,1
Biomasa BIGCC	15,4	15,4	15,4
Biomasa Co-combustión con carbón	28,2	32,8	34,0
CHP	23,1	23,1	23,1
Carbón Base	37,8	47,2	49,6
Carbón CP (Combustible pulverizado)	31,6	39,5	41,5
Carbón CP con CCS	31,6	39,5	41,5
Carbón CLF (Lecho fluido Circulante)	35,8	44,7	47,0
Carbón CCGI (Gasificación integrada)	32,4	40,4	42,5
Carbón CCIIG con CCS	32,4	40,4	42,5
Petróleo Diesel	144,1	172,6	186,6
Gas Natural (GNL)	56,5	60,4	74,1

7.2 Factores de planta

Tabla 20: Factores de planta para cada una de las tecnologías

Fuente	Tecnología	Rangos	Zonas	2010-2020	2020-2030
Biomasa	Base (TV)			0,85	0,85
Biomasa	BIGCC			0,85	0,85
Biomasa	Co-combustión con carbón			0,85	0,85
Biomasa	CHP			0,60	0,60
Carbón	Base			0,85	0,85
Carbón	CP (Combustible pulverizado)			0,85	0,85
Carbón	CP con CCS			0,85	0,85
Carbón	CLF (Lecho fluido circulante)			0,85	0,85
Carbón	CCGI			0,85	0,85
Carbón	CCGI con CCS			0,85	0,85
Diesel	Motor Diesel			0,85	0,85
Eólica	Marítima			0,40	0,40
Eólica	Terrestre			0,30	0,35
Gas Natural & GNL	Turbina de gas de ciclo abierto			0,90	0,90
Gas Natural & GNL	CCGT			0,90	0,90
Gas Natural & GNL	CCGT con CCS			0,90	0,90
Geotérmica	Base			0,85	0,85
Hidráulica	Embalse			0,80	0,80
Hidráulica	Pasada	> 20 MW	Zona Centro (RM-V-VI)	0,53	0,53
Hidráulica	Hidro ERNC	5-20 MW	Zona Norte (IV)	0,43	0,43
Hidráulica	Hidro ERNC		Zona Centro (RM-V-VI)	0,62	0,62
Hidráulica	Hidro ERNC		Zona Sur (VII-VIII-IX-X-XIV)	0,75	0,75
Hidráulica	Hidro ERNC	0-5mw	Zona Centro (RM-V-VI)	0,71	0,71
Hidráulica	Hidro ERNC		Zona Sur (VII-VIII-IX-X-XIV)	0,73	0,73
Mareomotriz	Mareas			0,27	0,27
Undimotriz	Olas			0,27	0,27
Nuclear	Nuclear III+			0,85	0,85
Nuclear	Nuclear IV			0,85	0,85
Solar	Concentración Solar	12h acumulación		0,60	0,60
Solar	Fotovoltaica			0,24	0,24

7.3 Factores ambientales

Tabla 21: Factores de emisión contaminantes locales

Aplicado a	Contaminantes	Biomasa			Carbón				Petróleo	Gas Natural					
		Biomasa Base	Biomasa BIGCC	Biomasa Co-combustión con carbón	CHP	Carbón Base	Carbón CP (Combustible pulverizado)	Carbón CP con CCS	Carbón CIF (Lecho fluido Circulante)	Carbón CCGI (Casificación integrada)	Carbón CCGI con CCS	Petróleo Diesel	Gas Natural (GNL) TG-CA	GN (GNL) CCGT	Gas Natural (GNL) CCGT con CCS
Existentes (Kg/GWh)	NOx	1600	1067	1416	1600	1420	1178	1189	1420	1217	1217	600	200	133	160
	SO2	80	53	708	80	1310	1087	1097	1310	1123	1123	90	10	7	8
	MP	350	233	232	350	160	133	134	160	137	137	60	20	13	16
Nuevas (Kg/GWh)	NOx	1100	733	785	1100	610	506	511	610	523	523	300	200	133	160
	SO2	80	53	348	80	610	506	511	610	523	523	20	10	7	8
	MP	170	113	119	170	90	75	75	90	77	77	50	20	13	16

Tabla 22: Factores de emisión CO2

Tecnología	Factor (TCO2e/GWh)
Biomasa Base	24
Biomasa BIGCC	24
Biomasa Co-combustión con carbón	622
CHP	24
Carbón Base	1.001
Carbón CP (Combustible pulverizado)	949
Carbón CP con CCS	221
Carbón CLF (Lecho fluido circulante)	963
Carbón CCGI (Gasificación integrada)	737
Carbón CCIG con CCS	192
Petróleo Diesel	779
Gas Natural (GNL) TG-CA	524
GN (GNL) CCGT	436
Gas Natural (GNL) CCGT con CCS	155
Eólica Marítima	14
Eólica Terrestre	11
Geotérmica (Hidrotérmica)	28
Geotérmica (Vapor de roca)	28
Hidro Embalse	7
Hidro Pasada	4
Hidro ERNC	4
Mareomotriz	9
Mareomotriz (Olas)	9
Nuclear III+	14
Nuclear IV	14
Concentración Solar	20
Fotovoltaica	48

Tabla 23: Factores de área intervenida por tecnología

Tecnología	Área intervenida (Ha/MW)
Biomasa Base	0,1
Biomasa BIGCC	0,1
Biomasa Co-combustión con carbón	0,1
CHP	0,1
Carbón Base	0,3
Petróleo Diesel	0,01
Gas Natural (GNL)	0,01
Eólica Terrestre	0,6
Geotérmica	2,7
Hidro Embalse	5,5
Hidro Pasada	0,9
Hidro ERNC	1
Mareomotriz	0,7
Nuclear III+	0,1
Nuclear IV	0,1
Concentración Solar	0,5
Fotovoltaica	1,4

7.4 Demanda de energía

Tabla 24: Proyecciones de demanda de energía SIC y SING

Año	Demanda SIC (GWh)	Crecimiento SIC	Demanda SING (GWh)	Crecimiento SING
2012	46254	6,50%	15488,0	8,50%
2013	49142	6,20%	16463,7	6,30%
2014	52115	6,00%	17361,0	5,40%
2015	55165	5,90%	18497,0	6,50%
2016	58347	5,80%	20180,2	9,10%
2017	61572	5,50%	21565,0	6,90%
2018	64723	5,10%	22879,0	6,10%
2019	67974	5,00%	24117,0	5,40%
2020	71393	5,00%	25408,0	5,40%
2021	74920	4,90%	26744,0	5,30%
2022	78625	4,90%	28098,0	5,10%
2023	82477,6	4,90%	29531,0	5,10%
2024	86519	4,90%	31037,1	5,10%
2025	90758,5	4,90%	32620,0	5,10%
2026	95205,6	4,90%	34283,6	5,10%
2027	99870,7	4,90%	36032,1	5,10%
2028	104764,4	4,90%	37869,7	5,10%
2029	109897,8	4,90%	39801,0	5,10%
2030	115282,8	4,90%	41830,9	5,10%

7.5 Costos de conexión

Tabla 25: Costos y distancias de conexión al sistema troncal

Tecnología	Distancia (km)	Costo conexión (MMUSD)
Solar	10	38,4
Eólica	30	77,0
Biomasa	10	64,3
Hidro	50	133,1
Geotermia	100	461,9
GNL	15	47,7
Carbón	20	43,2
Diesel	3	43,4
Minihidro	50	133,1

7.6 Costos de conexión HidroSur

Tabla 26: Costos de línea de transmisión de proyectos hidráulicos de Aysén

	Línea a Pto. Montt	Línea a Santiago
Costo Subestaciones (USD)	465.000.000	465.000.000
Costo línea de Tx (USD)	1.570.389.344	3.275.000.000
Costo servidumbres (USD)	29.000.000	60.000.000
Total	2.064.389.344	3.800.000.000

7.7 Resultados de las sensibilizaciones

Tabla 27: Indicadores del Escenario Mercado-SIC y sus sensibilizaciones

	Mer-SIC base	Mer-SIC GNL_bajo	Mer-SIC SolOpt	Mer-SIC HSurStgo	Mer-SIC Td6%	Mer-SIC RetGx	Mer-SIC RetTx	Mer-SIC RetGx-Tx	Mer-SIC RetGx_sr	Mer-SIC 30/30	Mer-SIC ImpCO2	Mer-SIC Sin Emb	Mer-SIC VI_cte	Mer-SIC CVNCalto	
Costo total	15.105	14.673	15.228	15.447	18.283	15.788	15.571	15.914	15.930	15.276	16.009	15.778	16.180	15.154	[Millones US\$]
Costo de operación total	7.727	7.519	7.766	8.094	9.345	8.580	8.470	9.229	9.743	6.942	7.547	8.535	7.646	7.798	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	7.133	6.983	7.247	7.234	8.614	6.982	6.975	6.560	5.993	8.029	7.633	7.045	8.234	7.103	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	245	171	215	119	324	226	125	125	194	304	237	198	300	253	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,488	0,477	0,495	0,495	0,589	0,477	0,477	0,448	0,410	0,549	0,522	0,482	0,563	0,486	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	65,3	64,4	65,5	66,0	60,8	66,7	66,2	66,9	67,0	65,6	65,9	66,7	67,5	65,4	[US\$/MWh]
Costo Marginal	79,5	65,5	78,5	79,8	72,7	83,7	80,8	85,1	94,1	74,0	83,2	81,1	80,3	79,5	[US\$/MWh]
Precio monómico	96,6	82,6	95,6	97,0	89,5	100,9	97,9	102,2	111,3	91,2	100,4	98,2	97,5	96,7	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	15,3	8,2	13,8	14,8	13,3	16,2	15,0	14,7	18,4	17,3	14,1	16,6	16,6	15,4	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,21	0,20	0,202	0,215	0,184	0,228	0,238	0,241	0,258	0,181	0,188	0,242	0,212	0,215	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	14,11	13,3	13,2	14,2	11,8	15,3	16,3	16,4	17,7	11,5	12,1	16,7	14,0	14,3	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	253,93	239,9	238,5	256,4	212,2	275,6	293,5	294,6	319,2	207,5	217,3	299,9	252,0	257,5	[mill ton CO2]
Emisiones NOX total	293,28	254,3	270,4	302,2	280,2	339,6	308,8	346,8	352,2	290,2	280,9	371,0	294,1	297,4	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	200,94	165,2	185,5	199,0	169,2	217,0	225,6	227,9	249,6	168,4	168,3	235,5	200,4	203,9	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	42,70	37,3	39,1	44,1	41,6	49,3	44,4	50,0	49,6	43,3	41,6	54,4	42,9	43,3	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	87,3	89,7	91,8	88,3	94,3	89,1	87,6	85,0	79,9	93,5	91,9	89,7	86,4	86,9	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	45,4	48,3	47,1	45,9	48,9	43,5	46,0	43,6	39,3	45,7	48,4	45,3	44,1	45,5	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	51.724	51.614	52.937	51.795	52.966	46.597	45.055	45.062	45.124	47.599	52.966	33.024	51.675	51.082	[Ha]

Tabla 28: Indicadores del Escenario Mercado-SING y sus sensibilizaciones

	Mer-SING base	Mer-SING GNL_bajo	Mer- SING SolOpt	Mer-SING Td6%	Mer-SING RetGx	Mer-SING RetTx	Mer-SING RetGX-Tx	Mer-SING RetGx-sr	Mer-SING ImpCO2	Mer-SING VL_cte	Mer-SIC CVNCalto	
Costo total	11.081	10.276	10.957	14.613	11.211	11.094	11.228	11.168	12.041	11.220	11.154	[Millones US\$]
Costo de operación total	8.228	8.273	7.838	9.800	8.513	8.149	8.434	8.778	7.859	8.929	8.617	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	2.842	1.989	3.117	4.809	2.685	2.939	2.790	2.379	3.435	2.253	2.526	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	11	14	2	3	13	5	5	11	4	38	11	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,600	0,420	0,658	1,014	0,566	0,620	0,588	0,502	0,725	0,475	0,533	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	91,7	87,0	90,9	86,9	92,4	91,7	92,5	92,2	92,9	92,5	92,1	[US\$/MWh]
Costo Marginal	77,3	68,8	76,2	72,2	78,6	77,3	78,8	82,4	82,7	78,4	78,2	[US\$/MWh]
Precio monómico	91,4	82,9	90,3	86,0	92,7	91,4	92,9	96,5	96,8	92,5	92,3	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,72	0,58	0,69	0,634	0,690	0,713	0,685	0,71	0,59	0,772	0,744	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	17,35	14,1	16,33	14,8	16,7	17,1	16,5	17,30	13,68	18,9	18,1	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	312,24	254,4	293,93	267,2	300,1	307,9	297,1	311,47	246,20	340,7	325,9	[mill ton CO2]
Emisiones NOX total	323,42	231,2	307,53	274,3	312,5	320,0	310,0	330,58	259,46	349,1	335,1	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	295,01	195,4	280,79	250,5	281,4	291,9	279,3	298,46	229,65	317,0	305,0	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	38,08	26,6	36,13	32,4	36,3	37,7	36,1	38,34	29,71	41,0	39,5	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	113,0	97,0	110,3	131,7	113,7	113,8	114,4	103,7	126,9	91,4	104,2	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	63,0	57,1	64,8	71,1	61,8	63,3	62,2	55,2	68,9	59,9	62,6	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	6.945	6.462	6.778	7.459	6.799	6.999	6.799	6.454	7.298	5.620	6.312	[Ha]

Tabla 29: Indicadores del Escenario ERNC-SIC y sus sensibilizaciones

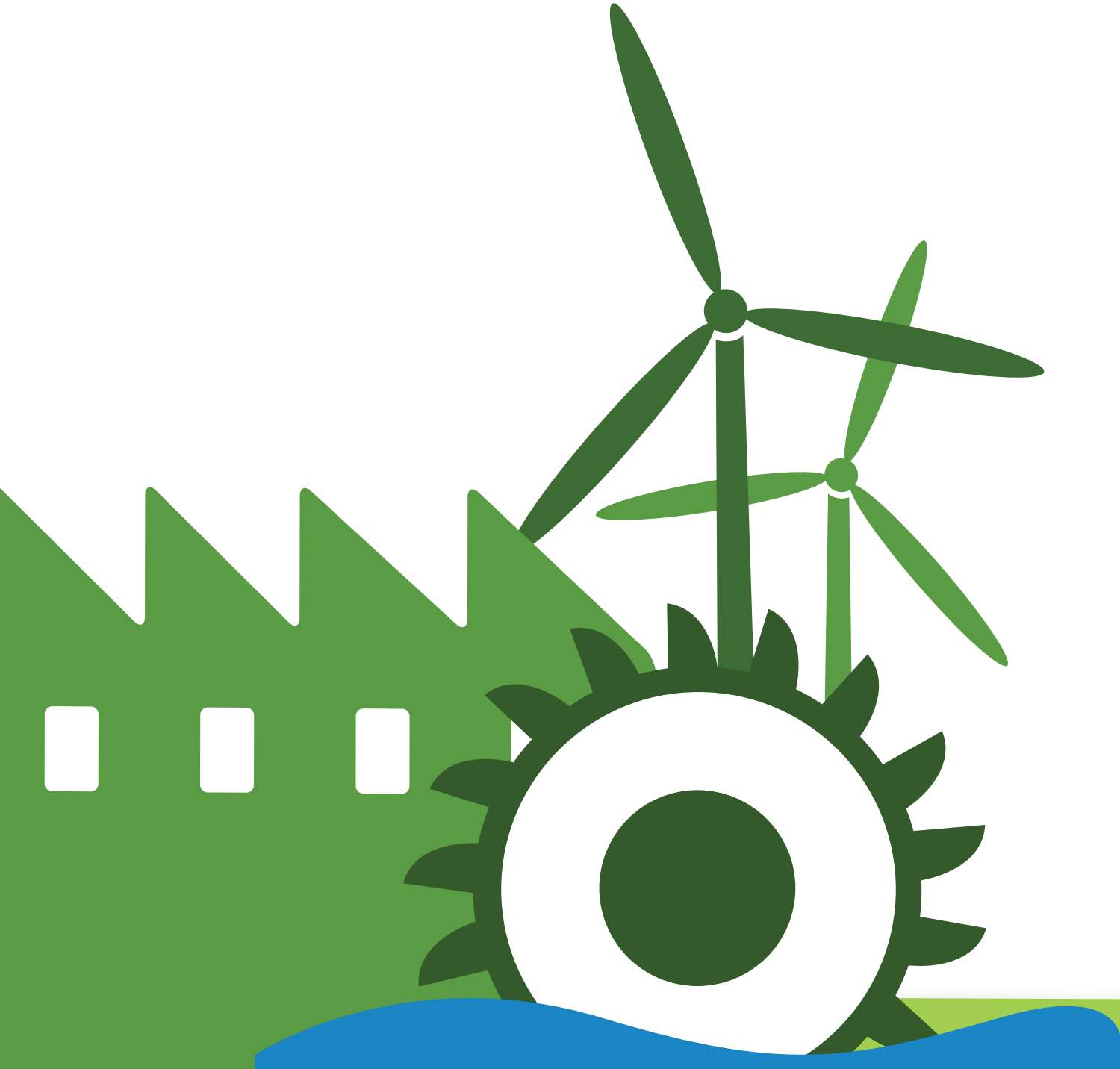
	ERNC-SIC base	ERNC-SIC GNL_bajo	ERNC-SIC SolOpt	ERNC-SIC Td6%	ERNC-SIC RetGx	ERNC-SIC RetTx	ERNC-SIC RetGx-Tx	ERNC-SIC RetGx_sr	ERNC-SIC ImpCO2	ERNC-SIC VLcte	ERNC-SIC CVNCalto	
Costo total	14.834	14.467	14.674	17.076	15.027	15.120	15.307	15.076	15.345	15.516	14.873	[Millones US\$]
Costo de operación total	5.716	5.766	5.571	6.464	6.270	6.012	6.529	6.848	5.313	6.033	6.119	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	8.995	8.555	8.935	10.442	8.617	9.037	8.707	8.126	9.491	9.334	8.623	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	123	145	168	171	140	72	72	102	123	149	131	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,615	0,585	0,611	0,714	0,589	0,618	0,595	0,555	0,649	0,638	0,589	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	64,7	64,0	64,4	59,1	65,1	65,3	65,7	65,2	64,9	66,1	64,8	[US\$/MWh]
Costo Marginal	70,8	64,4	69,5	60,7	75,8	73,9	77,4	81,3	72,7	74,0	74,4	[US\$/MWh]
Precio monómico	88,0	81,5	86,6	77,6	92,9	91,0	94,6	98,5	89,9	91,1	91,5	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	17,5	13,5	18,5	15,8	20,5	16,1	17,0	19,3	17,5	19,9	19,4	[US\$/MWh]
Emissiones CO2/MWh	0,16	0,17	0,16	0,14	0,18	0,16	0,17	0,19	0,15	0,17	0,17	[ton CO2/MWh]
Emissiones CO2/año	10,59	11,13	10,50	9,18	11,46	10,82	11,46	12,52	9,50	11,39	11,22	[mill ton CO2/año]
Emissiones CO2 total	190,60	200,42	189,02	165,25	206,29	194,73	206,28	225,44	170,99	204,95	201,96	[mill ton CO2]
Emissiones NOX total	251,05	260,44	248,59	218,84	266,73	255,78	267,67	287,75	228,37	266,07	263,43	[miles ton NOx]
Emissiones SO2 total	153,88	161,09	151,45	128,97	166,29	157,81	167,21	183,37	136,08	165,77	164,18	[miles ton SO2]
Emissiones MP total	37,56	38,88	37,41	33,38	39,86	38,03	39,61	42,43	34,53	39,70	39,17	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	84,8	81,73	86,2	89,70	85,13	86,88	86,00	81,3	88,7	81,35	82,07	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	41,6	40,93	41,9	43,58	39,99	41,45	40,35	38,9	42,9	40,91	41,08	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	38.675	38.985	39.820	39.672	38.457	36.420	36.341	37.413	39.215	38.563	38.535	[Ha]

Tabla 30: Indicadores del Escenario ERNC-SING y sus sensibilizaciones

	ERNC-SING base	ERNC-SING GNL_bajo	ERNC-SING SolOpt	ERNC-SING Td6%	ERNC-SING RetGx	ERNC-SING RetTx	ERNC-SING RetGx-Tx	ERNC-SING RetGx_sr	ERNC-SING ImpCO2	ERNC-SING VI_cte	ERNC-SING CVNCalto	
Costo total	11.325	10.439	11.035	15.280	11.359	11.333	11.367	11.374	11.398	11.506	11.449	[Millones US\$]
Costo de operación total	8.730	8.311	8.049	8.049	8.822	8.704	8.803	8.856	8.418	9.519	9.131	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	2.579	2.110	2.963	2.963	2.521	2.625	2.560	2.483	2.961	1.973	2.302	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	16	17	24	59	17	4	4	34	18	14	15	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,544	0,445	0,625	0,96	0,532	0,554	0,540	0,524	0,625	0,416	0,486	[Millones US\$/MWh]
Costo medio unitario	93,2	88,2	91,4	89,6	93,4	93,2	93,4	93,4	93,6	95,0	94,0	[US\$/MWh]
Costo Marginal	85,4	73,8	80,7	79,0	86,0	85,6	86,3	85,0	88,9	92,2	86,9	[US\$/MWh]
Precio monómico	99,4	87,8	94,7	92,8	100,0	99,6	100,4	99,0	103,0	106,3	101,0	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,63	0,56	0,59	0,57	0,63	0,63	0,63	0,63	0,60	0,67	0,65	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	15,03	13,66	13,77	13,38	15,06	15,05	15,11	15,12	14,12	16,29	15,45	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	270,47	245,82	247,79	240,82	271,15	270,85	271,93	272,19	254,08	293,29	278,13	[mill ton CO2]
Emisiones NOX total	302,35	231,89	279,78	272,72	303,31	303,94	305,26	304,17	281,24	322,14	309,70	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	265,68	194,47	246,46	240,44	266,52	267,22	268,37	267,27	246,53	281,42	271,81	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	33,75	26,06	31,24	30,45	33,84	33,91	34,05	33,94	31,40	35,93	34,55	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	107,5	98,6	118,8	123,3	105,7	105,6	103,7	105,0	113,0	95,7	101,8	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	54,0	50,0	59,8	62,4	52,3	53,8	52,0	51,7	57,1	48,4	51,8	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	6.309	5.869	6.402	6.403	6.086	5.658	5.653	6.309	6.366	5.586	5.944	[Ha]

Tabla 31: Indicadores del Escenario de Interconexión SIC-SING Mercado y sus sensibilizaciones

	SIC+SING	ICx base	ICx 30-30	ICx 30-30 con cuotas	
Costo total	26.186	26.174	26.321	26.336	[Millones US\$]
Costo de operación total	15.955	15.579	14.259	14.007	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Gx	9.975	9.847	11.232	11.498	[Millones US\$]
Costo de inversión incremental Tx	256	749	830	831	[Millones US\$]
Costo medio de inversión en Gx	0,515	0.508	0.580	0,594	[Millones US\$/MW]
Costo medio unitario	72,4	72,4	72,6	72,7	[US\$/MWh]
Costo Marginal	78,9	76,9	74,9	74,1	[US\$/MWh]
Precio monómico	96,1	94,0	92,1	91,3	[US\$/MWh]
Desv. Stnd. Precio monómico	11,4	9,9	10,6	10,5	[US\$/MWh]
Emisiones CO2/MWh	0,34	0,34	0,32	0,31	[ton CO2/MWh]
Emisiones CO2/año	31,45	31,29	28,97	28,06	[mill ton CO2/año]
Emisiones CO2 total	566,17	563,14	521,38	505,16	[mill ton CO2]
Emisiones NOx total	616,70	614,59	591,93	560,50	[miles ton NOx]
Emisiones SO2 total	495,95	490,63	463,57	446,25	[miles ton SO2]
Emisiones MP total	80,78	81,01	78,70	74,43	[miles ton MP]
Margen de reserva bruta	84,1	81,8	87,7	90,3	% sobre Dmax
Margen de reserva firme	42,3	40,7	40,1	40,8	% sobre Dmax
Área intervenida al 2030	58.669	58.944	60.485	61.388	[Ha]



7.8 Visión de la Asociación de Generadoras de Chile A.G. sobre el Ejercicio de Simulaciones de Escenarios 2030

DOCUMENTO DE ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL PROCESO Y DE DISCUSIÓN DE TEMAS RELEVANTES

La Asociación Gremial de Generadoras de Chile tiene importantes reparos que, en algunos de los casos, incluye a elementos esenciales que afectan criterios técnicos y la modelación utilizada. Se entiende que el modelo pretende representar la realidad de manera simplificada y eso tiene límites y necesidad de supuestos. Sin embargo, en los temas que se detallan más adelante y que fundamentan nuestra posición, la modelación no incorpora elementos muy fundamentales lo que compromete seriamente la robustez y credibilidad de los resultados presentados en este documento. Lo que es peor, pueden afectar negativamente la discusión pública que Escenarios Energéticos 2030 pretende estimular responsable y objetivamente.

En consecuencia, producto de la revisión exhaustiva de la metodología empleada y de las conclusiones extraídas sobre dicha base, del conocimiento del modelamiento asumido en el estudio, de los supuestos utilizados y de los objetivos que esta iniciativa desea alcanzar, la Asociación Gremial de Generadoras de Chile no puede suscribir este estudio ni los resultados alcanzados con la metodología empleada, lo cual esperamos deberá quedar expresamente señalado en el documento respectivo.

Visión de la asociación gremial de generadoras de Chile

AGG ha participado en la discusión orientada al desarrollo del estudio contenido en este documento. Como iniciativa propia, y junto con sus asociados solicitó, en una etapa temprana del estudio, discutir los temas de modelación, pues en su opinión esta debía responder aceptable y fundamentalmente a criterios técnicos claves de despacho, esto en la etapa de simulación de la operación. En el entendido que no existe en el mercado un modelo que permita por un lado realizar la planificación de la inversión en generación y transmisión y por el otro, realizar simulaciones de la operación considerando las restricciones más relevantes a las que está sometida la operación del parque generador y transmisor, AGG propuso someter los resultados del modelo de planificación que se utilizaría (finalmente se decidió utilizar el modelo PET) a pruebas de stress utilizando una herramienta ad hoc, de manera de internalizar en los resultados de la simulación de la operación aquellas restricciones que el modelo de planificación no considera. Esto resulta sumamente relevante para poder hacer los ajustes necesarios a los planes de obras y simulación que se originan del modelo de planificación, el que por sus características y objetivos no contempla variables de la operación que repercuten en la forma que efectivamente se realiza, o de la manera más aproximada posible, el abastecimiento de la energía eléctrica.

Posteriormente, en instancias finales de la etapa de simulación, y con el afán de comprobar que los resultados del estudio, en opinión de AGG y sus asociados, fueran un insumo con las características deseadas, se solicitó una presentación explicativa a los profesionales consultores encargados de las simulaciones. En esta instancia se logró tener mayor comprensión y detalle de los aspectos de modelación considerados en la obtención de los resultados, así como los fundamentos principales para formarse una opinión acabada sobre éste y emitir sus comentarios.

Los comentarios representan la visión y conocimiento de un grupo de profesionales con amplia experiencia en los mercados de la electricidad y de los combustibles, tanto desde el punto de vista de la planificación como de la operación técnica y comercial. Al no haber podido ser incluidos en la etapa final de la modelación, llevaron a la AGG a tomar la decisión de no respaldar este ejercicio de modelamiento.

Comentarios al estudio

Estos se han enfocado principalmente hacia aquellos temas donde AGG y sus asociados consideran fundamentales para exponer un resultado serio y que signifiquen un aporte sólido a la discusión sobre energía en el país. Consideramos indispensable señalar en el documento final del estudio dichos cuestionamientos en cada una de las definiciones y criterios utilizados, de modo de facilitar a los lectores su comprensión, alcances y limitaciones.

Los comentarios de la AGG y sus asociados se dividen en los distintos ámbitos del estudio.

1. Respecto de los datos de entrada

AGG, dado lo extenso del periodo de tiempo de análisis (hasta el 2030), en su oportunidad propuso la utilización de datos actualizados y constantes en dicho período de análisis, pues adoptar cualquier proyección, con la tendencia que esta fuera, requeriría asignarle a ésta algún valor de probabilidad de ocurrencia. La propuesta de AGG se consideró finalmente como parte de una sensibilización frente a un caso base que supone, en general, datos proyectados promedio de distintas fuentes.

Es importante mencionar que el nivel de actualización, la robustez o grado de consenso técnico de los datos y sus proyecciones, así como la dispersión de las fuentes de información que se utilizan en cualquier estudio de estas características u otras, condicionan fuertemente los resultados.

Al observar los costos utilizados en las inversiones se aprecian fuertes diferencias con las realidades de los últimos proyectos que se han realizado en el SIC. Costos de mano de obra, mayores exigencias ambientales, servidumbres, costos de obras civiles y del acero, han encarecido sustancialmente los proyectos, lo que no se ha visto reflejado en este estudio.

En particular podemos mencionar que costos de inversión hidroeléctricos del orden de 2.000 US\$/kW (3.000 US\$/kW en el caso de centrales mini hidráulicas) con factores de planta de 85%, son parámetros que definitivamente no encontramos en el país, o corresponden a proyectos muy puntuales e irrepetibles. En nuestra opinión, suponer estas características para el desarrollo de casi 6.900 MW hidroeléctricos en el escenario definido bajo los denominados "criterios inversionistas" no es realista, por lo que se hace necesario revisar y actualizar los costos de inversión a valores más acordes con las actuales condiciones de mercado.

El mismo comentario anterior se aplica para todas las tecnologías contempladas en el Estudio, ya que, por ejemplo, los costos de inversión en fotovoltaico de 2.110 US\$/KW al 2012, 1.249 US\$/KW al 2020 y 1.085 US\$/KW al 2030 son menores a los que se observan en la realidad. Este aspecto es de gran relevancia en todos los escenarios (SIC y SING bajo "criterios inversionistas" y ERNC). Sin embargo, en el caso ERNC- SING es fundamental. Para costos de solar PV y proyecciones se pueden revisar "Cost and performance data for power generation technologies", National Renewable Energy Laboratory, febrero 2013; "Sun Shot Vision Study", U.S. Department of Energy 2012; "Levelized Cost of New Generation Resources", U.S Energy Information Administration 2013.

Por su parte, factores de planta de centrales eólicas utilizados del orden de 30% a 35%, son mayores a los que se observan en la práctica, que rondan más bien en el rango del 25%. Esta diferencia tiene efectos muy relevantes.

Adicionalmente, es necesario considerar un factor de correlación positivo entre dichos factores de planta.

En el caso de estudio ERNC- SIC aparece la incorporación de cerca de 5.000 MW de geotermia al 2030 (casi 400 MW anuales a partir del 2018 en este escenario), lo que en nuestra opinión no es factible de lograr dado, entre otros factores, el alto costo y riesgo que significan este tipo de proyectos en Chile. En efecto, las distancias de las potenciales fuentes de geotermia a los sistemas de transmisión, sumado a los altos costos de perforación en cordillera y a la baja disponibilidad de la tecnología para realizar esta actividad (perforaciones muchas veces exploratorias), hacen inviable, hoy en día en el país, un porcentaje alto del potencial estimado a nivel nacional.

Con respecto a la definición del potencial geotérmico efectivo y factible de desarrollar en el escenario ERNC- SIC, evidentemente se requiere un mayor análisis de los antecedentes disponibles, pues no resulta suficiente hacer esta definición únicamente usando como base la información de las concesiones solicitadas para la prospección de potencial, muchas de las cuales pueden incluso resultar meramente especulativas. Se recomienda utilizar algún criterio objetivo para reducir el potencial máximo de geotermia de modo de que el escenario ERNC- SIC resulte con un aceptable nivel de factibilidad.

Un punto relevante en la decisión de definir el caso con "criterios de mercado" es reconocer la forma de cómo opera y cómo operará el mercado de venta de combustibles fósiles para generación eléctrica. Si bien existen casos como el Diesel (WTI o Brent) y el Carbón (API4 o API2) en donde el mercado chileno es capaz de acceder a los precios internacionales de dichos commodities, también es relevante considerar que un caso base debe reconocer que no ocurre lo mismo al acceder a precios internacionales de GNL.

La contratación de GNL responde más bien a acuerdos de largo plazo que contemplan compromisos tanto de transporte, suministro y regasificación. Esta estructura de contratos define costos fijos importantes que asumen los contratantes. Son estos costos los que no se han incluido en el estudio. Esquemas como los contemplados en el estudio (que considera variable el costo total de suministro de GNL con valores relativamente bajos de este costo) conlleva a consignas de operación que son técnica y económicamente inviables, pues al no asumirse los costos fijos, asociados a valores bajos de costo variable del GNL, tampoco se estaría asumiendo las inflexibilidades en la operación que ello significa. Por otra parte, un esquema de costo de suministro de GNL únicamente variable, como el contemplado en el estudio, conlleva a definiciones de precios del GNL mucho más altos que los definidos en este último (contratación interrumpible o flexible -spot- significa en el mercado de GNL precios del gas más altos).

Por lo tanto, se debe ajustar la metodología de modelación de modo de poder reflejar los verdaderos costos de GNL puesto en Chile y que son factibles de obtener dadas las características de nuestro mercado. Ello no se ha hecho en este ejercicio.

2. Respecto de la modelación

Todo análisis de la operación futura, en particular cuando se contempla un desarrollo conjunto de tecnologías no convencionales como convencionales en un sistema con características de hidro-térmico, como es el caso del SIC, debe considerar, en un grado aceptable al menos, las distintas variables que condicionan el despacho, tales como: demanda horaria, colocación de generación horaria, precios de suministro de combustibles para centrales térmicas, capacidades de regulación de energía embalsada, restricciones de transmisión, regulación de frecuencia, entregas de riego, información semanal o mensual de afluentes por hidrología y la conexión temporal entre años consecutivos tanto en el proceso de simulación como en el de optimización, entre otros. Estas características son fundamentales para que los resultados obtenidos tengan cierta lógica realista y atributos técnicos considerables.

El modelo PET utilizado en el estudio, es una herramienta construida para definir planes preliminares de inversión en obras de generación y transmisión. Dadas sus características y restricciones no es una herramienta útil para proyecciones de la operación futura, pues el modelo ha sido diseñado para adaptar a gran escala el desarrollo de un sistema eléctrico, bajo una serie de supuestos simplificados, y no para determinar el despacho de la generación sujeto a restricciones del sistema, por lo que en nuestra opinión no cumple, por sí solo, las características deseables para el objetivo del estudio realizado. Diversos análisis realizados han mostrado diferencias importantes en, por ejemplo, los costos marginales al compararse los obtenidos utilizando el PET con los obtenidos con el PLP. Este último es un modelo usado ampliamente en el sector de generación para modelar la operación del sistema eléctrico. Las diferencias se pueden extrapolar a los costos de abastecimiento y a la seguridad de la operación resultante, entre las de mayor impacto (un ejemplo ilustrativo de los inconvenientes que conlleva la modelación realizada es que los resultados del caso SIC bajo "criterios inversionistas" no reflejan un equilibrio hidro-térmico adecuado. En este escenario se considera un ingreso de más de 8.300 MW hidroeléctricos -convencionales y centrales minihidroeléctricas-, que no se equilibran adecuadamente con un ingreso de capacidad térmica que permita sortear con éxito las situaciones de sequía).

Por lo anterior, y en conocimiento de las alternativas de modelos existente en el mercado, como se indicó anteriormente, AGG recomendó en su oportunidad la necesidad de complementar los resultados del modelo PET con la utilización de otro modelo que permitiera definir y analizar la correcta simulación del sistema eléctrico, utilizando los resultados preliminares del PET y agregando una modelación con las restricciones técnicas y económicas del sistema. Resulta por tanto necesario que el ejercicio se complete realizando una simulación con un modelo de operación económica más detallado (al menos los casos bases con "criterio inversionista" y ERNC). Se pueden utilizar modelos como el OSE, PLP o SDDP. Solo con este ejercicio adicional se podrán entregar señales de costos marginales, y su dispersión, generación térmica, emisiones de CO₂, entre otros, que respondan de manera más fidedigna a la realidad y por lo mismo menos cuestionables por la opinión técnica a la que dichos resultados estarán sometidos.

En este caso, solo se podrían reportar los planes de obras resultantes de la modelación con PET, pues los que tienen que ver con la operación del sistema adolecen de baja consistencia técnica y económica.

Solo utilizando un modelo de simulación de la operación económica, como se propone en el punto anterior, permite realizar un chequeo más estricto de las rentabilidades o sustentabilidad del negocio de generación de cada tecnología o planta, ya que de forma contraria se estará construyendo un plan de obras "irreal" desde el punto de vista de un inversionista. Si alguna de esas plantas no es capaz de cubrir sus costos fijos y variables de operación, no se desarrollará o se cerrará tempranamente. La teoría no permite asegurar la rentabilidad de estas unidades, de tan diversas tecnologías y estructuras de costos, solo por el costo marginal de energía y el cargo por potencia. En todo caso, con los resultados ya obtenidos con el modelo PET, en una primera instancia es necesario realizar este chequeo de rentabilidades, pues en nuestra opinión los costos marginales arrojados por el modelo para los distintos casos no parecen ser suficientes para cubrir los costos de inversión y operación de las centrales incluidas en los distintos planes de obras, y mucho menos para cubrir los costos de las centrales ERNC incluidas en ellos. Para que la solución sea factible se requiere un equilibrio financiero para cada una de las nuevas centrales indicadas por el modelo, ejercicio que no se realizó.

Desde el punto de vista metodológico, se observa que el modelo PET finalmente no determina autónomamente los planes de obras, sino que utiliza una primera señal de momento de inversión entregada por los "escenaristas" (Universidad Adolfo Ibáñez y Chile Sustentable) condicionándose así los resultados del modelo. El esquema utilizado resulta altamente discutible. El modelo PET ha sido diseñado con la lógica de optimizar los planes de obras, y esa es la principal característica por la que se aprobó su utilización en este estudio. La metodología utilizada no hace más que sesgar las decisiones del modelo, que al final resultan en ordenar en el tiempo las centrales previamente definidas.

Por otra parte, los escenarios definidos bajo "criterios inversionistas" consideran la utilización de distintas tasas de rentabilidades exigidas a las inversiones dependiendo de la tecnología. Ello no representa el método de decisiones de inversión utilizado normalmente.

Las centrales a Gas Natural en Ciclo Combinado (C.C.) son unidades construidas para operar en base y no como respaldo, tanto por razones económicas como técnicas. En el plano económico, el costo fijo de operación de un C.C. es extremadamente alto (casi 100% del total) ya que incorpora no solo la inversión de la unidad generadora y su conexión, sino también el pago fijo por la planta regasificadora (en el caso de GNL), el gasoducto y el Take or Pay (ToP) de gas. Considerar alguno de estos costos como variables supone un alza considerable de precios, si es que existe la tarifa interrumpible para tal efecto. Debe considerarse que un suministro de GNL al precio spot o con mayores flexibilidades es significativamente mayor a un contrato ToP.

En el plano técnico, son unidades que no pueden parar en horas de madrugada y "empuntar", o tener múltiples detenciones en una semana. El esfuerzo térmico para estas máquinas, tanto en su fase de Turbina a Gas como en la fase a Vapor no permite soportar estas variaciones (no están construidas para eso). Todos los C.C. actuales tienen mínimos técnicos bastante elevados y restricciones del número de detenciones en una semana. Para comprobar esto basta ver las restricciones impuestas hoy en la operación al CDEC-SIC.

Por lo anterior, estas máquinas no serán el respaldo horario de las ERNC (solares y eólicas) que se incorporan, de acuerdo a los resultados que se han obtenido en el estudio. Estas unidades operarán en base o no lo harán. Por lo que su modelación correcta llevará inevitablemente a aumentar la necesidad de Diesel en los escenarios de fuerte penetración ERNC, exceptuando cuando se trate de generación geotérmica.

Las centrales de C.C. deben ser modeladas como centrales despachadas en operación de base, es decir, sin intermitencia como se ha adoptado en el estudio (en estricto rigor el estudio supone mínimos técnicos bajos para este tipo de centrales). Alternativamente, debe incluirse el mayor costo de operación en que incurre el sistema por mantención y pérdida de eficiencia de las centrales térmicas, así como también la esperada mayor inversión y operación de centrales Diesel para el respaldo de las centrales de ERNC.

3. Respecto de los resultados

La revisión de los resultados obtenidos en el estudio justifica los cuestionamientos anteriores a la modelación y que lleva a la AGG a la no suscripción de este estudio.

A continuación, en base a los resultados de los escenarios bases con "criterio inversionista" y ERNC del SIC y SING se indican las principales observaciones que la AGG y sus asociados hacen a dichos resultados.

Escenario SIC "criterio de mercado" - Caso Base

- El plan de obras solo incluye, en forma adicional a la capacidad actualmente instalada, 319 MW a carbón desde el 2013 hasta el 2030, cifra que parece a todas luces demasiado reducida si se pretende asegurar la sostenibilidad, seguridad de suministro y competitividad de la generación.
- Se observa también un total de 6.706 MW hidroeléctricos adicionales, lo que refuerza el comentario anterior al afectar el necesario equilibrio hidro-térmico que permita sortear con éxito los períodos de sequía.
- Se agrega un total de 913 MW de tipo solar, lo que parece demasiado alto, dado que se trata de una tecnología cuya competitividad es relativa, y cuyo factor de planta es reducido.
- Además se agregan 660 MW de centrales tipo minihidráulicas, lo que también parece demasiado alto, dado que también se trata de una tecnología que involucra costos de inversión muy altos, sobre todo en transmisión.
- El costo marginal esperado de 79,5 US\$/MWh, no parece suficiente como para rentar las inversiones ERNC en centrales minihidráulicas, solares y eólicas.

Escenario SING "criterio de mercado" - Caso Base

- El plan de obras incluye 1.613 MW adicionales en centrales a carbón, desde el 2013 hasta el 2030, lo que parece muy bajo en relación al monto total de instalación de 6.595 MW (solo un 25% de la nueva capacidad sería a carbón).
- Se incluyen también un total de 1.145 MW de tipo solar, lo que parece demasiado grande, dado que se trata de una tecnología cuya competitividad es relativa y cuyo factor de planta es reducido.
- Se agregan 2.440 MW de tipo eólico, lo que también parece demasiado grande, dado que también se trata de una tecnología cuya competitividad es relativa, y cuyo factor de planta es reducido.
- El costo marginal esperado de 77,3 US\$/MWh, no parece suficiente como para rentar las inversiones ERNC de tipo solar y eólico.

Escenario ERNC - SIC - Caso Base

- El plan de obras incluye solo 242 MW en centrales a carbón desde el 2013 hasta el 2030, lo que parece demasiado bajo en relación al monto total de instalación de 10.091 MW (menos de un 2,4% de la nueva capacidad sería a carbón). Ello compromete seriamente el respaldo necesario para fuentes ERNC.
- Se agregan además un total de 915 MW de centrales de tipo solar, lo que parece demasiado grande, dado que se trata de una tecnología cuya competitividad es relativa, y cuyo factor de planta es reducido.
- Adicionalmente, se instalan 1.426 MW de centrales tipo eólicas, lo que también parece demasiado grande, dado que también se trata de una tecnología cuya competitividad es relativa, y cuyo factor de planta es reducido.
- A lo anterior se debe agregar la incorporación de 924 MW de centrales de tipo mini hidráulicas, lo que también podría ser demasiado grande, dado que se trata, también, de una tecnología que involucra costos de inversión muy altos, sobre todo en transmisión.
- En este escenario se agregan al plan de obra 4.969 MW de geotermia, lo que parece demasiado alto, dado que se trata de una tecnología aún no explorada en Chile. Se debe aclarar la fuente de donde se origina el supuesto de que en el país hay un potencial de casi 5.000 MW en geotermia.
- El costo marginal esperado de 70,8 US\$/MWh, no parece suficiente como para rentar las inversiones ERNC en centrales minihidráulicas, geotérmicas, solares y eólicas.

Escenario ERNC - SING - Caso Base

- En este caso el plan de obra incluye 0 MW en centrales a carbón y solo 1.053 MW a GNL, desde el 2013 hasta el 2030. Se trata de una situación en extremo cuestionable dadas las necesidades de abastecimiento de la demanda en el SING.
- Se adicionan a la oferta de generación un total de 4.037 MW de centrales solares, lo que parece demasiado grande, dado que se trata de una tecnología cuya competitividad es relativa, y cuyo factor de planta es reducido. Además, existen informes del CDEC SING donde quedan en evidencia las limitaciones del sistema para la incorporación de este tipo de fuentes que son largamente superadas por esta oferta proyectada.
- Adicionalmente se agregan 1.177 MW de centrales de tipo eólicas, lo que también parece demasiado grande, dado que también se trata de una tecnología cuya competitividad es relativa, y cuyo factor de planta es reducido.
- El costo marginal esperado de 85,4 US\$/MWh, no parece suficiente como para rentar las inversiones ERNC en centrales solares y eólicas.

Escenarios Energéticos



Chile 2030

Tecnologías
Centrales

transmisión

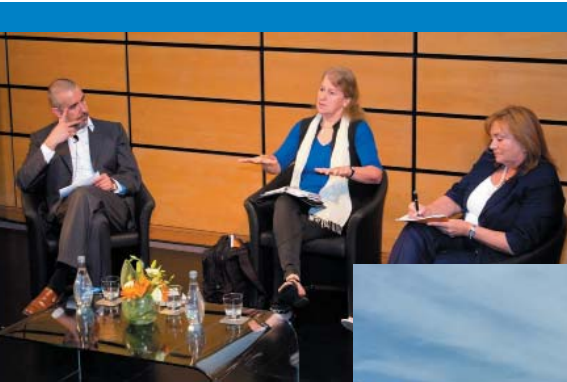
Medio
Monómico
Proyectos

Mercado-SIC
Capacidad
GNL
Inversión

ERNC-SIC



Operación
Ton
Hidro



Margen
Modelo
Costos

Chile



Operación
Conexión

Generación

Sistema

Carbón

Sistema

CO2

Potenciar

Escenarios

ERC
Caso

E m i s i o n e s

Solar

Biomasa

Reserva



Esta publicación fue realizada gracias al apoyo de Transelec S.A.