

ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL ROL DEL GAS EN LA TRANSICIÓN ELÉCTRICA DE CHILE

Informe Final

2023-AGN-01

Documento Público

Preparado para:



Marzo de 2024

ISCI INSTITUTO
SISTEMAS COMPLEJOS
DE INGENIERÍA

**Instituto Sistemas Complejos de la
Ingeniería**
República 687
Santiago, Chile
www.isci.cl

SPEC 
energy | data | innovation

Consultora SPEC
Los Militares 5885, Oficina 803
Las Condes, Santiago, Chile
info@spec.cl | +56 2 2944 4636

Tabla de Contenido

<u>1</u>	<u>DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ESTUDIO.....</u>	<u>6</u>
1.1	INTRODUCCIÓN	6
1.2	OBJETIVO GENERAL.....	6
<u>2</u>	<u>ENFOQUE METODOLÓGICO GENERAL.....</u>	<u>7</u>
2.1	ETAPA 1: DATOS DE ENTRADA	8
2.2	ETAPA 2: EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO.....	8
2.3	ETAPA 3: ANÁLISIS OPERACIÓN ECONÓMICA	10
<u>3</u>	<u>SUPUESTOS Y DATOS DE ENTRADA.....</u>	<u>14</u>
3.1	COSTOS DE INVERSIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.....	14
3.2	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA Y ELECTRIFICACIÓN.....	15
3.3	PROYECCIONES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES	18
3.4	ELECCIÓN DE ESCENARIOS HIDROLÓGICOS.....	20
3.5	CRONOGRAMA DE RETIRO DE CENTRALES A CARBÓN.....	23
3.6	EXPANSIÓN DE MEDIANO PLAZO 2021-2025	24
3.7	EXPANSIÓN EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN	26
3.8	OBJETIVOS DE EMISIONES DE CO ₂ PARA EL SECTOR ELÉCTRICO.....	27
<u>4</u>	<u>CASOS DE ESTUDIO.....</u>	<u>28</u>
<u>5</u>	<u>RESULTADOS</u>	<u>29</u>
5.1	CASO BASE	29
5.1.1	EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO.....	29
5.1.2	GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA.....	31
5.1.3	INDICADORES SISTÉMICOS.....	35
5.1.4	COSTOS MARGINALES.....	36
5.2	SENSIBILIDADES	37
5.2.1	SENSIBILIDAD 1	37
5.2.2	SENSIBILIDAD 2.1 ADELANTAMIENTO CIERRE CENTRALES A CARBÓN.....	38

5.2.3	SENSIBILIDAD 2.2 RETRASO PROYECTOS DE TRANSMISIÓN	39
5.2.4	SENSIBILIDAD 3: RETIRO CENTRALES A GAS.....	40
6	<u>CONCLUSIONES</u>	47
ANEXO A	<u>MODELAMIENTO DE CONSUMOS ADICIONALES</u>	48
A.1	ELECTROMOVILIDAD.....	48
A.2	HIDRÓGENO VERDE	49
ANEXO B	<u>DETALLE COSTOS DE COMBUSTIBLE POR CENTRAL</u>	52
ANEXO C	<u>DETALLE OBRAS DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN</u>	53
ANEXO D	<u>DETALLE CRONOGRAMA CIERRE CENTRALES A CARBÓN</u>	57

(ESTA PÁGINA HA SIDO DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE)

1 Descripción general del estudio

1.1 INTRODUCCIÓN

A nivel global, los gobiernos están implementando estrategias de descarbonización y transición hacia sistemas energéticos sostenibles para atender la crisis climática y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Estas iniciativas han presentado un foco importante en el sector eléctrico, reconocido por su capacidad significativa para reducir emisiones mediante la adopción de tecnologías de generación renovable, cuya eficiencia y costo-beneficio mejoran constantemente. Adicionalmente, la estrategia de transición de varias naciones contempla el cese gradual de centrales termoeléctricas a carbón, las cuales presentan altas tasas de emisiones por MWh generado, reafirmando así el papel vital del sector eléctrico en el combate al cambio climático.

La evolución hacia una red eléctrica con emisiones neutrales o mínimas demanda una integración extensiva de fuentes de energías renovables. Este cambio facilita la extensión de la descarbonización a otros ámbitos económicos mediante la electrificación de la demanda energética, con la transformación del sector transporte como ejemplo prominente. Sin embargo, la completa carbono neutralidad exige el fomento de tecnologías habilitantes, tales como sistemas de almacenamiento de energía y la implementación de gestión de demanda. Este avance progresivo necesitará tiempo para su plena ejecución. Durante este periodo de transición, la dependencia de combustibles fósiles persistirá en el sistema eléctrico, lo que amerita un examen minucioso.

En este marco, es crucial analizar el rol que desempeñará el gas natural, aún siendo un combustible fósil, dentro de la matriz eléctrica, mientras las tecnologías de almacenamiento se desarrollan y despliegan.

1.2 OBJETIVO GENERAL

El objetivo general del estudio consiste en realizar proyecciones del desarrollo futuro del sistema eléctrico chileno bajo distintos escenarios de mercado, con el fin de identificar y cuantificar la participación de la generación en base a gas para un horizonte de evaluación 2024-2040.

A nivel específico, este estudio tiene por objetivos:

- Determinar distintos escenarios de expansión de largo plazo del sistema, considerando inversiones en generación, almacenamiento, y transmisión.
- Realizar estudios detallados de la operación del sistema eléctrico a fin de identificar la participación/utilización del gas en dichos escenarios, junto con otras métricas de interés.

2 Enfoque metodológico general

En vista del objetivo general y específicos del estudio, el Consultor ha desarrollado una metodología basada en la aplicación de distintas herramientas/modelos computacionales, que permite analizar distintos aspectos asociados a la participación del gas en la transición eléctrica del país. Esta metodología se ha separado en 4 pasos, los cuales se presentan de manera gráfica en la Figura 1 y se detallan a continuación.



Figura 1. Estructura conceptual de la metodología.

- Definición de supuestos:** consiste en la recopilación de información técnica y económica que permita caracterizar la evolución del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tanto en el corto, mediano y largo plazo. En base a esta información, el Consultor ejecutará las distintas simulaciones computacionales en las etapas siguientes. En este estudio en particular, se utilizan datos de entrada compatibles con los estudios de la autoridad (esto se explicará en mayor detalle más adelante).
- Determinación del plan de obras:** esta actividad tiene por objetivo determinar las obras más competitivas a nivel nacional, tanto de generación como transmisión y almacenamiento, necesarias para abastecer la demanda eléctrica en el largo plazo. El equilibrio de mercado determinado dependerá de la definición de supuestos considerados en el paso anterior.
- Manejo del agua:** dadas la relevancia de la hidroelectricidad en Chile, no sólo en términos de generación sino por la prestación de servicios de flexibilidad, es relevante determinar la colocación óptima del agua embalsada a lo largo del año ante escenarios de incertidumbre hidrológica.
- Despacho económico:** en base a la infraestructura de generación y transmisión disponible, además del estado de los distintos embalses, junto con las restricciones que afectan al SEN, se ejecutan simulaciones de despacho económico. Con el objetivo de capturar correctamente la dinámica del SEN, las simulaciones se ejecutan con una resolución horaria y se representan de forma precisa las restricciones que afectan al parque térmico, entre otras restricciones que afectan en la operación segura y económica del sistema nacional (denominada restricciones de predespacho o *unit commitment*).

Nótese que la etapa 2 está orientada a un análisis prospectivo de la evolución de la matriz energética/eléctrica a futuro (largo plazo) mientras que la ejecución de los **pasos 3 y 4, corresponde a una mímica de lo realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional en términos de la operación del sistema**, y a juicio del Consultor representa el **estado del arte a fin de realizar proyecciones técnicas y económicas** de los sistemas eléctricos de potencia.

A continuación, se dan mayores detalles de la metodología en cada etapa.

2.1 ETAPA 1: DATOS DE ENTRADA

En esta actividad se presentarán los distintos supuestos que resultan críticos para conformar el escenario de mercado a simular. Con el fin de desarrollar una proyección de mercado en base a **simulaciones con resolución horaria**, el Consultor **validará los supuestos más actualizados utilizados por la autoridad** y colaborará en la definición en detalle de, entre otros, supuestos respecto de:

- Costos de CAPEX de tecnologías: almacenamiento y generación
- Costos de combustibles: carbón, gas argentino y gnl, diésel.
- Crecimiento de demanda: considerando proyecciones de electrificación
- Capacidad instalada por tecnología y ubicación: en particular, el desarrollo de energías renovables variables (ERV). El Consultor realiza un análisis de los proyectos existentes, en construcción y con mayor probabilidad de desarrollarse a corto plazo (2023-2026) principalmente ligados a PPA adjudicados.
- Desmantelamiento de centrales eléctricas de carbón: para todo el horizonte de análisis
- Desarrollo de la red de transmisión: en base a obras adjudicadas, fechas tentativas de puesta en servicio de obras en construcción y planes de expansión vigentes.

Así, se conformará la base de datos en la plataforma de simulación y se realizan pruebas de sintonización de parámetros para realizar las actividades siguientes, principalmente en lo relativo a la operación de los proyectos en evaluación.

2.2 ETAPA 2: EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

Esta etapa permite el análisis de la expansión de la matriz eléctrica hacia el largo plazo, encontrando el mix de tecnologías que permitan abastecer la demanda del SEN a mínimo costo durante el periodo 2024-2040.

El plan de expansión de largo plazo es determinado mediante la aplicación de un modelo de optimización para identificar las expansiones óptimas y más económicas del sistema eléctrico en términos de nueva generación, red y activos de almacenamiento de energía, cumpliendo con requerimientos de seguridad. Utilizamos el modelo operativo y de planificación a largo plazo denominado AMEBA¹, que actualmente está siendo utilizado por el Ministerio de Energía para llevar a cabo su proceso de planificación a largo plazo (PELP). Este modelo, basado en programación matemática, nos permite identificar las inversiones futuras de generación, almacenamiento y transmisión que minimizan conjuntamente el valor esperado

¹ Más información en www.ameba.cloud

de los costos de inversión y operación dentro de un horizonte temporal determinado desde la perspectiva de un planificador centralizado, respetando requerimientos de seguridad y servicios complementarios. Al respecto, y dada la relevancia futura de servicios relativos a la operación segura, se consideran requerimientos relativos a servicios de reserva e inercia de modo de incorporar unidades que, inicialmente, permitan obtener un plan que garantice una operación segura del SEN (bajo las hipótesis iniciales de seguridad).

Para ello, en primer lugar, desde la etapa anterior, se define una serie de parámetros de mercado que impulsarán el desarrollo futuro del sector, tales como el crecimiento de la demanda, CAPEX y OPEX de diversas tecnologías (incluyendo costos de inversión, costos de combustible, entre otros), información relativa al plan de cierre o reconversión de centrales eléctricas de carbón, entrada de nuevos activos en construcción, entre otros datos técnicos operativos. Dichos supuestos se presentan de manera extensiva en la sección 3 de este informe.

Adicionalmente a los parámetros de mercado mencionados anteriormente, se identifican y definen obras de infraestructura candidata, tanto de generación y almacenamiento como de transmisión, de modo que el modelo de optimización decida aquellas que deben incorporarse de modo de minimizar los costos de abastecimiento eléctrico. Para ello, identificamos diversos generadores de distintas tecnologías, líneas de transmisión / transformadores e instalaciones de almacenamiento candidatas que pueden ser elegidos por el modelo de planificación para optimizar el desarrollo futuro del mercado de eléctrico. En este sentido, los parámetros más importantes utilizados son: el costo de capital y su evolución para las diferentes tecnologías, la ubicación y potenciales plantas de generación / almacenamiento que se pueden desarrollar (en MW) y los costos de acceso a la transmisión, así como posibles fechas de entrada de los proyectos, entre otros.

El modelo no solo planifica inversiones en capacidad de generación, almacenamiento y transmisión, sino que también ejecuta despachos económicos por hora sobre la infraestructura planificada de manera óptima. Por lo tanto, se consideran las características operativas de las centrales eléctricas. En cuanto a los niveles de flexibilidad de la flota de generación actual, utilizamos los parámetros técnicos recolectados desde la información pública del Coordinador, en cuanto a límites de rampas, tiempos mínimos de subida y bajada, entre otros.

En cuanto a los resultados reportados producto de las simulaciones computacionales, el modelo permite obtener lo siguiente:

- Plan de expansión de generación, transmisión y almacenamiento: se obtiene un cronograma detallado que describe la tecnología, la fecha de puesta en servicio, el tamaño (en términos de MW a construir) y la ubicación en el sistema.
- Costos operacionales y de inversión totales anuales del sistema: ambos costos reportados en valor presente.
- Energía producida por tecnología: generación de energía esperada de cada central – existente y nueva–, lo que permite determinar la participación de energía renovable que se alcanza con el plan de expansión obtenido.
- Precios de mercado: costos marginales de energía para cada barra y hora durante el período de planificación, así como los costos marginales de los servicios de reserva.
- Flujos de potencia a lo largo de la red.

La Figura 2 muestra el marco metodológico aplicado para determinar el plan de expansión óptimo de los sectores de generación, transmisión y almacenamiento en un escenario de mercado dado.

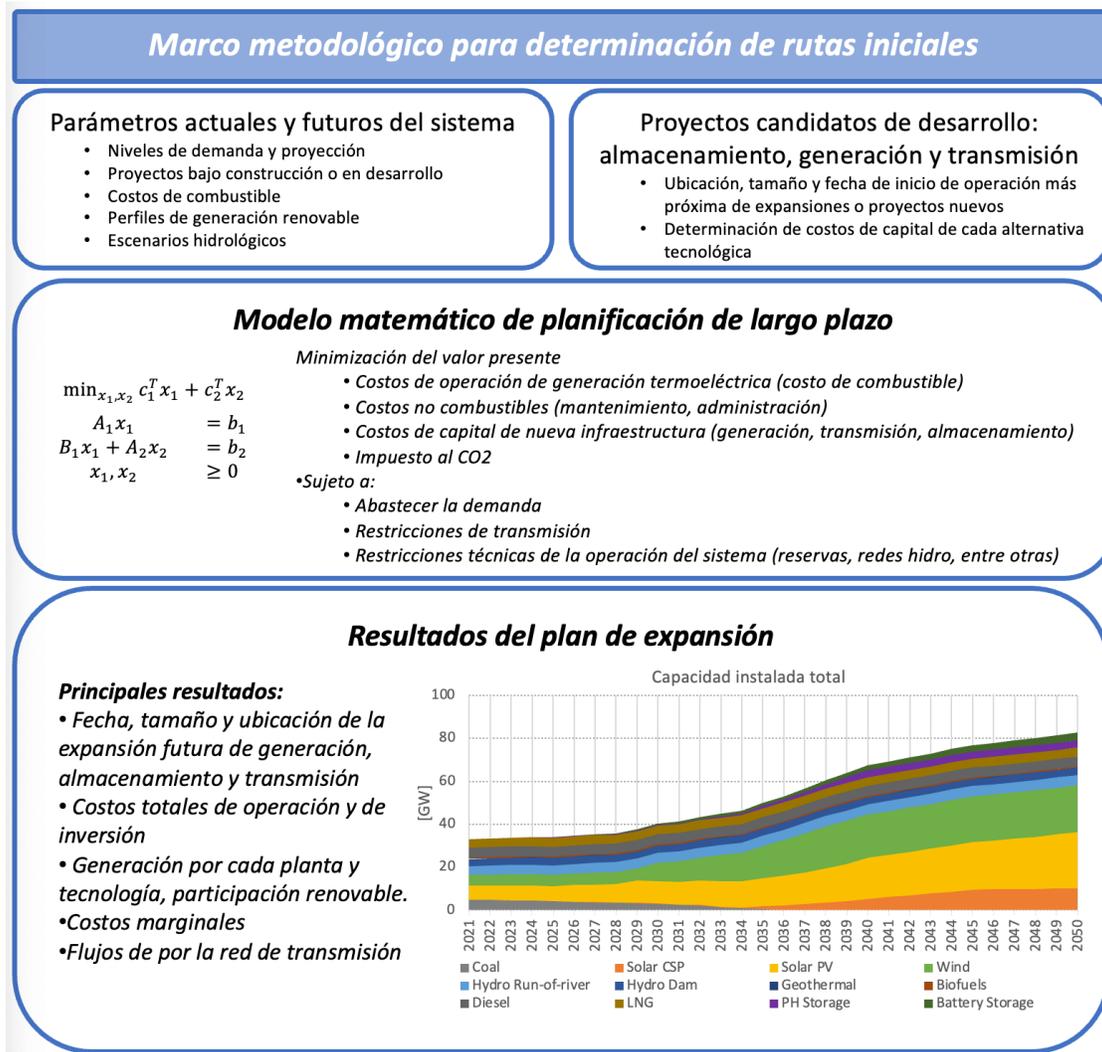


Figura 2: Descripción general de la metodología de planificación de largo plazo a través de la aplicación del modelo AMEBA.

2.3 ETAPA 3: ANÁLISIS OPERACIÓN ECONÓMICA

A partir del plan de expansión identificado en la actividad anterior, se lleva a cabo, en primer lugar, simulaciones computacionales para analizar la operación factible y económica del sistema. La factibilidad operacional se establece en términos de que pueda satisfacer algunos criterios operacionales relevantes para la seguridad de suministro, como son los niveles mínimos de reservas para control de frecuencia, nivel mínimo de inercia a nivel sistémico o por áreas de control, cumplimiento de los convenios de riego, capacidad de toma y bajada de carga de las unidades (rampas), entre otros.

Estos análisis se basan en la aplicación de herramientas para simular la planificación de la operación (y operación propiamente tal) a mínimo costo del SEN, mediante la concatenación de dos partes principales: parte 1 de coordinación hidrotérmica (o planificación de mediano plazo) y la parte 2 de simulación de la operación de corto plazo (modelo de *unit commitment*). Estas dos partes del proceso imitan el enfoque actual aplicado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), y que permite, por lo tanto, obtener resultados representativos de la operación real del SEN.

Las dos partes que comprenden el enfoque de simulación de operación económica mencionadas anteriormente se describen a continuación:

- **Parte 1: Planificación de mediano plazo o coordinación hidrotérmica:** Esta parte (denominada también como Planificación de Mediano Plazo) se lleva a cabo con el objetivo de determinar la evolución de cotas y los valores estratégicos de uso del agua embalsada ante múltiples condiciones hidrológicas para el horizonte de interés. En vista de la entrada importante de energía renovable no convencional de carácter variable, principalmente solar y eólica, las simulaciones son realizadas utilizando una caracterización del horizonte temporal en etapas mensuales y bloques de demanda separando adecuadamente el día y la noche (para una adecuada representación de la generación fotovoltaica).
- **Parte 2: Simulaciones horarias de Unit Commitment:** Si bien los modelos de planificación de mediano plazo han sido utilizados ampliamente en la industria durante los últimos años para realizar proyecciones del mercado, se ha verificado que modelos de simulaciones de mediano plazo, tipo PLP, OSE2000, SDDP o similares, no entregan resultados acordes con lo observado en la realidad operativa de sistemas eléctricos con altos volúmenes de energía solar y/o eólica, principalmente debido a la incapacidad de este tipo de soluciones de reproducir las restricciones relevantes de la operación en tiempo real, tales como: operación fuera de mérito económico, impacto de restricciones de seguridad como reservas, rampas de subida y bajada, entre otros ². Dichas restricciones, en un ambiente de retiro de centrales termoeléctricas convencionales y una alta participación de renovables variables, cobran mayor importancia.

Para subsanar lo antedicho, las *Simulaciones horarias de Unit Commitment (UC)* se basan en modelos de tipo entero-mixto capaces de representar adecuadamente los fenómenos que se experimentan los sistemas eléctricos en relación a las demandas de flexibilidad operativa asociadas a la penetración de energía renovable. El modelo de *Unit Commitment* utilizado es equivalente al modelo que usa el CEN para la programación de la operación diaria, donde se determina conjuntamente el despacho de energía y de reservas, incorporando todas las restricciones técnicas de corto plazo, así como también los requerimientos de Servicios Complementarios de Regulación de Frecuencia utilizados en dicho proceso³. Es en el corto plazo donde las restricciones técnicas cobran relevancia en

² Para más información ver: <http://www.spec.cl/#seccionArticulos/articulo/10>

³ La diferencia en los modelos tipo *unit-commitment* como el implementado en la suite de AMEBA y modelos de despacho económico como PLP, OSE2000 u otros, surge de la naturaleza de la implementación en ambas representaciones. En el primer caso, el modelo se funda en variables enteras (MIP) de modo de representar adecuadamente restricciones como mínimos técnicos y aporte en la provisión de reservas del sistema.

la operación e introducen necesidades de flexibilidad, y por lo tanto es posible establecer los aportes de servicios de flexibilidad, como el que se desea analizar en el presente estudio.

La figura siguiente representa de manera esquemática la interacción entre estas dos partes.

Parte 1: Coordinación hidrotérmica

Modelo de coordinación hidrotérmica PLP a través de **AMEBA**
 Resultados para distintas condiciones hidrológicas



Parte 2: Simulaciones horarias de Unit Commitment (UC)

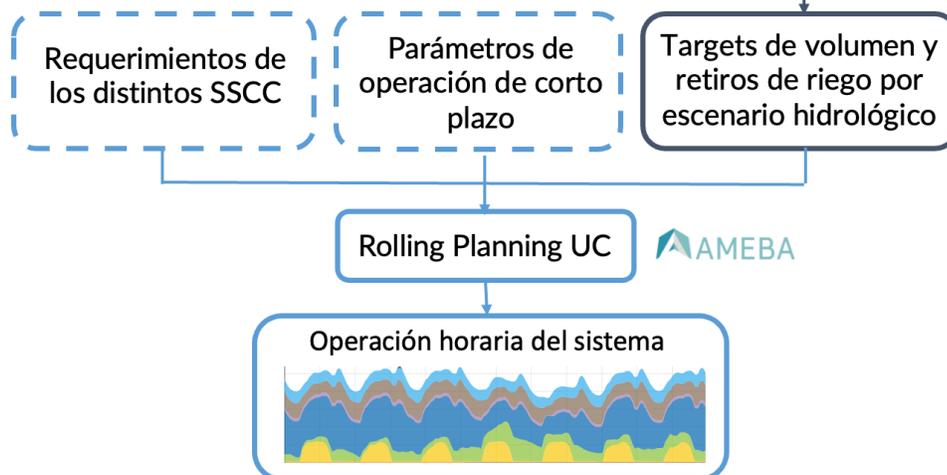


Figura 3: Esquema de dos partes para simulaciones de operación del SEN.

Las simulaciones de la operación de la segunda parte se ejecutarán con una resolución horaria, lo que permite representar adecuadamente los efectos de la variabilidad eólico-solar y dimensionar sus impactos. Asimismo, en esta parte se hace una reducción del número de escenarios hidrológicos a analizar, en vista de que estas simulaciones requieren un considerable esfuerzo computacional en comparación a la parte 1.

Los resultados de la actividad son tomados desde esta parte, y se resumen en distintos indicadores relativos a la operación económica del SEN, tales como:

Por su parte, un modelo tipo PLP corresponde a una representación exclusivamente lineal, cuya aplicación esta orientada a problemas estocásticos de gran escala para el mediano y largo plazo. Muchos de estos modelos incorporan algoritmos de resolución tipo Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP), los cuales para asegurar optimalidad, requieren una representación convexa de los problemas de optimización a resolver.

- Emisiones de CO2.
- Generación por tecnología a nivel anual y su uso a nivel horario, así como porcentaje total renovable anual o por bloque horario.
- Costos marginales y congestiones de transmisión en distintos tramos a lo largo del SEN.
- Vertimiento de generación eólica y solar, y su variación estacional y horaria.

3 Supuestos y datos de entrada

Para la ejecución del presente estudio, el Consultor recabó información respecto de distintas variables que incidirán en el desarrollo futuro de la matriz eléctrica chilena. Dicha información, fue procesada y ponderada entre Consultor y el Cliente, destacando:

- Evolución futura de los costos de inversión de tecnologías de generación y almacenamiento.
- Crecimiento de la demanda y electrificación.
- Proyección de precios y disponibilidad de combustibles.
- Calendario de desconexión de centrales a carbón.
- Proyectos en construcción y fecha estimada de entrada en operación.
- Objetivos de emisiones anuales de CO2 para el sector eléctrico

A continuación, se describen en detalle los supuestos anteriores.

3.1 COSTOS DE INVERSIÓN DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

Los costos de CAPEX por tecnología han sido obtenidos al compilar distintas fuentes de información disponibles:

- En primer lugar, se han utilizado los costos declarados en el proceso PELP IAA 2022⁴ para las tecnologías BESS, eólico, solar PV, CSP, biomasa, bombeo hidráulico, geotermia e hidráulica de pasada para el **escenario medio**.

El resumen de los costos de inversión utilizados se presenta en la Tabla 1.

Tabla 1. CAPEX por tecnología período 2023 – 2040 en USD/kW y USD/kWh

Año	Solar PV	Eólico	CSP (11hrs)	CSP (14hrs)	BESS 2 hrs [USD/kWh]	BESS 4 hrs [USD/kWh]	Hidro pasada	Geotermia	Biomasa
2023	828	1174	4342	5130	355	297	3250	5945	3100
2024	807	1151	4248	5019	325	272	3250	5908	3100
2025	786	1128	4152	4906	309	258	3250	5872	3100
2026	765	1105	4042	4776	294	246	3250	5835	3100
2027	747	1082	3917	4628	280	234	3250	5799	3100
2028	731	1065	3791	4479	268	225	3250	5762	3100
2029	717	1041	3660	4325	259	217	3250	5726	3100
2030	703	1020	3526	4166	250	210	3250	5689	3100
2031	690	1002	3488	4122	242	203	3250	5653	3100
2032	678	985	3450	4077	235	197	3250	5616	3100
2033	666	970	3415	4035	228	191	3250	5580	3100
2034	654	956	3381	3995	221	185	3250	5544	3100
2035	643	943	3348	3956	215	180	3250	5507	3100
2036	633	933	3315	3917	210	176	3250	5471	3100
2037	624	923	3284	3880	205	171	3250	5434	3100
2038	614	913	3252	3842	200	167	3250	5398	3100
2039	605	908	3220	3805	195	163	3250	5361	3100
2040	596	902	3189	3768	195	164	3250	5325	3100

4 https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230_actualizacion_pelp_-_iaa_2020_1.pdf

Finalmente, para los sistemas de almacenamiento de más larga duración (bombeo, aire comprimido) se han utilizado algunos parámetros de CAPEX del estudio *del Department of Energy* de Estados Unidos⁵ que se resumen a continuación:

Tabla 2: Parámetros utilizados para los sistemas de almacenamiento.

Concepto	BESS		Bombeo		Aire comprimido (CAES)		
Hrs almacenamiento	2	4	12	24	48	72	168
CAPEX (USD/kW)	Ver tabla 1	Ver tabla 1	1790	2490	1205	1277	1565
Vida útil	15		40		30		
Eficiencia	92%		80%		52%		

3.2 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA Y ELECTRIFICACIÓN

En términos de crecimiento de la demanda, la Tabla 3 presenta la proyección de demanda en tanto para clientes regulados como no-regulados (libres), acompañados de proyecciones para las distintas medidas de electrificación.

Por el lado de clientes regulados y no-regulados se consideró la información reportada por la Comisión Nacional de Energía⁶, que se basa en un modelo econométrico que depende de variables macroeconómicas como el PIB y el crecimiento esperado de la población.

Por parte de los consumos por medidas de electrificación, estos están asociados a las medidas de mitigación de emisiones para alcanzar la carbono neutralidad al 2050⁷. De acuerdo con las medidas, más de un 80% de ellas pasa por electrificar consumos energéticos actualmente provistos por fuentes fósiles. Los montos de energía específicos y su crecimiento fueron obtenidos desde el Ministerio de Energía⁷. Las medidas tienen como alcance lo siguiente:

⁵ 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment <https://www.energy.gov/energy-storage-grand-challenge/articles/2020-grid-energy-storage-technology-cost-and-performance>

⁶ Informe definitivo de previsión de demanda 2022-2042. Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos. Febrero 2023. Comisión Nacional de Energía. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/03/Cuadros-Informe-Definitivo-de-Prevision-de-Demanda-2022-2042.xlsx>

⁷ Informe Carbono Neutralidad: https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf

- **Electromovilidad:** asume que al 2050 un 100% de los vehículos de transporte público serán eléctricos (taxis, colectivos y buses urbanos) y un 58% de los vehículos particulares.
- **Hidrógeno Verde:** principalmente enfocado a sustituir la demanda por diésel del transporte de carga (71% al 2050) y el uso motriz en industria (12% al 2050) y minería (37% minas a rajo abierto, 8% en minas subterráneas).
- **Calefacción eléctrica residencial:** se proyectan medidas de electrificación con un 57% de viviendas tipo casa y 70% en viviendas tipo departamento al 2050 .
- **Electrificación motriz:** supone una electrificación de usos motrices en distintas industrias, llegando entre un 52 y 67%.

Tabla 3: Proyección de demanda 2023-2040 por tipo de consumo en GWh.

Año	Cientes regulados	Cientes libres	Electrificación motriz	Electromovilidad Buses	Electromovilidad Autos	Electromovilidad Taxis	Hidrógeno	Calefacción	Sistema
2023	29,288	49,436	3,973	598	205	915	365	177	84,955
2024	29,065	50,451	1,842	1,165	1,057	1,239	393	1,048	86,260
2025	29,903	51,341	1,998	1,532	1,427	1,611	394	1,416	89,622
2026	30,759	52,074	2,145	1,751	1,669	1,856	638	1,632	92,524
2027	31,591	52,101	2,356	1,985	1,924	2,105	1,238	1,854	95,153
2028	32,396	52,380	1,909	1,643	1,607	1,739	1,067	1,525	94,265
2029	33,332	53,223	2,127	1,876	1,856	1,975	1,496	1,734	97,619
2030	34,274	54,224	3,147	2,436	2,301	2,403	2,361	2,108	103,254
2031	35,478	54,561	3,371	2,744	2,563	2,651	2,817	2,340	106,525
2032	36,748	55,322	3,715	3,166	2,934	2,967	3,636	2,666	111,153
2033	38,163	56,116	4,269	3,711	3,511	3,456	5,672	3,164	118,061
2034	39,668	56,926	4,595	4,092	3,933	3,799	6,316	3,527	122,856
2035	41,224	57,806	5,112	4,648	4,563	4,272	7,595	4,054	129,275
2036	42,928	58,916	5,503	5,123	5,119	4,638	8,372	4,499	135,098
2037	44,738	59,967	5,903	5,644	5,721	5,049	9,150	4,975	141,147
2038	46,596	61,041	6,318	6,211	6,404	5,442	9,974	5,486	147,471
2039	48,495	62,068	6,732	6,826	7,131	5,858	10,788	6,020	153,917
2040	50,451	63,069	9,081	7,615	7,956	6,316	11,797	6,625	162,909

En la Figura 4 se presenta el crecimiento de la demanda separado por categoría, de aquí se puede observar la magnitud del crecimiento de las componentes de electrificación, las cuales llegan a constituir un 30% de la demanda total hacia 2040.

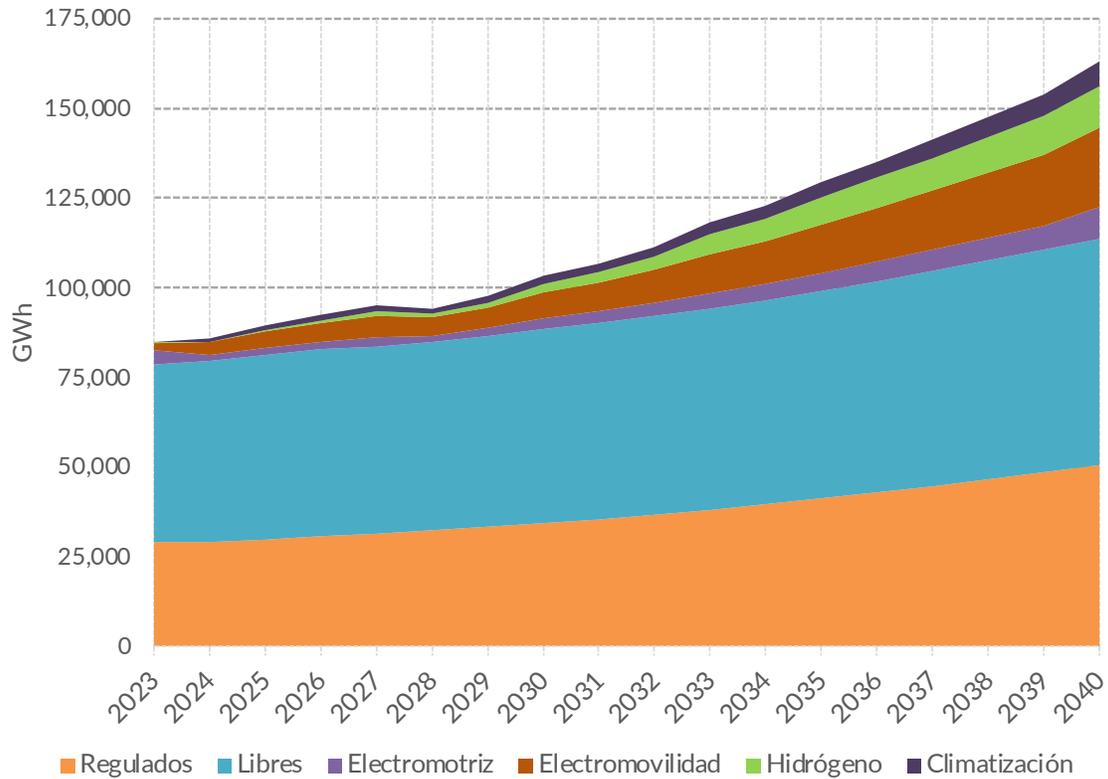


Figura 4: Proyección de demanda por tipo de consumo.

Las medidas de electrificación de los distintos sectores del país conllevarán una evolución en los perfiles de demanda horario sistémicos, debido a que su uso no sería igual al de los perfiles tradicionales de consumo. Los supuestos que ha desarrollado el Consultor en esta línea pueden encontrarse en el Anexo A.

Así, en la Figura 5 se presentan perfiles diarios promedio para distintos años del horizonte de análisis, donde se puede observar cómo cambia en promedio un día del año 2026 con respecto al del año 2040. Esto se puede observar principalmente durante la alta demanda en horas de madrugada producto del gran crecimiento esperado de la electromovilidad, así como también durante la alta demanda en horas solares producto del crecimiento de demanda por hidrógeno.

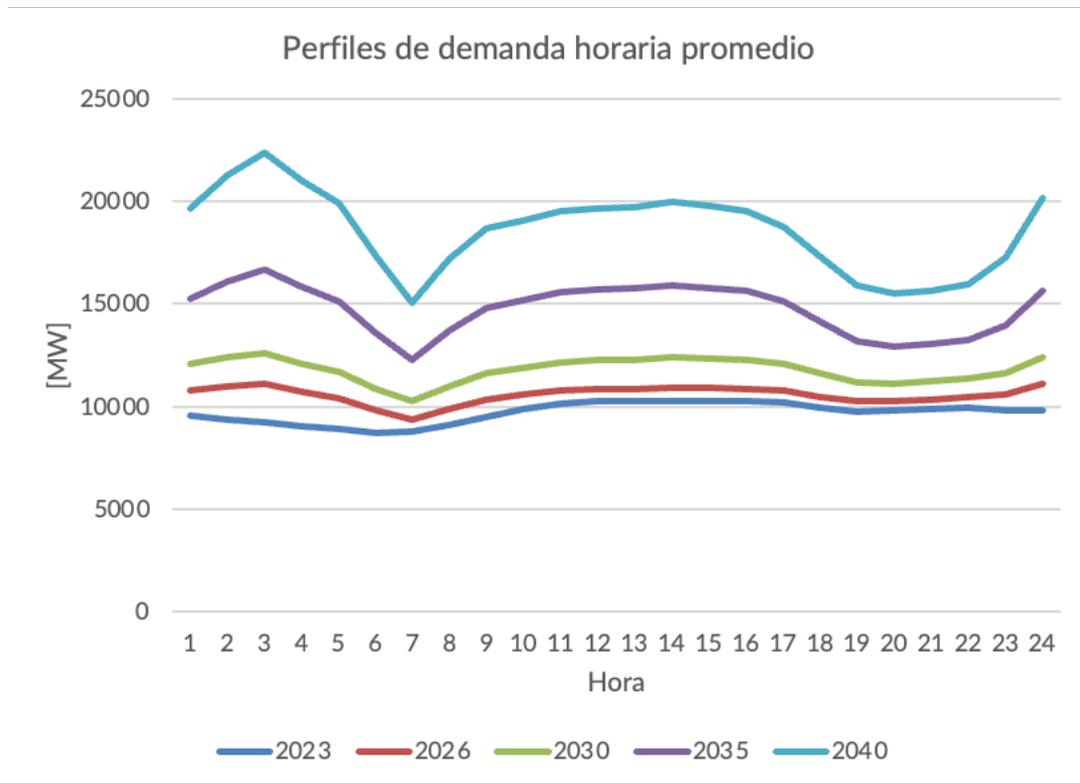


Figura 5: Demanda día promedio años 2023, 2026, 2030, 2035 y 2040.

3.3 PROYECCIONES DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Para poder simular la operación económica del sistema eléctrico, se hace necesario tomar supuestos en los precios de los combustibles para las distintas centrales térmicas presentes en el sistema. El Consultor consideró distintas fuentes de información dependiendo del periodo de interés, según lo siguiente:

- Carbón:
 - Valores observados del CEN (programación de abril 2023) hasta 2026
 - Tendencia hacia 100 USD/ton hacia fin de 2028, valores puestos en Chile.
- GNL
 - Short Term Energy Outlook (del 6 jun 2023) para el periodo hasta dic 2024.
 - Annual Energy Outlook 2023 (AEO) para 2024 en adelante, interpolando linealmente valores anuales (escenario *Reference*).
- Gas Argentino (GA)
 - Valores observados del CEN hasta 2024.
 - 7% Brent para 2025 en adelante.

Los precios internacionales resultantes del análisis anterior se resumen en la Tabla 4.

Tabla 4: Precios internacionales de combustibles (en dólares 2023).

Año	Mes	(1) Carbón [USD/st]	(2) Henry Hub Spot Price [USD/MMBTU]	(3) Brent [USD/b]
2023	5	352.37	2.30	75.65
2023	6	285.54	2.30	77.00
2023	7	256.22	2.50	78.00
2023	8	201.49	2.61	78.00
2023	9	183.98	2.74	79.00
2023	10	184.69	2.81	79.00
2023	11	184.18	3.14	80.00
2023	12	178.78	3.51	81.00
2024	1	186.68	3.52	81.00
2024	2	185.71	3.39	82.00
2024	3	184.29	3.27	83.00
2024	4	183.11	3.04	83.00
2024	5	181.93	3.10	83.00
2024	6	182.30	3.17	83.00
2024	7	182.74	3.38	84.00
2024	8	183.10	3.60	84.00
2024	9	183.84	3.66	84.00
2024	10	184.52	3.56	85.00
2024	11	185.26	3.62	85.00
2024	12	183.90	3.74	85.00
2025	1	178.58	3.49	87.05
2025	2	173.25	3.45	87.12
2025	3	167.93	3.42	87.19
2025	4	162.60	3.38	87.26
2025	5	157.28	3.35	87.33
2025	6	151.95	3.31	87.40
2025	7	146.63	3.28	87.47
2025	8	141.30	3.24	87.54
2025	9	135.98	3.21	87.60
2025	10	130.65	3.17	87.67
2025	11	125.33	3.14	87.74
2025	12	120.00	3.10	87.81
2026	1	117.50	3.07	87.88
2026	2	115.00	3.05	87.92
2026	3	112.50	3.03	87.95
2026	4	110.00	3.01	87.99
2026	5	107.50	2.99	88.02
2026	6	105.00	2.98	88.06
2026	7	102.50	2.96	88.09
2026	8	100.00	2.94	88.13
2026	9	97.50	2.92	88.17
2026	10	95.00	2.91	88.20
2026	11	92.50	2.89	88.24
2026	12	90.00	2.87	88.27
2027	1-12	80.00	2.85	88.31
2028	1-12	80.00	2.80	88.88
2029	1-12	80.00	2.83	89.47
2030	1-12	80.00	2.91	90.16
2031	1-12	80.00	3.04	90.72
2032	1-12	80.00	3.21	91.55
2033	1-12	80.00	3.42	92.01
2034	1-12	80.00	3.57	92.69
2035	1-12	80.00	3.68	93.55
2036	1-12	80.00	3.69	94.14
2037	1-12	80.00	3.74	94.80
2038	1-12	80.00	3.87	95.33
2039	1-12	80.00	3.79	95.87
2040	1-12	80.00	3.94	96.39

Una vez reunidos los precios internacionales de los combustibles se utilizan distintas fórmulas para obtener el precio final del combustible en Chile, este proceso incluye los costos de transporte, impuestos, internación, manejo y otros (tales como, licuefacción, transporte y regasificación para el GNL). El costo de combustible individualizado para cada central se presenta en el Anexo B y se resumen en la Figura 6, que muestra el valor promedio y el rango de variabilidad entre las unidades generadoras.

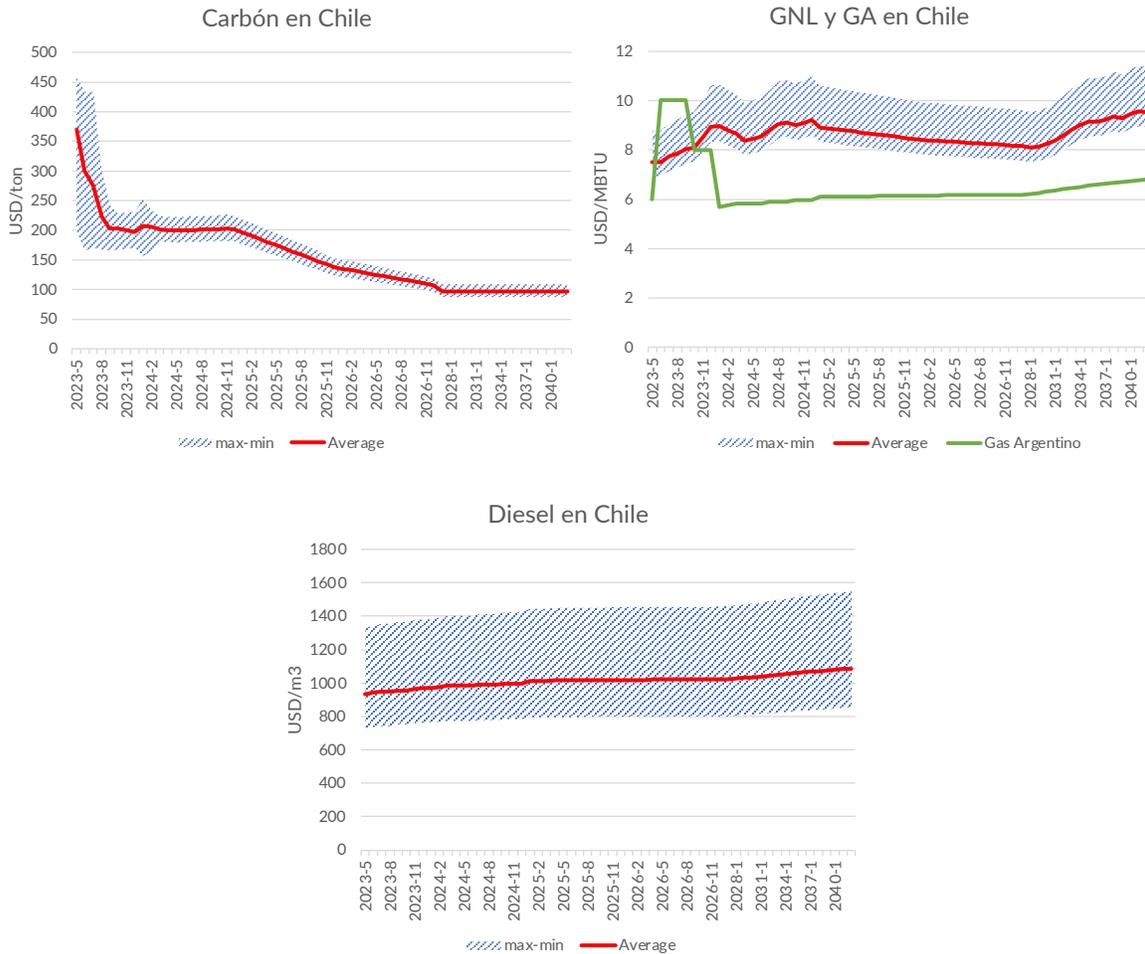


Figura 6: Costos de combustibles puestos en Chile (carbón, GNL y GA, diésel).

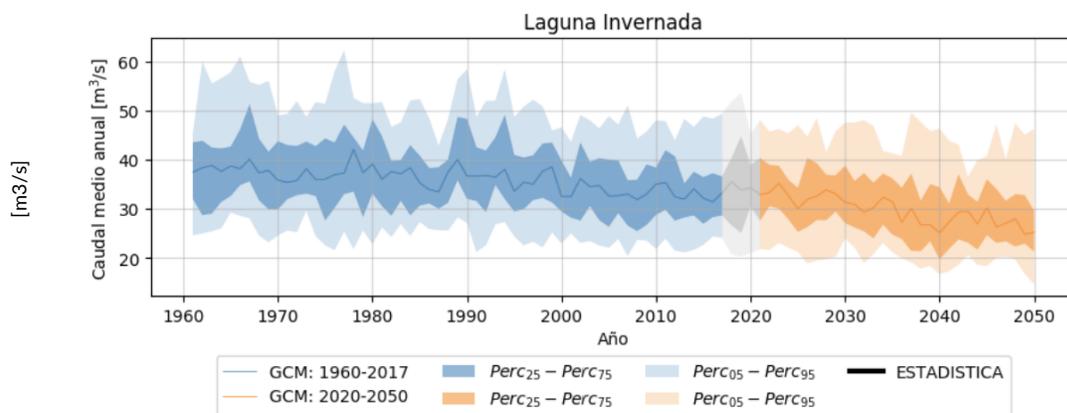
3.4 ELECCIÓN DE ESCENARIOS HIDROLÓGICOS

La elección de la estadística hidrológica es de alta importancia debido al impacto que tiene la generación hidroeléctrica en el sistema eléctrico chileno. Esto dado que la mayor o menor presencia de generación térmica está altamente condicionada según la disponibilidad de generación hidroeléctrica.

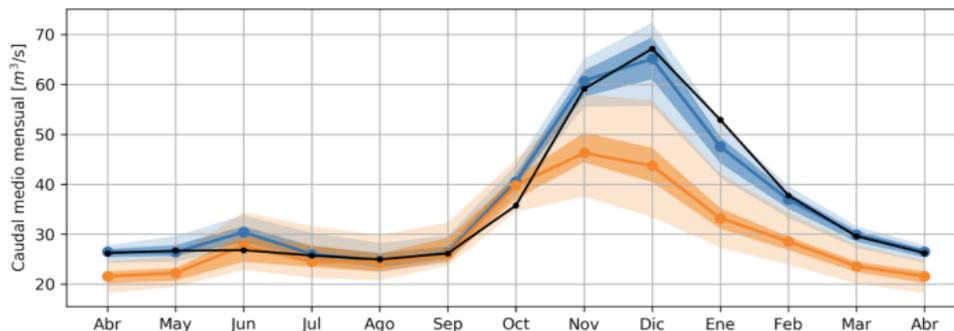
La discusión sobre la variabilidad climática en Chile muestra que variables como la temperatura, las precipitaciones y las entradas de agua a partir del año 1960 muestran una clara tendencia al calentamiento y al déficit hidrológico, situación que se ha agravado en la última década debido a la llamada "mega sequía" que afecta a la zona central del país.

Por esta razón, el Consultor considera adecuado utilizar la proyección de afluentes establecida en el estudio "Análisis de las Estadísticas Hidrológicas utilizadas en los procesos de la Comisión Nacional de Energía" elaborado por la empresa Meteodata⁸, en lugar de los escenarios históricos tradicionales. La referida empresa desarrolló una metodología para estimar los caudales de agua para el período 2022 a 2050 en el contexto del cambio climático, y su impacto en las posibles utilidades de la energía disponible en distintas zonas del país.

La Figura 7 muestra los resultados de una simulación del caudal medio anual entre 1960 y 2050 en la Laguna Invernada. El periodo resaltado en azul corresponde al cubierto por las estadísticas históricas, mientras que, los datos en naranja corresponden al futuro simulado. Las simulaciones tienen en cuenta el impacto de las tendencias previstas de temperatura y precipitación debidas al fenómeno del cambio climático, donde las zonas sombreadas indican distintos rangos (ver leyenda) de la distribución de caudales simulada. La línea indica el caudal medio de agua.



(a) Caudal medio anual de agua en Laguna Invernada



(b) Caudal medio mensual de agua en Laguna Invernada

Figura 7: Ejemplo de resultados de simulación del caudal medio de agua en Laguna Invernada para el periodo 1960-2050. Fuente: Meteodata.

A partir de la Figura 7, es posible observar el impacto esperado en la distribución del afluente medio anual, que a la luz de los resultados obtenidos cambiará significativamente con

⁸ Más información: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/12/Estudio-An%C3%A1lisis-de-la-Estad%C3%ADstica-Hidrol%C3%B3gica.pdf>

respecto al periodo de las estadísticas históricas, con una disminución importante tanto del valor medio como de los extremos.

A la luz de los resultados obtenidos para los diferentes caudales de agua a lo largo de Chile, es posible señalar que:

- Se prevé una disminución del afluente medio de aproximadamente el 15% para el periodo de 2022 a 2050, con un descenso mayor en las zonas del norte del país.
- Las proyecciones más pesimistas en los caudales indican una disminución de entre el -25% y el -47%, mientras que, las simulaciones más optimistas muestran incluso ligeros aumentos en algunos casos. Sin embargo, una de las ventajas de disponer de un gran número de simulaciones (34 simulaciones, asociadas a distintos modelos) permite obtener un rango de incertidumbre para las proyecciones.
- En el caso de las cuencas que presentan regímenes hidrológicos nival o pluvial, se observan cambios tanto en el caudal medio anual como en la distribución temporal de los caudales. Las curvas de variación estacional se ven distorsionadas como consecuencia de los aumentos de temperatura previstos. Estos aumentos de temperatura, dependiendo de la intensidad, tienen consecuencias como el adelanto del mes donde se encuentra el máximo caudal de deshielo, la disminución de los caudales medios en la curva de recesión del proceso de deshielo, e incluso en los casos más extremos un cambio de régimen hidrológico: de nival/pluvial a pluvial (casos de Ralco y Angostura).
- En el caso de las cuencas que presentan regímenes pluviales, los impactos asociados al cambio climático están relacionados principalmente con la disminución de las cantidades de precipitación. El aumento previsto de la temperatura no genera efectos relevantes. Así, en este tipo de regímenes, los caudales medios mensuales disminuyen de forma relativamente uniforme, y sin grandes cambios en su distribución temporal.

En contexto a lo anterior, el Consultor realiza sus proyecciones a mediano plazo (ver etapa 3, parte 1 de metodología para simulación de la operación económica) considerando los efectos esperados del cambio climático utilizando los 34 escenarios hidrológicos sintéticos proyectados del estudio realizado por la Comisión Nacional de Energía. La Figura 8 muestra los resultados en términos de generación hidroeléctrica total. Obsérvese que, en la figura siguiente, el valor medio aparece resaltado en rojo, con un valor en torno a los 25 TWh anuales, y con una tendencia decreciente a lo largo del horizonte.

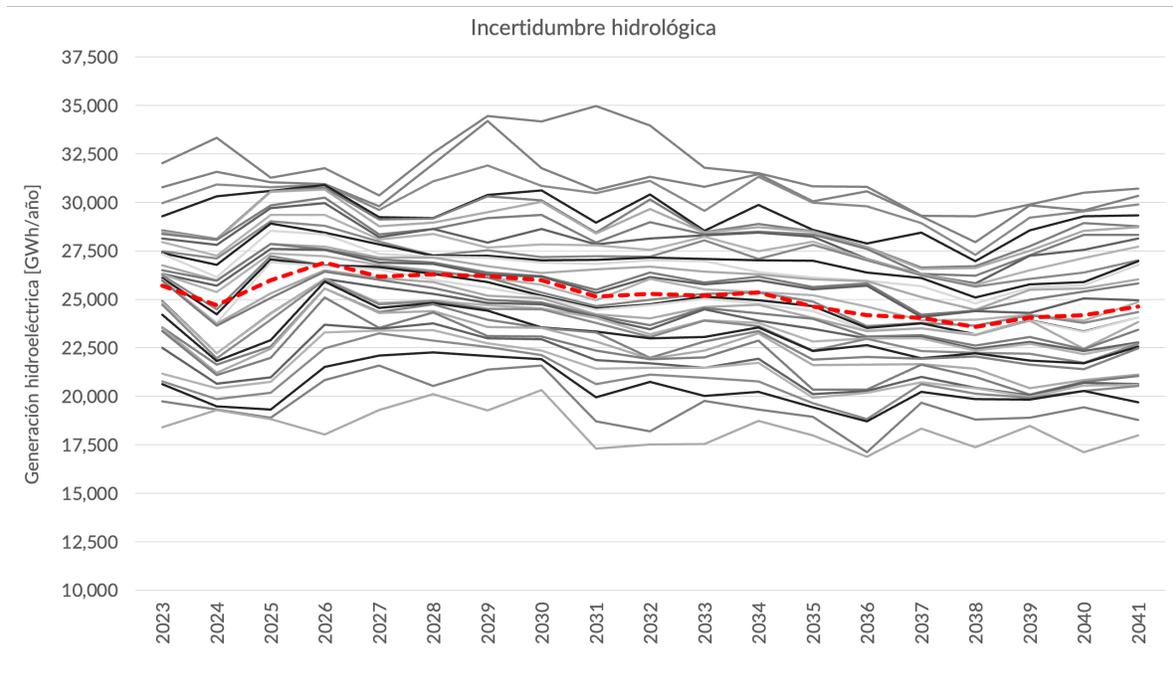


Figura 8: Incertidumbre hidrológica basada en el estudio de la Comisión Nacional de la Energía.

3.5 CRONOGRAMA DE RETIRO DE CENTRALES A CARBÓN

En cuanto al proceso de cierre de centrales a carbón que enfrentará Chile durante los próximos años, el Consultor realizó un análisis de las distintas fechas que se han anunciado públicamente por las distintas empresas que operan estas centrales, a la fecha de inicio del presente estudio. Lo anterior resultó en un cronograma de la que contempla un retiro y reconversión de unidades de cerca de 2600 MW hacia el año 2026⁹.

El remanente de 14 unidades, en el caso base se ha determinado que se retirará en la década siguiente conforme a la vida útil de las distintas centrales, siguiendo una velocidad de retiro similar a la del periodo 2019-2026, terminando con la operación de la totalidad de centrales de carbón antes del 1 de enero de 2035. Es muy relevante mencionar que también se estudian dos sensibilidades con retiros más tempranos de las centrales a carbón.

El Anexo D contiene el detalle de la fecha de retiro específico de cada una de las centrales a carbón mientras que en la Figura 9 se presenta la capacidad total instalada resultante de dicho cronograma de retiro. En la figura se aprecian el escenario base y los escenarios alternativos que se diferencian desde el año 2026 en adelante y que serán estudiados en las sensibilidades descritas en la sección 4.

⁹ A la fecha de inicio de este estudio ya se habían retirado 8 unidades con un total de 1170 MW.

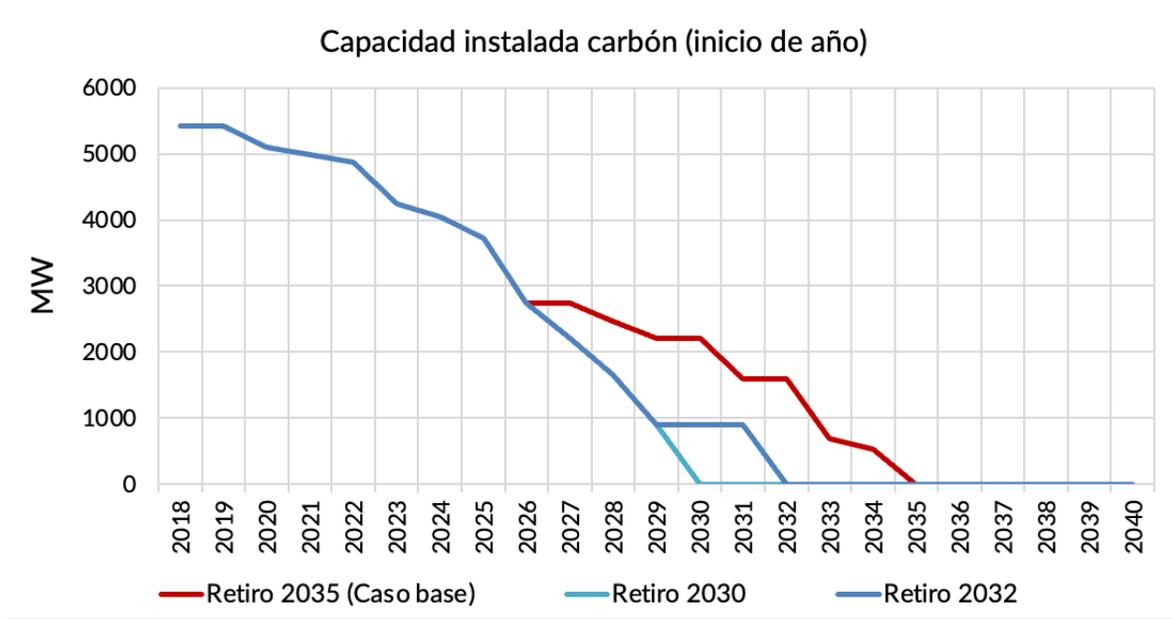


Figura 9: Capacidad instalada de centrales a carbón para el caso base de retiro y dos sensibilidades.

3.6 EXPANSIÓN DE MEDIANO PLAZO 2021-2025

Entre los años 2021 y 2025 se adiciona nueva capacidad al sistema de distintas tecnologías, principalmente eólica y solar fotovoltaica. Dicha expansión se obtiene de acuerdo con la información levantada por el Consultor respecto de proyectos en pruebas, construcción o comprometidos de entrar en servicio producto de licitaciones de suministro ya adjudicadas. Es crucial destacar que esta capacidad de expansión no puede ser optimizada a través del modelo. En su lugar, se considera como un dato de entrada bajo la premisa de que dicha capacidad se implementará con una probabilidad del cien por ciento.

Dentro del periodo 2023-2026 se espera que la capacidad instalada solar fotovoltaica alcance en torno a los 14 GW, mientras que la eólica supere levemente los 6GW, según se presenta en la Figura 10.

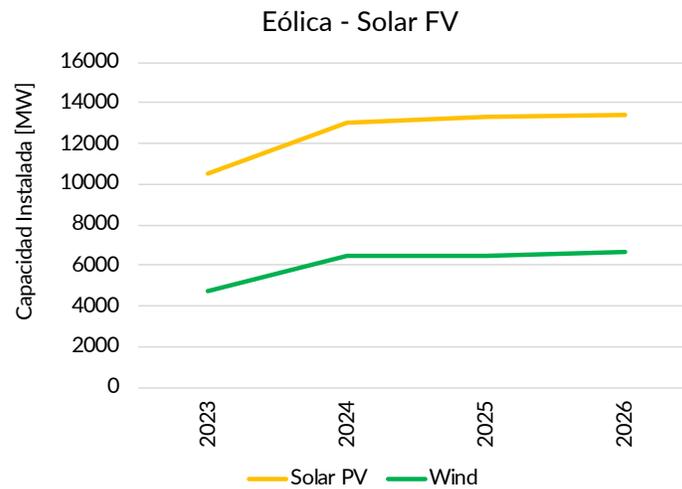


Figura 10. Capacidad instalada del SEN al año 2021 para tecnologías eólica y solar FV.

La distribución geográfica de la capacidad instalada eólica-solar determinada se presenta en la Figura 11. Las zonas ilustradas corresponden a:

- **Zona A:** Desde Región de Arica y Parinacota hasta Región de Antofagasta
- **Zona B:** Región de Atacama
- **Zona C:** Región de Coquimbo
- **Zona D:** Desde Región de Valparaíso hasta Región del Maule.
- **Zona E:** Desde Región de Ñuble hasta Región de los Ríos
- **Zona F:** Región de Los Lagos

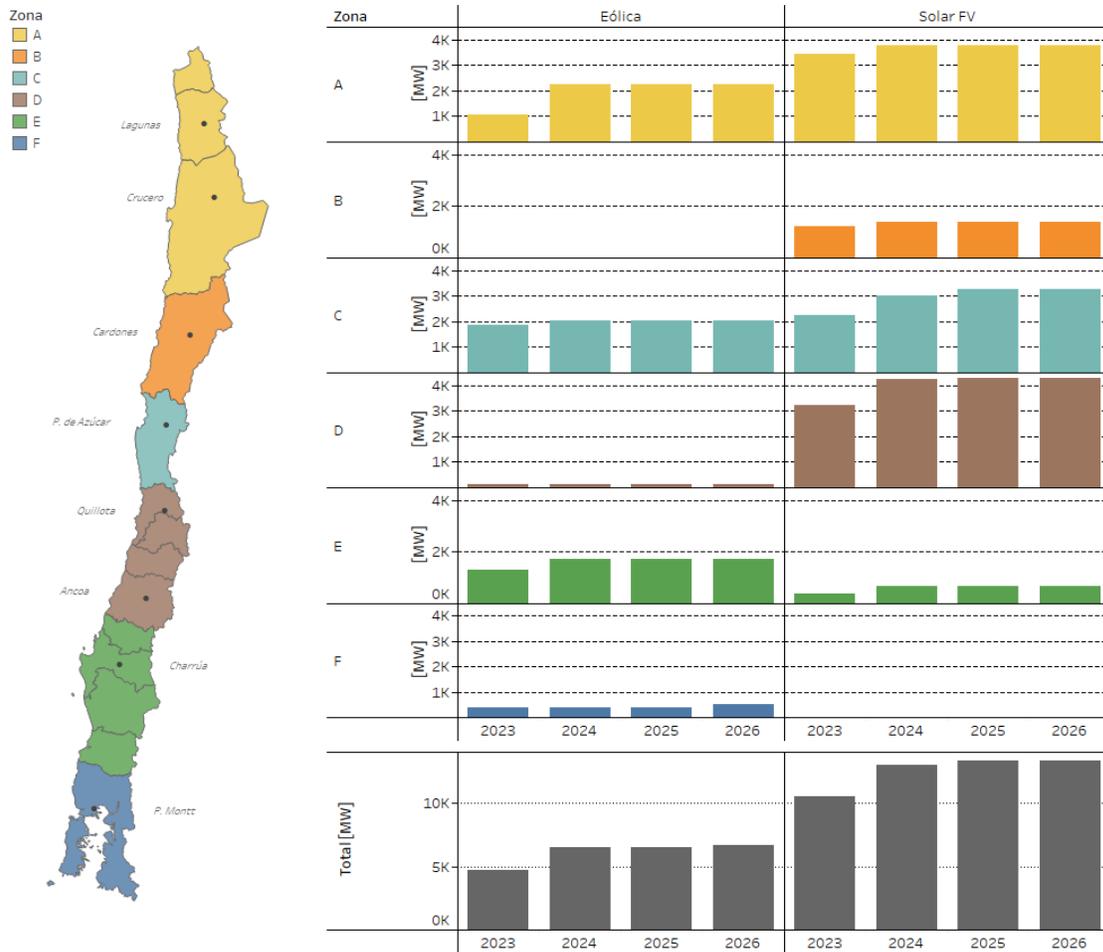


Figura 11: Plan de expansión mediano plazo 2023-2026 por zonas, capacidad acumulada por año.

Para cada zona identificada, se despliega la evolución de la capacidad instalada para el periodo 2023-2026. Como se observa, parte importante de los proyectos solares identificados corresponden a proyectos ubicados en la zona norte del país (Zona A a Zona C) aunque con un desarrollo de al menos 4 GW en la zona más cercana al centro de carga (Zona D). Con respecto a la incorporación de nueva generación eólica, observamos que gran parte de la nueva infraestructura se concentraría específicamente en las Zona A, Zona C y Zona E.

3.7 EXPANSIÓN EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Consultor ha reunido la información sobre las principales obras de transmisión que se encuentran en construcción a la fecha y cuentan con una fecha estimada para la programación de la operación que lleva a cabo el CEN. Asimismo, aquellas obras que hayan sido decretadas a través de los planes de expansión de transmisión por la Comisión Nacional de Energía (CNE), incluyendo el plan 2022 que a la fecha del presente estudio no se encontraba aprobado en su versión definitiva. Es crucial destacar que esta capacidad de expansión no puede ser optimizada a través del modelo. En su lugar, se considera como un dato de entrada bajo la premisa de que dicha capacidad se implementará con una probabilidad del cien por ciento.

Para efectos del objetivo del estudio, las obras de expansión más relevantes corresponden al HVDC Kimal – Lo Aguirre, cuya fecha de entrada se ha definido para el 1/1/2030, y la expansión desde Charrúa hasta Pichirropulli, pasando por la nueva subestación Digueñes, que ha sido propuesta recientemente en el plan de expansión 2022 por la CNE. Esta obra se espera esté completa en todos sus tramos al 1/1/2032.

El detalle de las obras de transmisión más relevantes para el estudio y sus fechas de entrada se presentan en el Anexo C.

3.8 OBJETIVOS DE EMISIONES DE CO₂ PARA EL SECTOR ELÉCTRICO

El gobierno de Chile busca alcanzar la carbono neutralidad para el 2050, lo que queda establecido en su contribución determinada a nivel nacional (NDC por sus siglas en inglés). Esta fue comunicada en 2020 a la comunidad internacional en el marco del Acuerdo de París. Esta NDC incluye objetivos de reducción de emisiones para distintos sectores de la economía.

En 2021, el BID estudió las necesidades de reducción de emisiones para el sector eléctrico, uno de los principales habilitantes de la descarbonización de otros sectores de la economía a través de medidas de electrificación¹⁰. Este estudio determinó que el sector generación eléctrica, dado el retiro de centrales a carbón y el desarrollo de energías renovables, llegaría a un nivel de emisiones de CO₂ anuales inferior a 20 MMtonCO₂ hacia 2030 con un decrecimiento sostenido hacia el largo plazo a niveles inferiores a 6 MMtonCO₂ hacia 2040, como se presenta en la Figura 12.

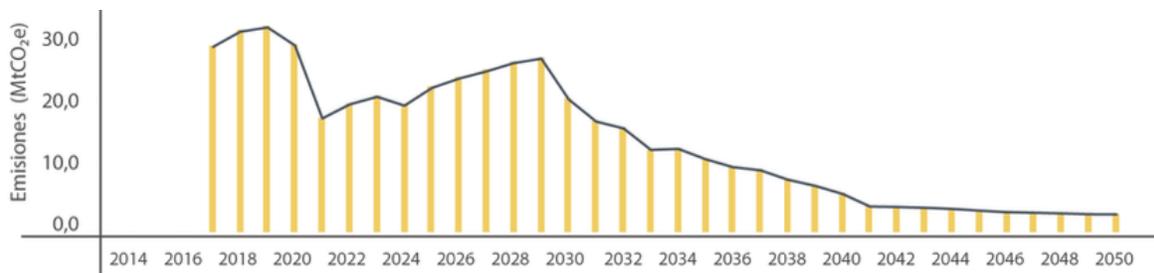


Figura 12: Trayectoria de emisiones de CO₂ anuales en el largo plazo para el sector eléctrico que permiten a Chile cumplir la NDC.

La metodología aplicada en este estudio emplea límites de emisiones como criterios fundamentales para el diseño futuro de la infraestructura eléctrica. Esto significa que la optimización del plan de inversiones se realiza bajo la condición de no superar estos niveles máximos de emisiones. Sin embargo, es relevante señalar que, durante la resolución del plan de expansión, estas restricciones no se activaron, lo cual se evidencia posteriormente en las trayectorias de emisiones obtenidas y analizadas.

¹⁰ Banco Interamericano de Desarrollo. Opciones para lograr la carbono-neutralidad en Chile: una evaluación bajo incertidumbre. Agosto 2021. <https://publications.iadb.org/es/opciones-para-lograr-la-carbono-neutralidad-en-chile-una-evaluacion-bajo-incertidumbre>

4 Casos de estudio

Dentro del alcance del estudio se contempló la definición en primer lugar de un caso base, cuyas distintas variables de mercado que fueron presentadas en la sección anterior. En este caso base se analizan las necesidades de infraestructura para el desarrollo del sistema eléctrico que permiten de la manera más económica adaptarse al crecimiento y electrificación de la demanda y a la salida de centrales a carbón. Esto se lleva a cabo mediante la etapa de expansión de largo plazo. En segundo lugar, se analiza la operación del sistema de manera detallada durante el periodo 2026-2040, mediante simulaciones horarias de la operación económica del sistema. Desde esta etapa emanan distintos indicadores de interés como son la generación por tecnología, las emisiones totales de CO₂, el porcentaje de penetración de energía renovable, entre otros.

Asimismo, en vista de los objetivos del estudio se definieron tres sensibilidades:

Sensibilidad 1: Aceleración y retraso en la velocidad de despliegue de nuevas inversiones.

Esta sensibilidad tiene por objetivo estudiar distintas velocidades de despliegue de las inversiones futuras mediante ajustes en el costo de capital. Particularmente, se sensibilizan los costos de inversión de las tecnologías mediante modificaciones a la tasa de descuento y se determinan los planes de expansión de largo plazo; posteriormente, se llevan a cabo las simulaciones detalladas de la operación.

Sensibilidad 2: Cambios en el calendario de desconexión de plantas a carbón y atrasos en transmisión.

- **Sensibilidad 2.1: Acelerar cierre de centrales a carbón.** En esta sensibilidad se considera el calendario de salida de centrales a carbón con un retiro total al 1/1/2030 (ver Figura 9). Los análisis realizados contemplan, en primer lugar, en la etapa de expansión del sistema pues se entiende que esta aceleración de cierre no es un cambio intempestivo y por lo tanto el resto de los agentes del mercado debería reaccionar realizando inversiones para su reemplazo. Luego, se ejecuta el modelo de simulación de la operación horario para simular la ventana 2027 – 2034 que es donde se presentan los cambios con respecto del caso base.
- **Sensibilidad 2.2: Atraso de proyectos de transmisión de gran escala.** A partir del caso anterior, se simula un atraso en la entrada del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre de 2 años (hasta 2032) y en la expansión de 500kV de Charrúa al sur de 2 años (hasta 2032-2034 dependiendo del tramo). En este caso no se da posibilidad de adaptación en las inversiones pues se asume es un atraso no planificado. En este caso particular, también se asume que es necesario mantener en operación las centrales a carbón hasta la entrada del enlace HVDC, resultando en una curva de salida total del carbón hacia 2032 (ver Figura 9). Se ejecuta el modelo de simulación de la operación horario para simular la ventana 2030 – 2033, que es cuando se presentan las diferencias con respecto al caso base.

Sensibilidad 3: Retiro de las centrales a gas. En esta sensibilidad se estudian distintas aristas asociadas al retiro total de las centrales a gas y diésel en el periodo 2031-2035. Al igual que en el caso base, se determinan primero las necesidades de infraestructura mediante el modelo de expansión, poniendo énfasis en la magnitud de las necesidades adicionales en vista del cierre de las centrales a gas. Luego, utilizando el modelo de simulación horario se dan luces de la operación del sistema en este nuevo escenario.

5 Resultados

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los casos de estudio descritos previamente. Se comienza por una descripción de los resultados del caso base. En este contexto, primero se detalla la expansión de la capacidad en el largo plazo, para luego presentar resultados de la operación mediante indicadores como las emisiones y los niveles de penetración renovable. Finalmente, se describen los principales resultados de las sensibilidades.

5.1 CASO BASE

5.1.1 Expansión de largo plazo

La expansión resultante para el horizonte de análisis 2026-2040 resultante de la optimización de las inversiones a futuro se presenta en la Figura 13.

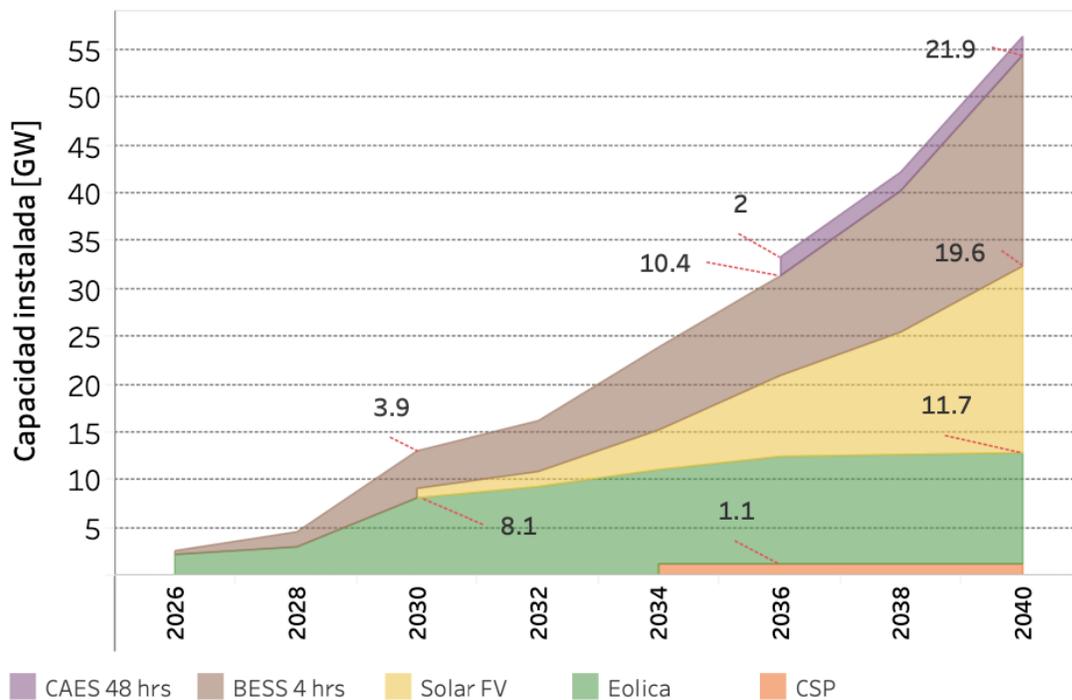


Figura 13: Capacidad instalada total acumulada obtenida del plan de expansión, caso base.

Como se observa en la figura, existe una primera fase de la expansión hasta 2030 que se basa en proyectos eólicos (8.1 GW al 2030) y almacenamiento BESS de corta duración (4 hrs, 3.9 GW al 2030). Es de relevancia mencionar que no se detecta un desarrollo solar FV antes de 2030, en vista de los casi 14 GW que se proyectan en operación hasta 2026 que representan la capacidad existente más el plan previsto de expansión producto de licitaciones de suministro (ver Figura 10) y la capacidad reducida de transmisión norte-sur.

Luego de este periodo, la expansión pasa a estar basada en sistemas solares y de almacenamiento, totalizando casi 20 GW de inversiones en energía solar FV entre 2030 y 2040, complementados por 18 GW de BESS adicionales entre 2030 y 2040. Cabe destacar que en este periodo también se integran 2 GW de almacenamiento de larga duración (48 hrs)

y 1 GW de CSP (9 hrs). Con todo, el sistema se expande casi 35 GW entre 2026 y 2035 hasta la salida de las centrales a carbón, y otros 20 GW adicionales entre 2036 y 2040.

En términos de la ubicación de los distintos desarrollos, la Figura 14 presenta los resultados para las tecnologías eólica, solar FV y BESS, para las distintas zonas definidas anteriormente.

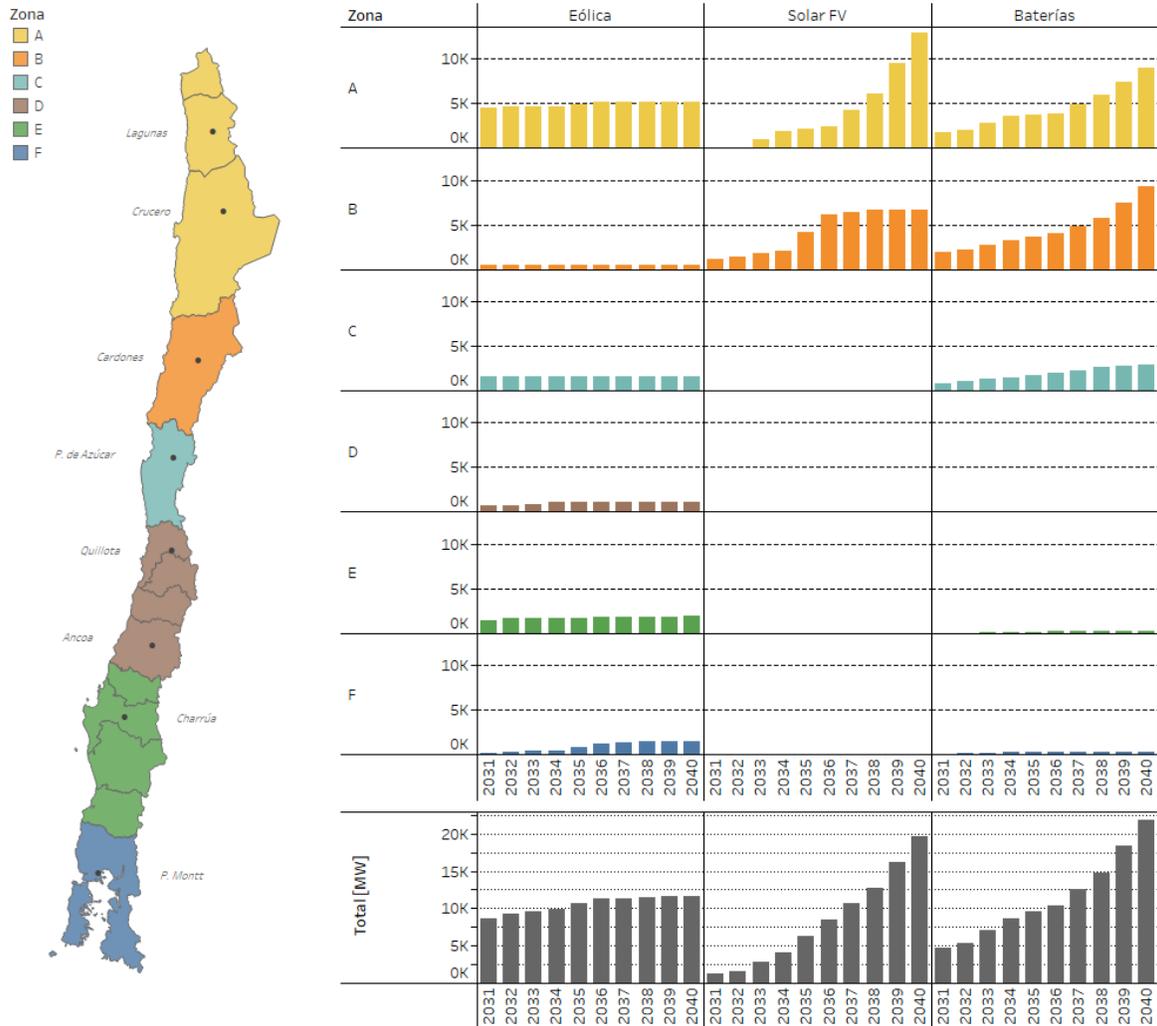


Figura 14. Expansión resultante 2026-2040 por zonas, capacidad acumulada por año.

Como se observa, a partir de 2030 el desarrollo solar FV y de almacenamiento se ven concentrados en la zona norte (zonas A – B – C). Por otro lado, la capacidad eólica se desarrolla en las distintas zonas del país, aunque su desarrollo es más relevante en la zona A en vista del potencial de la zona de Taltal, conectando a la subestación Parinas.

5.1.2 Generación por tecnología

En esta sección se presentan los resultados obtenidos para la etapa de simulación de la operación económica (parte 2, simulaciones horarias de la operación). El plan de expansión anterior alimenta a los modelos de mediano y corto plazo para simular en detalle la operación del SEN. Así, la Figura 15 presenta el detalle de la energía anual generada por tecnología que se obtiene de las simulaciones, las cuales fueron llevadas cabo para el periodo 2024-2040. Asimismo, en esta figura se presenta -para efectos comparativos- los resultados de la generación real del periodo 2020-2023¹¹.

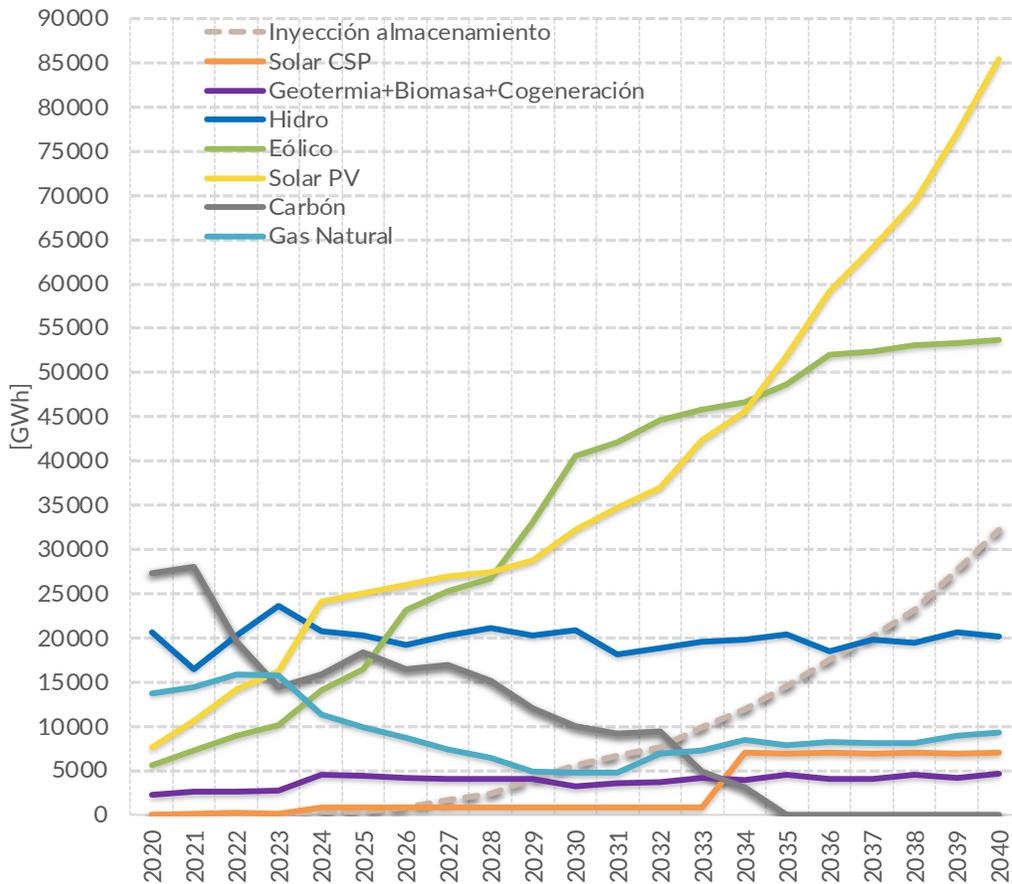


Figura 15: Generación anual por tecnología, valores históricos reales 2020-2023 y resultados de la simulación 2024-2040 para hidrología seca.¹²

En la figura anterior pueden observarse distintos comportamientos generales de la composición de la matriz eléctrica y sus tecnologías.

- El carbón, que viene decreciendo desde 2021 hasta el año 2023, tendría una transitoria alza (en producción) hacia 2025 para luego comenzar su descenso hasta el

¹¹ El periodo agosto-diciembre 2023 fue estimado en vista de las simulaciones del CEN para la programación de la operación a fin de completar este periodo.

¹² Para efectos de este estudio, por hidrología seca se entenderá una energía anual total en torno a los 20 TWh, en vista de la situación real de la generación hidroeléctrica en el periodo 2012-2022.

retiro total de unidades hacia el año 2035. Esto se debe a que la proyección de costos de combustibles para los años próximos considera una baja relevante para el carbón, con lo cual este combustible retomaría su competitividad en el despacho en comparación al gas natural. Es decir, parte de la baja actual de la generación a carbón se ha debido a los máximos históricos de sus costos, los cuales según las proyecciones deberían comenzar a retomar menores valores y con ello ser despachados de manera más intensiva conforme a la operación económica del SEN.

- El plan de expansión de capacidad resulta en una importante alza de la generación eólica hacia el año 2030. Hacia 2026 se proyectan unos 6 GW de capacidad eólica instalada (ver Figura 10) lo que es complementado por otros 8 GW del plan de expansión de largo plazo hacia 2030. En conjunto, esto convertiría a esta tecnología en la fuente principal de generación de la matriz eléctrica hacia 2030.
- Al 2024 la energía solar fotovoltaica se convertiría en la primera fuente de generación de la matriz eléctrica, luego, existe un estancamiento en su crecimiento hacia 2030 en vista principalmente de la abundancia de esta tecnología (14 GW hacia fin de 2025), a pesar del crecimiento del almacenamiento en ese periodo. Finalmente, en el largo plazo se espera que la energía solar -y el almacenamiento - crezcan y se transformen en la primera fuente de generación. Hacia 2040 cabe señalar que en torno a 1/3 de la energía solar será almacenada para luego ser inyectada en horas nocturnas a través de las distintas formas de almacenamiento.
- Por último, en relación con el uso del gas en la matriz:
 - Producto del crecimiento de la generación eólica y almacenamiento hacia 2030, en conjunto con la mejor competitividad del carbón entre 2024-2027, se observa un uso de gas decreciente, respecto de los niveles observados entre 2020 y 2023.
 - Posteriormente a esto, al avanzar en el último tramo del proceso de retiro de las centrales a carbón (2031-2035), se observa un aumento en la generación a gas, como consecuencia de este retiro. Esto a pesar de la masiva entrada de solar CSP al año 2034 (1.1 GW).
 - Post 2035 (y hasta 2040), a pesar del masivo despliegue de capacidad instalada de energía solar FV y almacenamiento, se observa un remanente de gas en la matriz eléctrica.

Adicionalmente a lo que se observa a nivel agregado anual respecto del gas, a nivel horario se puede apreciar también el uso de la generación a gas para balancear las diferencias intrahorarias de la generación solar y su evolución a lo largo del horizonte. La Figura 16 presenta en su parte superior los perfiles diarios de generación por tecnología que se tienen en promedio a lo largo del año, mientras que en la parte inferior se grafica para cada una de las horas del año (cada punto es una hora de operación del año) la generación total de gas versus la generación total eólico-solar.

Como puede observarse en la figura, en los años desde 2026 y 2030 los despachos máximos de gas están principalmente asociados a niveles bajos de generación eólico-solar, y por lo

tanto, el gas está asociado fuertemente a un rol complementario a la generación eólica-solar (modo ciclaje) en vista del incipiente nivel de desarrollo de sistemas de almacenamiento.

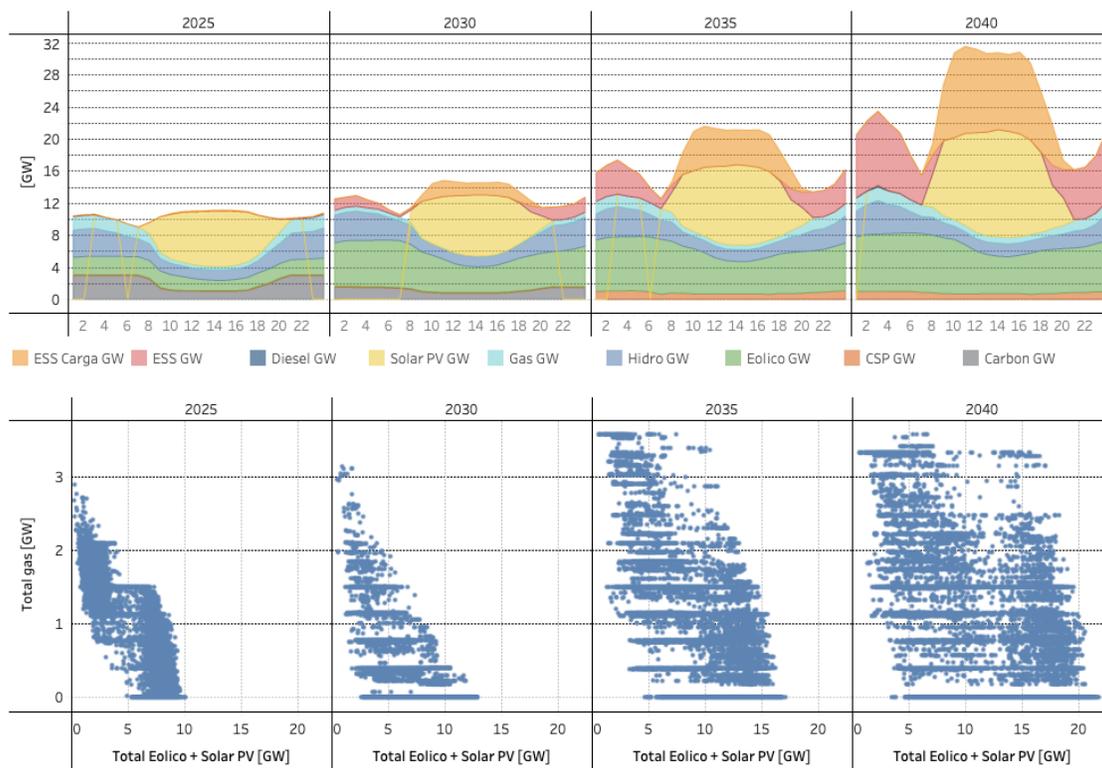


Figura 16: Perfiles horarios esperados de generación por tecnología (parte superior) y generación a gas vs generación ERV, para los años 2025, 2030, 2035 y 2040.

Hacia el final del periodo de análisis, el uso del gas se comienza a hacer más diverso con importante presencia incluso en horas de alta disponibilidad de generación ERV. Para comprender mejor las razones detrás de este cambio en el patrón, en la Figura 17 se presenta una secuencia consecutiva de 10 días de operación en los meses de diciembre y mayo del año 2036.

En primer lugar, es importante notar en esta figura que la generación eólico-solar puede ser significativamente menor durante varios días consecutivos (por ejemplo, días 8 a 12 en mayo). Si bien, al 2036 se cuenta con una capacidad total instalada por sobre los 18 GW totales de energía eólica, con una amplia distribución geográfica, puede presentar varios días del año donde la generación es menor al 10% de la capacidad instalada.

En estos días de baja generación ERV total, el gas es utilizado de manera más intensiva incluso durante las horas solares (ver días 8 a 12). Por lo tanto, el gas en este caso apoya la carga de los sistemas de almacenamiento con el objetivo de contar con suficiente energía para ser utilizada en las horas de la noche y así reducir el uso de diésel. No obstante, igualmente en días muy críticos, es necesario recurrir al despacho intensivo de centrales diésel por algunos días, durante las horas de noche que coinciden con una baja considerable en los aportes de la generación solar y eólica.

Finalmente, es posible observar la amplia variación estacional que tendrá el uso del gas en este escenario, en vista de la alta presencia de generación ERV. Durante el mes de diciembre, existen varios días consecutivos que no requieren presencia del gas en el sistema, mientras que periodos de bajas considerables de la generación ERV vuelven a requerir su despacho.

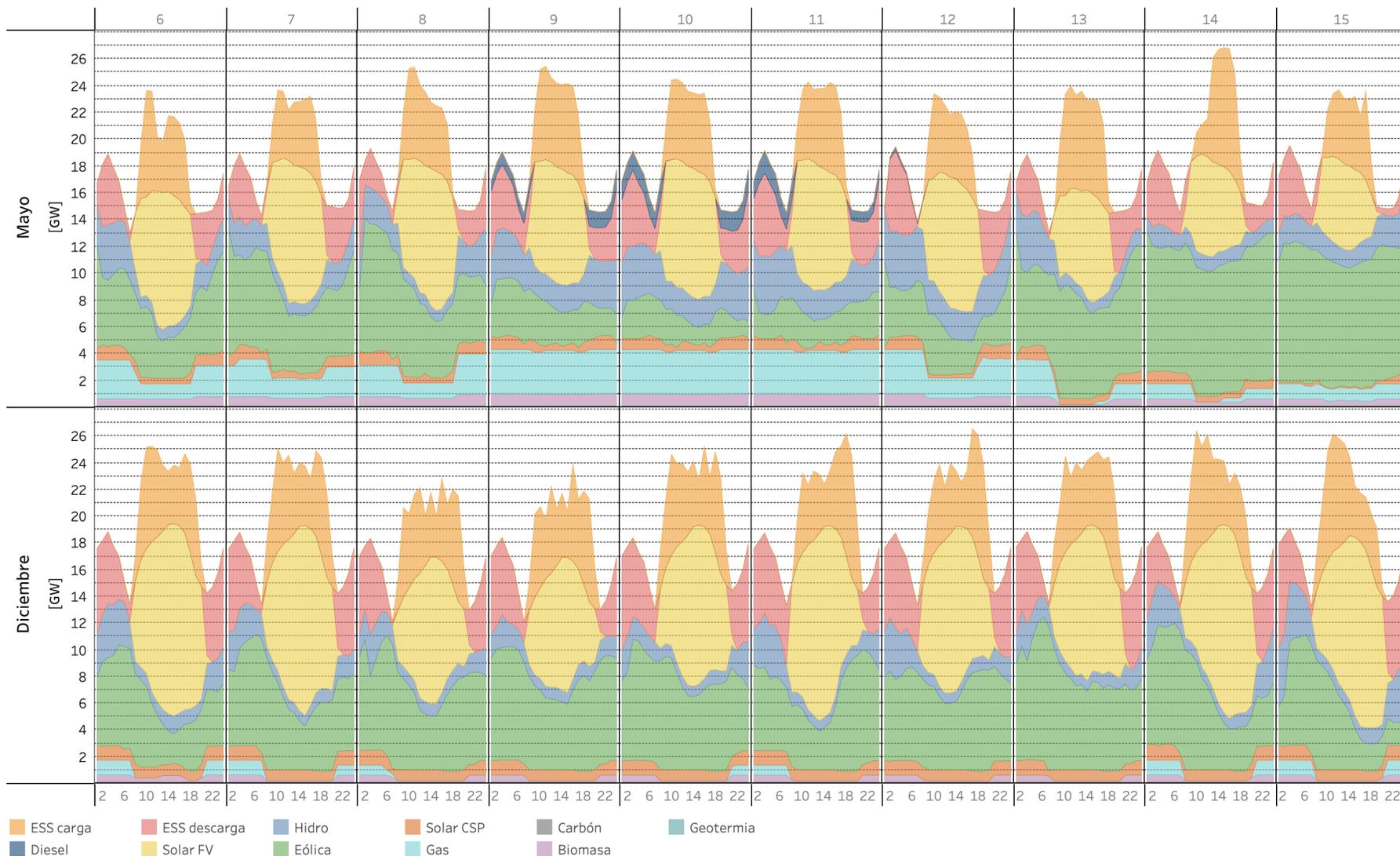


Figura 17: Perfiles horarios esperados de generación por tecnología, para diez días en dos meses del año 2036.

5.1.3 Indicadores sistémicos

En la Figura 18 se presentan una serie de estadísticos sistémicos que son obtenidos de las simulaciones.

- **Emisiones de CO2:** En vista de la creciente penetración renovable y almacenamiento, y el cierre de las centrales a carbón, los valores totales anuales de emisiones descienden sistemáticamente de un valor anual máximo de 22.5 MMtonCO2 hacia remanentes de ~3-5 MMTon CO2 hacia 2035. Estas emisiones están asociadas a la operación de las centrales a gas y diésel que aún se mantienen en operación. Notar que este nivel de emisiones totales cumple con el nivel necesario para que el sector eléctrico habilite el cumplimiento de la NDC (ver Figura 12).
- **Penetración renovable:** Contando las distintas fuentes de generación libre de emisiones como son la hidroelectricidad, geotermia, solar CSP, el sistema alcanzaría hacia 2036 un 95% de generación renovable.
- **Recortes eólico-solar:** el avance del almacenamiento así como la electrificación de la demanda permiten que los recortes totales decrezcan sistemáticamente ubicándose, hacia el final del periodo de análisis, en torno a un 6%.
- **Costos de operación:** principalmente ligados al uso de combustibles fósiles, se verán fuertemente reducidos en la medida que se avance en el cierre de las centrales a carbón.

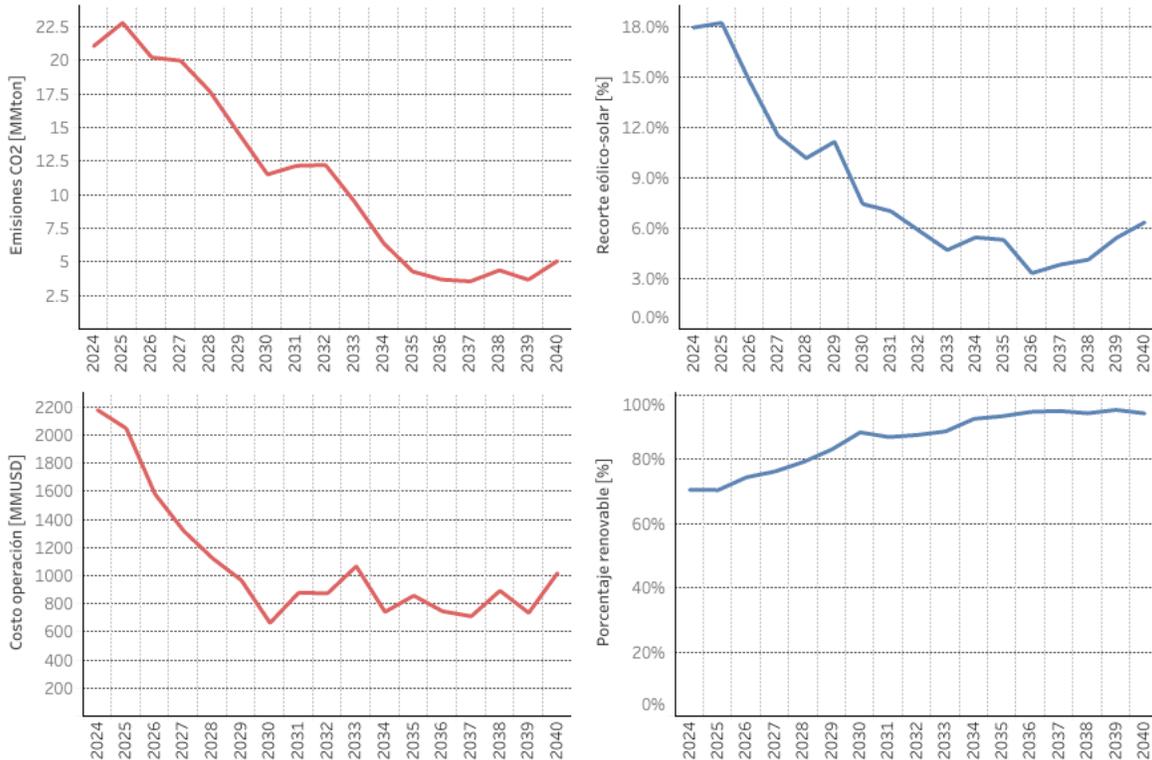


Figura 18: Estadísticos sistémicos: emisiones de CO2, costos de operación, recortes eólico-solar, y porcentaje total renovable (incluyendo generación hidráulica).

5.1.4 Costos marginales

En esta sección, se presentan los consecuentes costos marginales del sistema de acuerdo con la generación por tecnología resultante de la etapa de simulación de la operación. La Figura 19 resume los efectos presentando los promedios anuales para un subconjunto de nodos de la red que son representativos del estado del sistema de norte a sur. Se presenta de manera simplificada el efecto intradiario a través de la definición de bloques A (mañana), B (día) y C (noche) para los precios (promedio anual¹³).

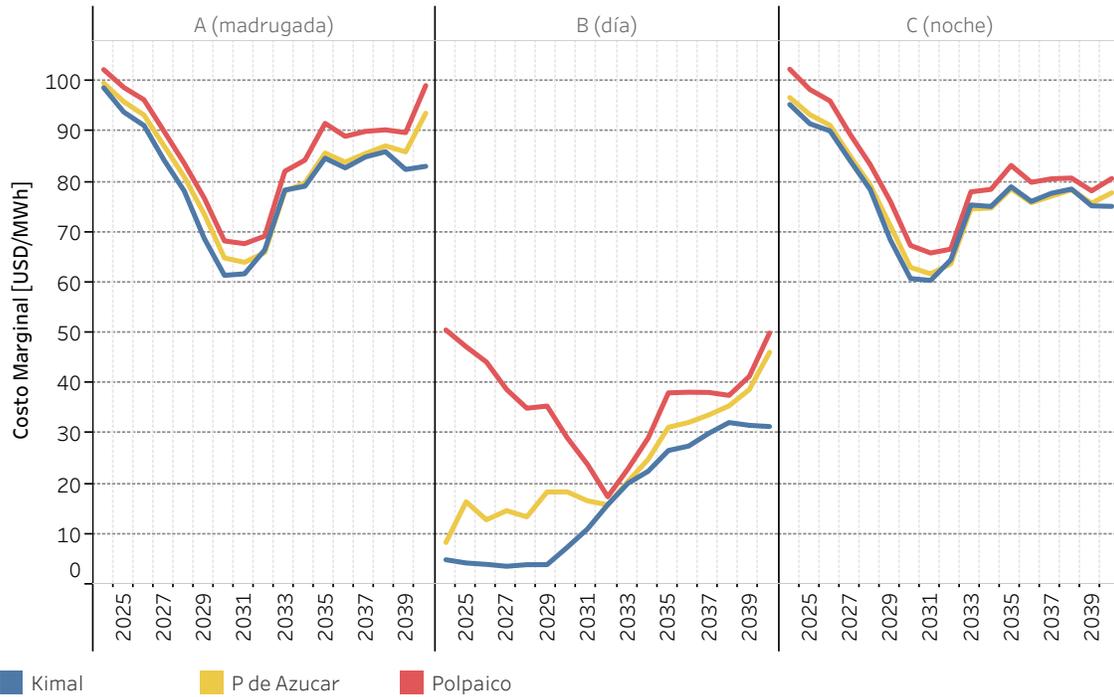


Figura 19: Costo marginal anual por bloque horario A, B, C y para algunos nodos de la red.

Los resultados obtenidos están en línea con los despachos de las distintas tecnologías observados en la sección anterior, así como la situación esperada de congestión norte-sur que existe en las horas solares. Asimismo, se presentan patrones de comportamiento que están también alineados con el cambio en el patrón de la demanda conforme avanza la electrificación; el costo marginal comenzará a ser más alto en bloque A desde 2032.

Se observa una tendencia a la baja desde 100 USD/MWh en horas de noche al 2024 hasta valores bajo los 70 USD/MWh, producto de la entrada de sistemas de almacenamiento que desplazan centrales térmicas más caras y por la baja en los costos del carbón en ese periodo. Mientras se avanza hacia el cierre de las unidades a carbón, se observa un costo marginal en horas de noche que oscila entre 80 y 90 USD/MWh, mientras que en horas solares se observa un alza hasta llegar a valores en torno a 35 USD/MWh, lo cual se sustenta en la creciente entrada de sistemas de almacenamiento.

¹³ Bloque Horario A entre las 23:00 hrs y las 8:00 hrs, Bloque Horario B entre las 8:00 hrs y las 18:00 hrs, y Bloque Horario C entre las 18:00 hrs y las 23:00 hrs.

5.2 SENSIBILIDADES

En esta sección se presentan algunos resultados esenciales de cada sensibilidad y se comparan con el caso base presentado anteriormente.

5.2.1 Sensibilidad 1

En esta sensibilidad se aumentan y reducen los costos de CAPEX de todas las tecnologías a través de una mayor y menor tasa de descuento, utilizándose una variación de +/- 3% sobre la tasa del caso base que es 9%. Esto permite visualizar cambios correspondientes en la expansión de la matriz eléctrica, particularmente asociados a la velocidad de despliegue de las inversiones. En la Figura 20 se presentan las capacidades acumuladas por tecnología que se obtuvieron en cada caso, comparadas con el caso base. Se observa que, si bien la composición de largo plazo es similar (inversiones por aproximadamente 55 GW), los efectos son notorios en el ritmo o tasa de desarrollo en el periodo 2026-2035.

- En el caso de CAPEX bajo existe una fuerte alza en almacenamiento al 2030 (se duplica, alcanzando 7.8 GW) y rapidez de entrada eólico (se duplica al 2026).
- En el caso de CAPEX alto, el resultado muestra un retraso de las inversiones en todas las tecnologías hasta 2036.

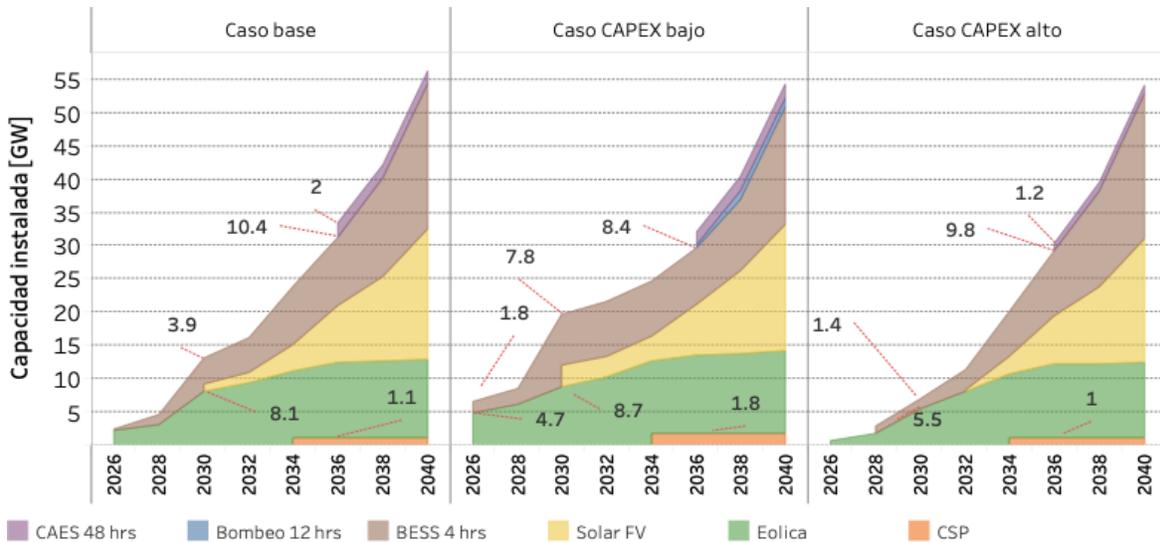


Figura 20: Nueva capacidad instalada acumulada resultante de la optimización: caso base, y sensibilidad 1 considerando CAPEX bajo y alto.

En vista de los cambios en el desarrollo de las tecnologías en la matriz, es esperable que esto desate cambios en el despacho de las tecnologías y de los distintos indicadores sistémicos. Luego de llevar a cabo las simulaciones horarias de la operación para cada plan, se presenta en la Figura 21(a) la energía generada por las centrales a gas, mientras que en la Figura 21(b) se muestran los efectos en las emisiones totales de CO₂.

En el periodo inicial 2024-2030 es donde se observan las mayores diferencias, donde el uso de gas reacciona ante los cambios en los planes de expansión: a menor CAPEX, mayor penetración de almacenamiento y energía eólica, y menor uso de gas. En el largo plazo, en todos los casos, se ve la necesidad de apoyar el sistema sin carbón, con niveles entre 6-10

TWh/año. Por el lado de las emisiones totales, las variaciones son relevantes en el mediano plazo, convergiendo, notablemente, todos a valores menores o iguales a 5 MM CO₂.

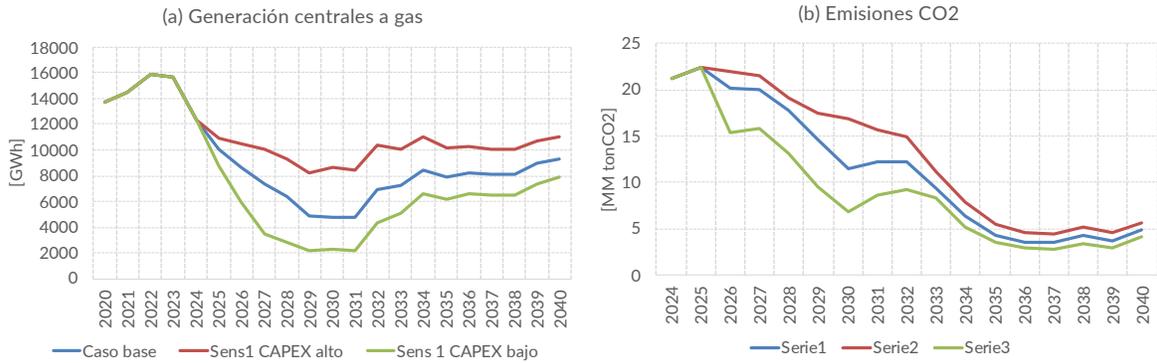


Figura 21: Energía generada centrales a gas y emisiones de CO₂: caso base, y sensibilidad 1 considerando CAPEX bajo y alto.

5.2.2 Sensibilidad 2.1 adelantamiento cierre centrales a carbón

En esta sensibilidad, se analiza un calendario anticipado de salida de las centrales a carbón al año 2030, de acuerdo a lo presentado anteriormente en la Figura 9.

En la Figura 22 se presentan los efectos en el plan de expansión de capacidad. Se observa que el adelantamiento del cierre implica la necesidad de adelantar en al menos 2 GW los sistemas de almacenamiento tipo BESS hacia 2030, mientras que también se necesita adelantar +~1000 Solar FV y +~400 MW de energía eólica.

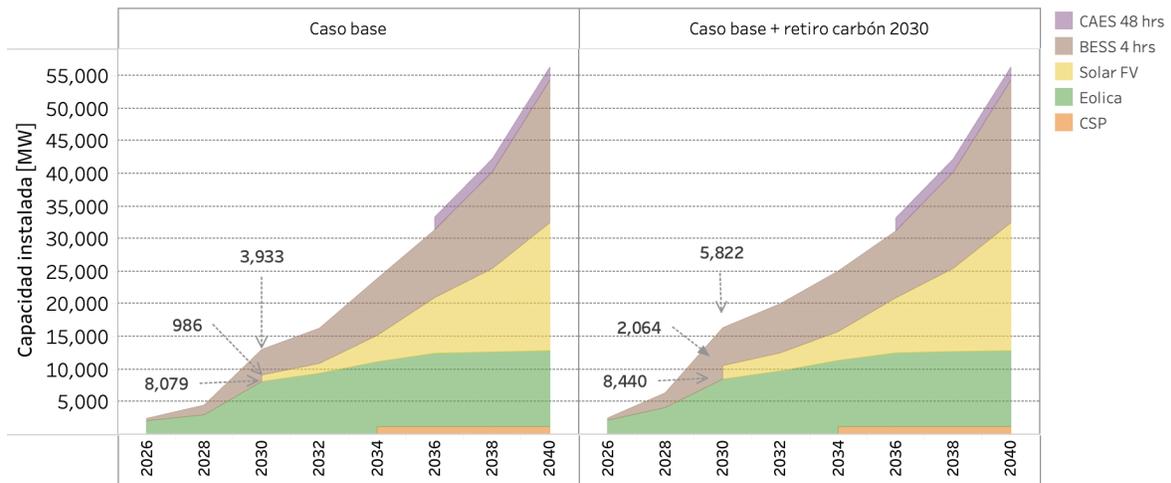


Figura 22: Nueva capacidad instalada acumulada resultante de la optimización: caso base y sensibilidad 2.1 con retiro anticipado del carbón.

Además, se analiza el efecto del adelantamiento de la salida de las centrales a carbón y del reemplazo tecnológico en la generación de energía, cuyos resultados se resumen en la Figura 23. En esta se aprecia que a pesar del aumento en capacidad ERNC y almacenamiento, los cuales ven incrementados su colocación de energía, la salida del carbón es reemplazada primeramente por un aumento en el gas, luego solar FV y, en menor medida, generación

eólica, biomasa e hidroelectricidad. Por ejemplo, hacia el año 2030, que es cuando se observa la mayor brecha, existe un aumento de 3.5TWh de gas, luego de solar PV con +2.8 TWh, +1 TWh de energía eólica, +0.5TWh de biomasa e hidroelectricidad con +0.8 TWh.

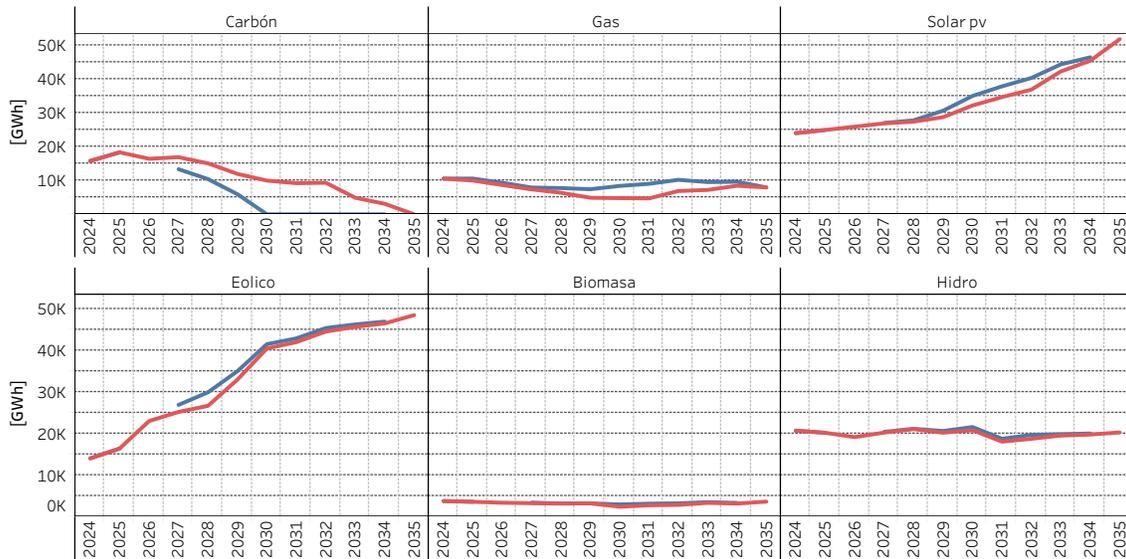


Figura 23: Comparación energía anual por tecnología (gas, carbón, solar FV, eólico, biomasa e hidroelectricidad). Escenario base en rojo y sensibilidad 2.1 (retiro anticipado del carbón) en azul.

5.2.3 Sensibilidad 2.2 retraso proyectos de transmisión

En la sensibilidad 2.2 se abordan los efectos de retrasar algunos de los proyectos de gran escala que se materializarían en el sistema de transmisión entre 2030 y 2032: HVDC Kimal – Lo Aguirre se atrasa desde 2030 a 2032, y expansión de Charrúa al sur se atrasa desde 2032 a 2034. También, por consistencia, la desconexión total de plantas de carbón se produce en el año 2032 (no en el año 2030 como en la sensibilidad anterior), que corresponde a la entrada de la línea HVDC.

Se presenta en la Figura 24 la generación total a carbón resultante donde se observa el efecto de mantener cierta capacidad en el sistema hasta 2032 (que se asume necesario en vista del retraso del HVDC Kimal – Lo Aguirre de 2030 a 2032). En torno al 2030, se observa que, a pesar de tener en torno a 5 TWh de generación a carbón que se mantiene en el sistema, los niveles de generación a gas se mantienen sin grandes variaciones, lo cuales estarían asociados principalmente para compensar ERV que no puede ser integrada al sistema producto de las restricciones de transmisión, requiriendo despachos de generación cercana a los centros de carga.

En el periodo 2032 a 2034, cuando se asume el retraso de la expansión de Charrúa al sur, se observa un ligero aumento de generación a gas (~ 2TWh) que está también asociado a la falta de capacidad para la integración de energía eólica en las zonas E y F (ver Figura 14).

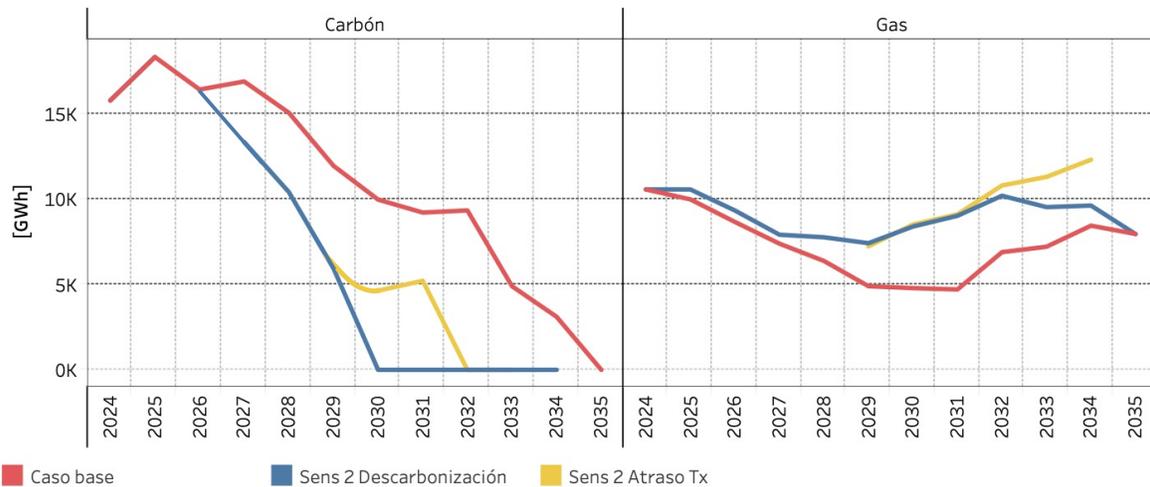


Figura 24: Comparación energía anual por tecnología (gas, carbón). Caso base en rojo, sensibilidad 2.1 en azul y sensibilidad 2.2 en amarillo.

5.2.4 Sensibilidad 3: Retiro centrales a gas

En esta sensibilidad se retiran las centrales a gas y diésel de manera paulatina en el periodo 2030-2035, totalizando una salida de casi 8 GW de capacidad instalada de centrales térmicas. Así, primero, se determina la necesidad de infraestructura adicional llevando a cabo la etapa de expansión de largo plazo. Luego, se simula la operación resultante a esta expansión.

En la Figura 25 se resumen los resultados obtenidos de la expansión comparando con el caso base, enfocándose en el resultado al año 2036 ya que este sería el primer año luego de retirar todas las centrales térmicas. Se presenta en esta figura la capacidad total acumulada al año 2036 de las distintas tecnologías, señalando las diferencias totales obtenidas entre el caso base y la sensibilidad sin centrales térmicas.

Como se observa en esta figura, el plan de expansión resulta en un total adicional de **16.7 GW** dividido entre las distintas tecnologías, tanto de generación ERV como almacenamiento de corta y larga duración (BESS, CSP, CAES). Es notable observar el desarrollo de 1 GW de generación en base a geotermia, tecnología no utilizada en el caso base.

Esto demuestra que la total ausencia de centrales térmicas convencionales requiere de renovables de carácter firme como por ejemplo CSP y geotermia, junto con una mayor cantidad de sistemas de almacenamiento de corta y larga duración.

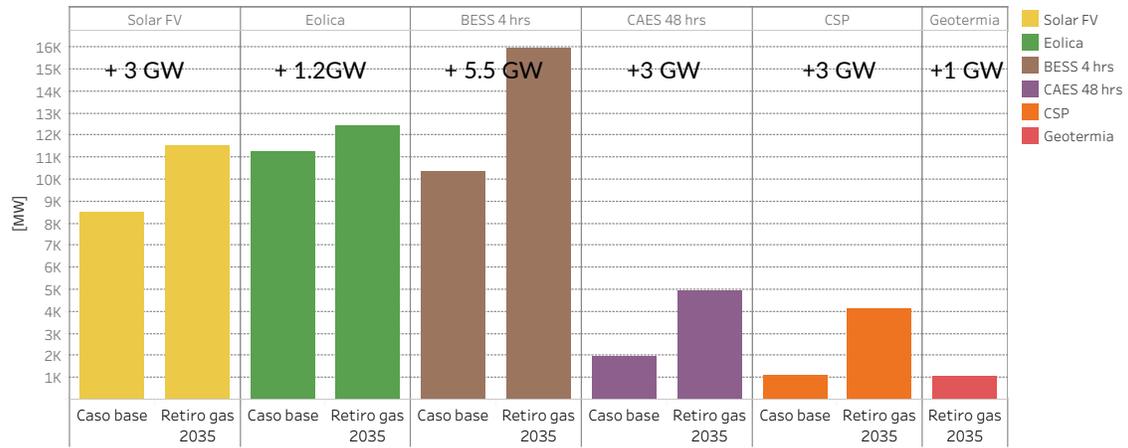


Figura 25: Comparación de nueva capacidad instalada requerida por tecnología al 2036, caso base y sensibilidad 3 sin centrales a gas (ni diésel).

Esta cantidad de infraestructura adicional permite al sistema alcanzar una operación **100% renovable durante todo el año**, incluso en aquellos momentos de baja generación ERV donde, como se mostró anteriormente en el caso base (Figura 17), se necesitaba el despacho de gas (incluso durante horas de día) y diésel (durante la madrugada en las horas de demanda punta). En la Figura 26 se presenta un análisis de la semana crítica de mayo (2036), comparando la operación del sistema en el caso base con el caso sin centrales térmicas. Se observa en este caso que la generación en base a biomasa y geotermia es utilizada fundamentalmente en los primeros días y que son desplazados en días de mayor disponibilidad eólica.

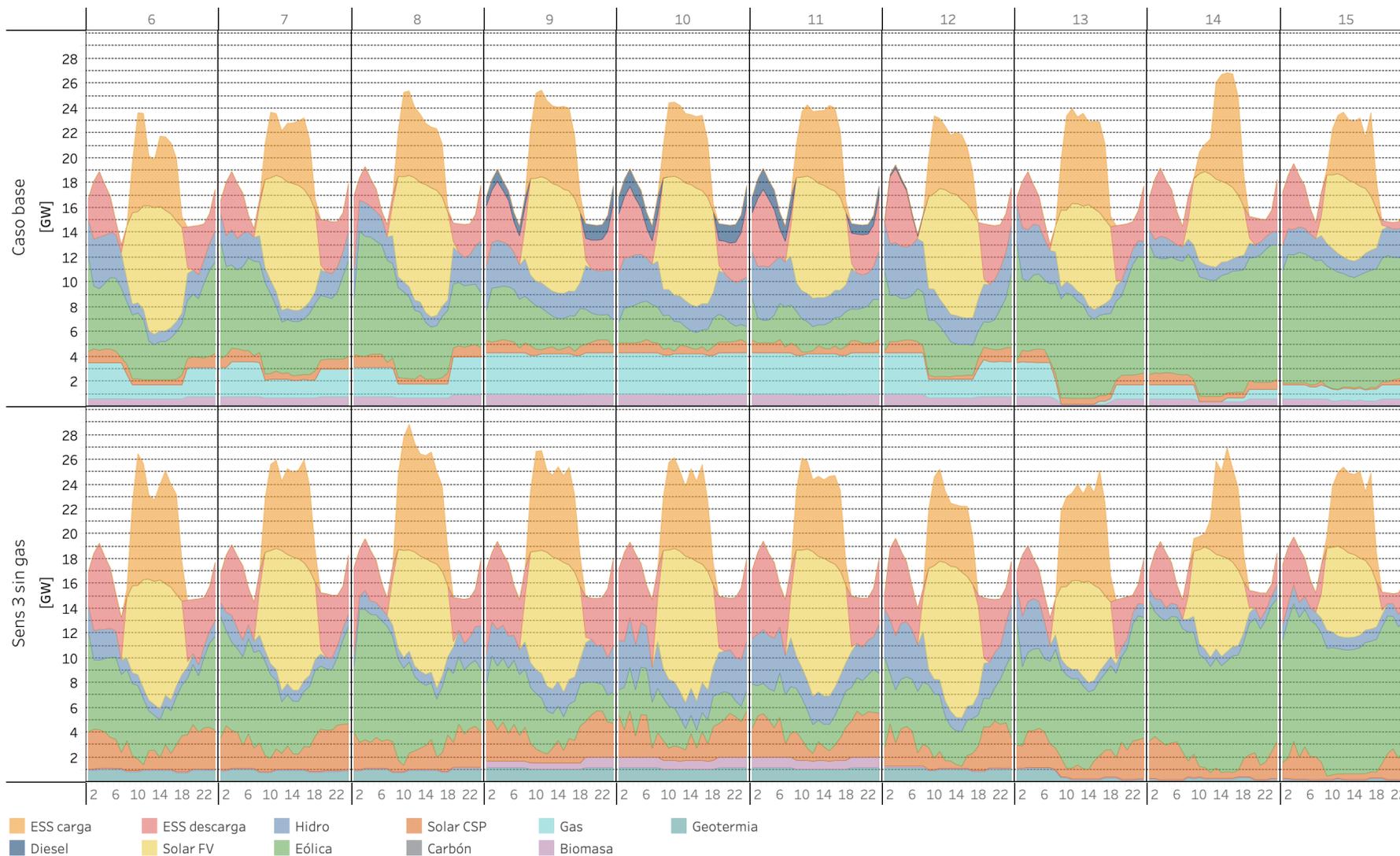


Figura 26: Perfiles horarios esperados de generación por tecnología para diez días en mayo de 2036. Caso base arriba y sensibilidad 3 abajo.

En la Figura 27 se presenta una comparación con el total acumulado de inversión resultante de cada plan de expansión en cada año. En el caso base, se observa que hasta la salida de las centrales a carbón al 2035 se tiene un crecimiento tendencial llegando a un total de 30 mil MMUSD (correspondiente a aproximadamente un 10% del PIB nacional del año 2022).

Como se observa de la figura, el despliegue adicional de infraestructura para retirar el gas y diésel y mantener el sistema adaptado ocurre principalmente en el periodo 2030-2035, requiriendo acelerar el ritmo de inversión hasta casi duplicar el monto total al 2036. Esto se debe a que las tecnologías de geotermia y CSP tienen costos que son más elevados que en caso de las ERV solar y eólica. Esta inversión extra en términos del costo total de inversión corresponde a un costo adicional aproximado de 26 mil MMUSD (aproximadamente un 8% del PIB nacional del año 2022).

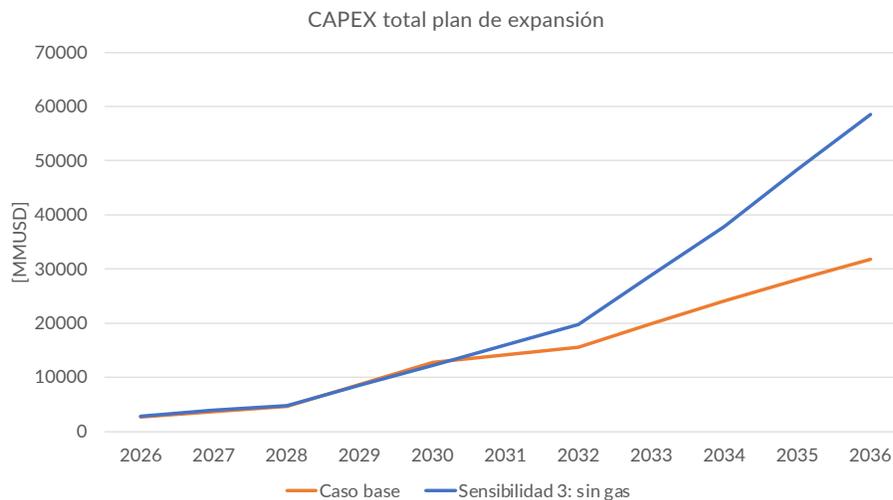


Figura 27: Comparación CAPEX acumulado en caso base y sensibilidad 3.

No obstante, es importante considerar que la desconexión de unidades a gas (y diésel) no solamente eleva las inversiones requeridas a futuro. A continuación, se presentan los efectos totales en la función de costos de dicha desconexión (desde 2036 en adelante):

- Disminución en emisiones de 4-5 millones de toneladas de CO₂ al año.
- Ahorros en costos de operación en torno a 750 MMUSD al año.
- Costo de CAPEX de generación/almacenamiento adicional: 2600 MMUSD/año.

Con estos valores anteriores, el costo de abatimiento de esta medida es del orden de **380 USD/ton.**¹⁴

¹⁴ Se valorizan las emisiones a un valor de 32 USD/ton; el cálculo del costo de abatimiento es $(2600-750-4.5*32)/4.5 = 380$.

El plan de expansión del caso sin centrales a gas fue determinado con el objetivo de abastecer la demanda total del sistema durante todo el año, sin recurrir a mecanismos de gestión o respuesta de la demanda ante escenarios de escasez. No obstante, es importante considerar que parte importante de la demanda del sistema corresponderá a electromovilidad (Figura 4), esta tiene un potencial de ser gestionada de manera inteligente para así proveer servicios de flexibilidad hacia el sistema interconectado.¹⁵ Es posible entonces que ante eventos de baja generación renovable el sistema pueda recurrir mecanismos de gestión de la demanda y así reducir la cantidad de infraestructura necesaria para reemplazar el rol de las centrales térmicas.

Por ejemplo, en la Figura 28 se presenta el perfil horario promedio del año 2036, resultante de la proyección de demanda realizada en vista, principalmente, de las medidas de electrificación, a fin de ilustrar el potencial que puede aportar la gestión de demanda (DSM por su nombre en inglés). Como es posible notar, desde las 23 hrs en adelante, la demanda asociada a electromovilidad alcanza valores máximos del orden de 7 GW.

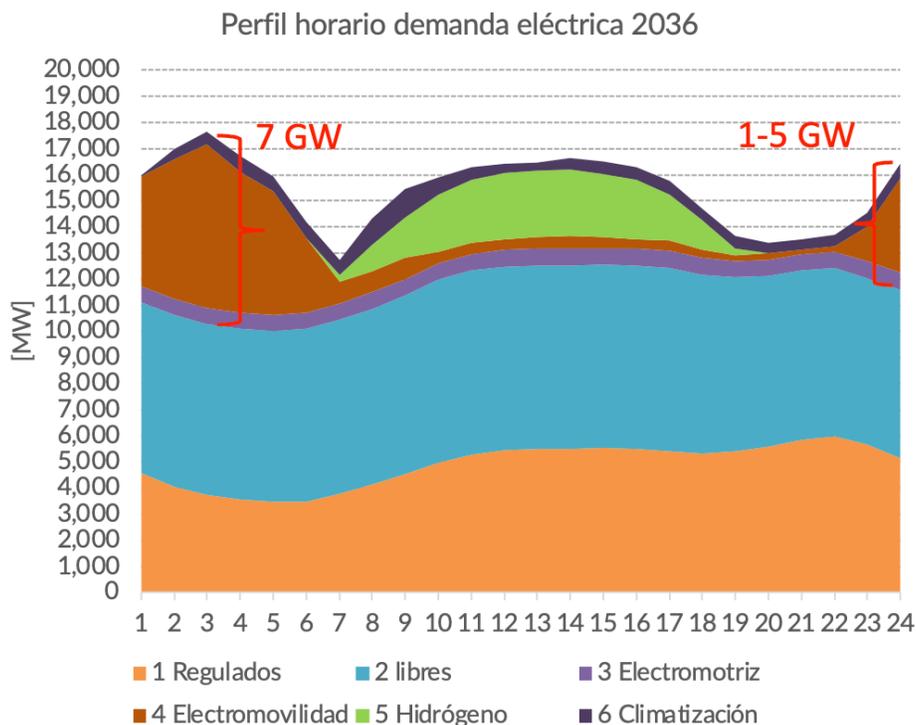


Figura 28: Perfil horario de demanda eléctrica al 2036, separando por tipo de consumo.

Así, se calculó nuevamente la expansión del sistema considerando la capacidad de gestión de demanda cuando fuese necesario. Esto se realizó para dos casos (2 y 4 GW de gestión de

¹⁵Gabriel Canales Zamudio. Análisis del potencial de gestión de demanda de vehículos eléctricos para proveer flexibilidad al sistema eléctrico nacional. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico. 2023.

<https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/192894/Analisis-del-potencial-de-gestion-de-demanda-de-vehiculos-electricos-para-proveer-flexibilidad-al-Sistema-Elctrico-Nacional.pdf?sequence=1>

demanda), cuantificando el ahorro en el CAPEX adicional que se tendría debido a la gestión de los peaks de consumo. Adicionalmente en cada caso se estimó, mediante los modelos de simulación de operación, el volumen de energía a desconectar durante la operación. Los resultados se resumen en la Tabla 5.

Como se aprecia en los resultados, la capacidad extra de generación necesaria (con respecto al caso base) se ve reducida al contar con mecanismos de gestión de demanda. Por ejemplo, el caso de mayor gestión de demanda (4 GW) permite reducir en un 60% los costos extras de inversión en capacidad adicional, debido a que se evitan inversiones en 5.6 GW de sistemas BESS y 3 GW de CSP, mientras que se desconectan/gestionan 212 GWh de demanda durante el año.

Tabla 5: Resumen de resultados por tecnología para las sensibilidades sin gas y con gestión de la demanda.

Tecnología	Capacidad adicional por tecnología/caso		
	Sin gestión de demanda	Gestión de demanda 2 GW	Gestión de demanda 4 GW
Solar PV	3	3	0.6 (-2.4)
Eólico	1.2	1.2	1.2
CSP	3	0.4 (-2.6)	0 (-3)
BESS	5.6	5.6	0 (-5.6)
CAES	3	3	3
Geotermia	1	1	1
DSM (GWh)	0	15 (<1%)	212 (<1%)
Costo CAPEX adicional c/r a caso base (MMUSD)	26,815	18,242 (-30%)	11,022 (-60%)

Asimismo, al calcular el costo medio del sistema, considerando los costos totales de OPEX y CAPEX de cada caso (costos totales a recaudar mediante la tarifa), se observa que hacia 2036 esta podría llegar a ser entre un 2%-10% superior respecto del caso base según el nivel de DSM presente, como se resume en la Figura 29. Es imprescindible, por lo tanto, que a medida que se profundice en el cierre de centrales termoeléctricas se cuente con mayor cantidad de recursos de demanda gestionables, a fin de disminuir los costos asociados a la infraestructura adicional necesaria para operar el sistema de forma segura. No obstante, cabe discutir sobre los costos e incentivos necesarios para el despliegue de estas medidas, sus tiempos de implementación y también sus riesgos, principalmente asociados a la activación.

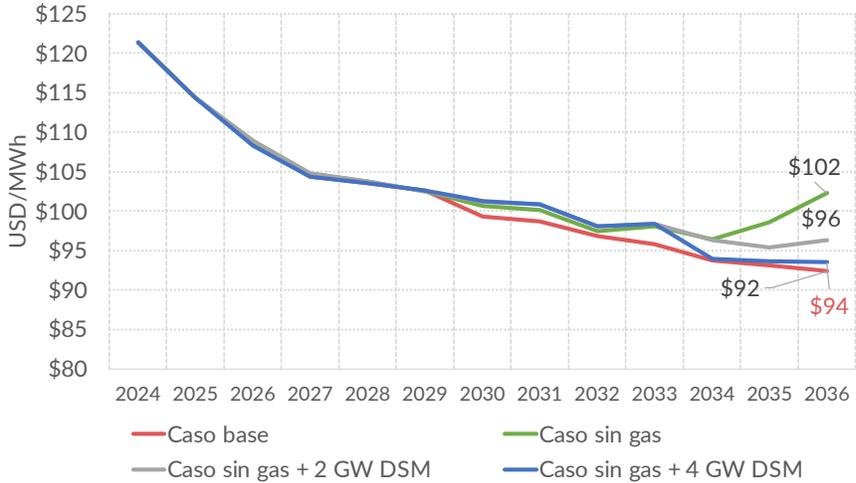


Figura 29: Costo medio del sistema en USD/MWh para el caso base y los distintos escenarios sin gas y DSM.

6 Conclusiones

El presente estudio ha explorado en profundidad el proceso de descarbonización del sistema eléctrico chileno, enfocándose especialmente en el rol que desempeñará el gas natural durante el periodo de transición hacia una matriz energética renovable y sostenible. Mediante el uso de modelos de optimización matemática avanzada y considerando un horizonte de análisis desde 2026 hasta 2040, se han obtenido valiosos *insights* sobre la evolución esperada de la generación eléctrica, la incorporación de tecnologías renovables y de almacenamiento, el uso del gas natural y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles. A continuación, se resumen las conclusiones clave derivadas de este análisis:

El uso del gas natural, que recientemente ha alcanzado niveles de utilización de aproximadamente 15 TWh por año, experimentará una reducción paulatina debido a la incorporación de generación renovable y almacenamiento, alcanzando niveles entre 8-10 TWh (caso base) una vez que el parque de centrales a carbón esté completamente retirado (post 2035). Este equilibrio, después de 2035, implicará emisiones del sector eléctrico del orden de 3-5 MMton de CO₂ al año, que representa una disminución significativa desde los actuales ~20 MMton, y una participación renovable aproximada del 95%.

En el intertanto, especialmente alrededor del año 2030, el nivel de utilización del gas podría reducirse a mínimos de aproximadamente 5 TWh por año, debido a la contribución de las centrales carboneras y a la masiva entrada de plantas renovables y almacenamiento.

Las sensibilidades indican que la producción de electricidad basada en gas natural, antes de 2035, podría alcanzar niveles de 10-12 TWh anuales en caso de retrasos en las líneas de transmisión y adelantos en la desconexión de plantas a carbón, disminuyendo a niveles de 6-10 TWh después de 2035. El uso del gas natural podría reducirse si el despliegue de inversiones se acelera debido a disminuciones en el CAPEX de nuevas inversiones.

Un caso de estudio que contempla el retiro de la capacidad de centrales a gas (y todo el parque fósil) para el año 2035 identificó los siguientes impactos en el sistema eléctrico:

- Un aumento en las inversiones del orden de 26 mil millones de dólares (en tecnologías renovables variables, firmes y almacenamiento) en el periodo 2030-2035 (antes de la desconexión completa de la flota térmica) para mantener un sistema confiable.
- Una disminución en las emisiones del orden de 3-5 MMton y en los costos de operación del sistema de alrededor de 750 millones de dólares por año, lo que, junto con el aumento de los costos de inversión, representa un costo de abatimiento de 380 USD/ton.
- Un incremento en el costo total del sistema (tarifa) de entre un 2% y un 10%, dependiendo de los niveles de respuesta de la demanda que permiten mitigar parte de las nuevas inversiones en generación y, por lo tanto, las alzas de costo.

En conclusión, la solución más económica sugiere que el uso del gas natural disminuirá gradualmente, manteniendo una presencia del 5% después de 2035 y permitiendo una importante penetración de energías renovables del orden del 95%. Para alcanzar niveles de descarbonización más profundos, es crucial la participación activa de la demanda, especialmente de consumos intrínsecamente flexibles como el transporte eléctrico, lo cual podría disminuir la necesidad de activos de mayor inversión y, por ende, un potencial aumento en la tarifa de manera significativa.

Anexo A MODELAMIENTO DE CONSUMOS ADICIONALES

A.1 ELECTROMOVILIDAD

Dentro del concepto de electromovilidad se considera la demanda adicional por carga eléctrica de vehículos particulares y la carga eléctrica de vehículos utilizados para el transporte público (taxis y/o buses), los cuales según estimaciones oficiales, alcanzarían un 6% de la demanda total del sistema para el año 2040. Esta demanda adicional se considera desde el año 2020 y con una mayor tasa de crecimiento desde el año 2030, según los supuestos entregados por el Ministerio de Energía.

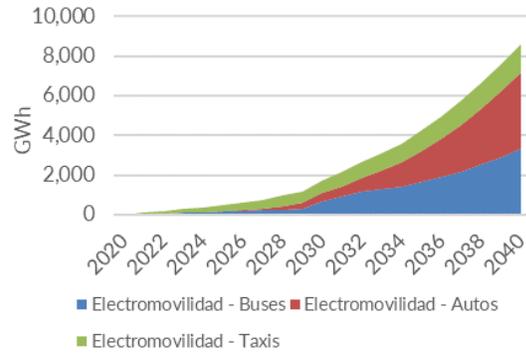


Figura 30. Demanda adicional - Electromovilidad.

Tomando como supuesto que la inclusión de vehículos eléctricos a lo largo del país se distribuirá a la misma razón a la que actualmente se distribuyen los vehículos convencionales, y que el aumento de los vehículos eléctricos será a la misma tasa para todas las regiones del país, es que se toma la estadística desde el Instituto Nacional de Estadísticas (INE)¹⁶, el cual reporta la cantidad de permisos de circulación emitidos en cada región para cada tipo de vehículo en el año 2018. En la Figura 31 se resume la información obtenida de esta fuente. En base a la prorrata de estos números, se obtiene la demanda anual por electromovilidad en cada región, la cual es asignada a los distintos nodos de la red de transmisión nacional.

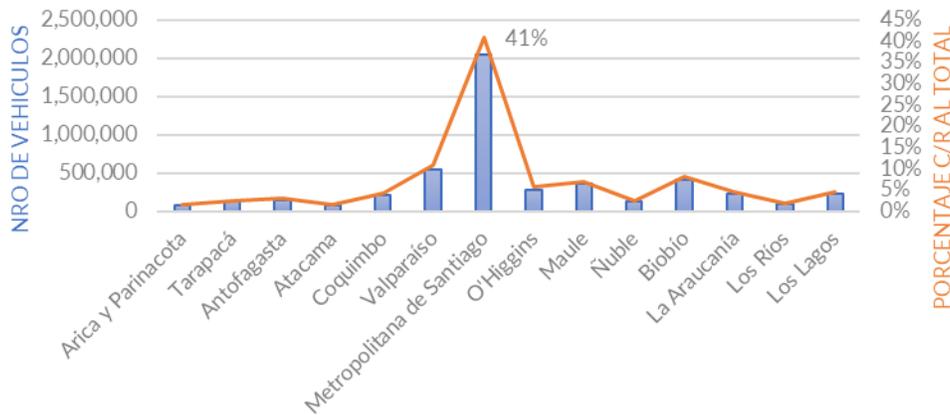


Figura 31. Cantidad de vehículos por región en 2018.

Los perfiles de consumo horario utilizados consideran el trabajo realizado en el estudio "Elaboración de perfiles de demanda a nivel distribución para efectos de consideración en planificación energética de largo plazo"¹⁷. Los perfiles de carga obtenidos diferencian los comportamientos según hogar, trabajo y puntos de carga, e incorporan aspectos de gestión

¹⁶ Parque de vehículos en circulación para el año 2018, INE, 2018

¹⁷ Matías Rojas, "Elaboración de perfiles de demanda a nivel distribución para efectos de consideración en planificación energética de largo plazo", Universidad de Chile, 2019.

inteligente de la carga para los vehículos eléctricos, y una carga nocturna para el transporte público. Para efectos del presente estudio, el Consultor propone asumir el perfil de carga denominado “gestión inteligente” presentado en Figura 32.

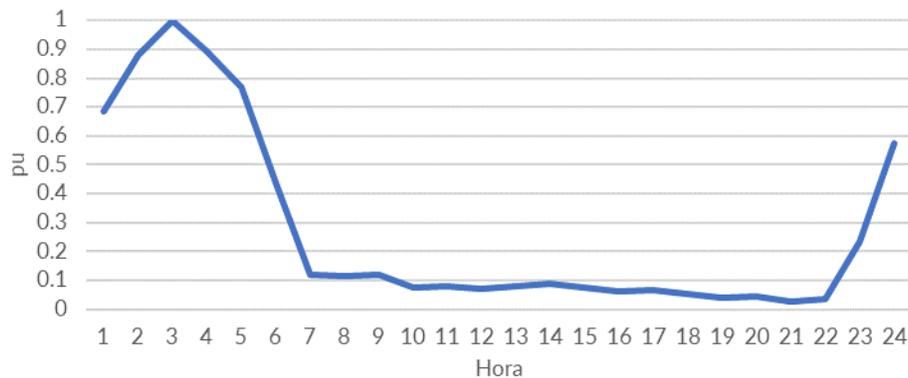


Figura 32. Perfil de carga intradiario por electromovilidad.

Si bien los usuarios pueden comenzar a cargar su vehículo eléctrico al llegar a su hogar (después de las 19 hrs, hora punta del sistema eléctrico) e incrementar considerablemente la demanda punta del sistema en ese momento, se asume que los mecanismos de carga permiten una gestión inteligente de la energía distribuyendo la carga hacia las horas de la madrugada, pero al mismo tiempo asegurando suficiente energía para el día siguiente. Mediante este perfil de carga, se asegura que cada vehículo eléctrico (público o particular) a primera hora de la mañana se espera que tenga la cantidad suficiente de carga para operar durante el día.

De la información disponible sobre perfiles de carga de electromovilidad no es posible deducir cambios en este patrón según las distintas regiones del país, ni estacionalidad ni diferencias entre días hábiles y no hábiles, agregando la demanda adicional por carga de vehículos particulares y carga de vehículos de transporte público (taxis y buses).

A.2 HIDRÓGENO VERDE

En consideración de proyecciones realizadas por el Ministerio de Energía¹⁸, desde el año 2023 se supone el comienzo de producción de hidrógeno verde en Chile con una demanda anual inicial de aproximadamente 3 TWh y alcanzando un valor de casi 20 TWh al año 2040, representando hasta un 14% de la demanda eléctrica total de acuerdo a lo ilustrado en la Figura 33.

¹⁸ Noviembre 2019. Presentación “Medidas carbono neutralidad”. Ministerio de Energía y Ministerio del Medio Ambiente.

De acuerdo con los supuestos iniciales, el hidrógeno producido tendrá como principal objetivo reemplazar el consumo de combustible diésel para vehículos de carga e industria. La opción teórica planteada para el hidrógeno verde es que este se producirá en base a la generación solar fotovoltaica concentrada en la zona norte del país, dado el enorme potencial del país en esta zona y bajo costo de desarrollo de la tecnología. No obstante, es preciso considerar la distribución del hidrógeno asociado al consumo de diésel a lo largo del país. De acuerdo con la información disponible en la plataforma Energía Abierta de la CNE, el consumo de combustible diésel para todas las regiones del país tiene una distribución porcentual por región como se presenta en la Figura 34. Se observa que las regiones con mayores consumos de combustible diésel corresponden a la Región de Antofagasta y la Región Metropolitana, justificado por el gran consumo proveniente de la producción minera que se localiza en la región y por la mayor cantidad de vehículos de transporte en relación con el resto del país, respectivamente.

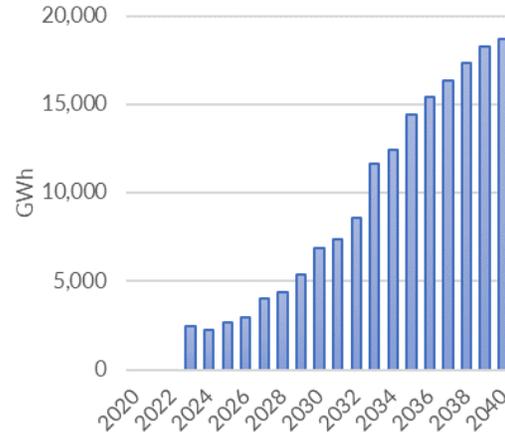


Figura 33. Demanda anual producción de hidrógeno.

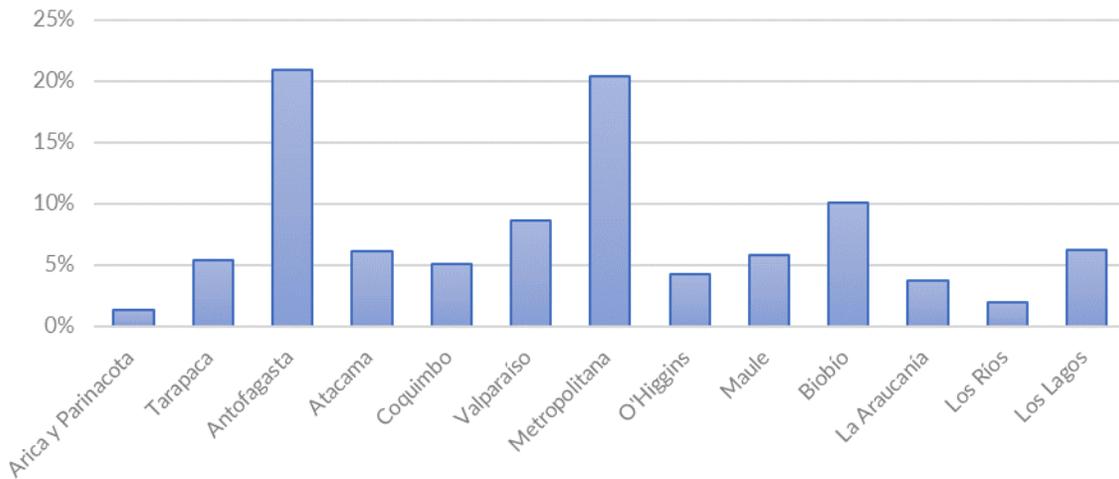


Figura 34. Consumo de diésel por región. Fuente: Energía Abierta CNE.

Como se observa, el consumo de diésel está distribuido con más del 67% del total nacional al sur de la región de Atacama (33% en las regiones de Arica a Atacama). Esto es relevante al momento de decidir donde se localizará la demanda eléctrica para producir el hidrógeno que reemplazará este consumo de diésel. Si se opta por una producción de hidrógeno concentrada en la zona norte, se deberán considerar los transportes de hidrógeno a lo largo del país. Por otro lado, al distribuir la producción de hidrógeno a lo largo del país se reduce la necesidad de transporte de este, pero se alejaría del norte del país, que es donde es posible obtener electricidad a bajo costo para la producción de hidrógeno.

En consideración de los costos y dificultades para el transporte de hidrógeno¹⁹, se propone optar por la segunda opción, la cual consiste en distribuir las plantas de producción de hidrógeno a prorratas de la demanda total de diésel por región. Esto quiere decir que las plantas de producción tomarán energía desde la red para su proceso de producción, y por lo tanto, el certificado de “verde” tendrá que venir de negociaciones de contratos de suministro con empresas de generación renovable.

En cuanto a la distribución temporal, utilizando la misma estadística de ventas de combustibles líquidos, se obtiene la distribución mensual de consumo diésel en cada región, la cual fluctúa entre 7% y 10% para cada mes según lo que se ilustra en la Figura 35. Se asume una producción similar para todos los días pertenecientes al mismo mes en cada región. Por otro lado, para la distribución temporal horaria se asume que la **curva de carga sigue un perfil similar al de generación de una planta solar**, asumiendo que la totalidad del consumo de hidrógeno será abastecido durante estas horas que son las de menor costo marginal, y de mayor abundancia de generación renovable.

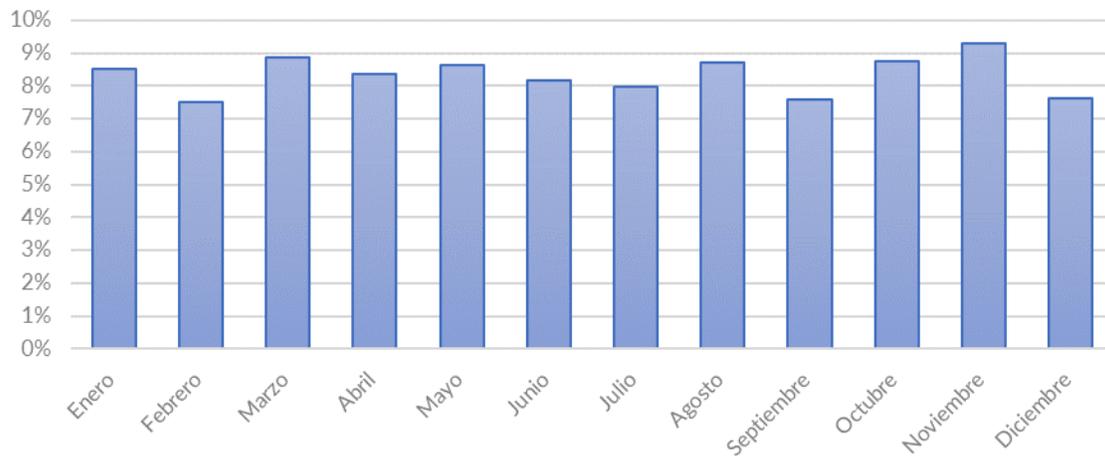


Figura 35 Consumo promedio de combustible diésel por mes.

¹⁹ Ministerio de Energía y la GIZ. Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. Abr 2018. Disponible en: <http://4echile.cl/15910-2/>

Anexo B DETALLE COSTOS DE COMBUSTIBLE POR CENTRAL

		Precios en Chile (USD 2022) y diferenciación por central																						GASARGENTINO						
		Carbón [USD/ton]										GNL [USD/MMBTU]										Diesel [USD/m3]	Fuel Oil [USD/m3]	Colbún	Enel	GEME				
Año	Mes	Ardina / Hornitos	Angamos	Campiche/ Nva Ventanas	Cochrane	GUACOLDA_1	GUACOLDA_2	GUACOLDA_3	GUACOLDA_4	GUACOLDA_5	IEM	Mejillones	NEUEVA_TO COPILLA_1	NEUEVA_TO COPILLA_2	SANTA_MARIA	VENTANAS	Nacama	Candelaria	Kelar	Mejillones	Huachuco	Nueva Huanca	Quintero	San Isidro	Tocopilla	Diesel [USD/m3]	Fuel Oil [USD/m3]	Colbún	Enel	GEME
2023	5	359.4	374.4	373.3	359.4	397.1	412.9	350.6	363.5	333.1	366.6	382.6	362.2	373.5	381.2	373.8	7.6	7.8	8.8	7.9	7.3	7.3	6.9	6.9	6.9	932.5	535.9	6.0	6.0	6.0
2023	6	294.3	306.7	305.8	294.4	325.3	338.2	287.1	297.8	272.9	300.3	313.4	296.7	305.9	312.2	306.2	7.6	7.8	8.8	7.9	7.3	7.3	6.9	6.9	6.9	942.1	545.2	10.0	10.0	10.0
2023	7	265.8	276.9	276.2	265.9	293.7	305.4	259.3	268.9	246.4	271.2	283.0	267.9	276.3	282.0	276.5	7.8	8.0	9.1	8.2	7.5	7.5	7.2	7.2	7.2	949.2	552.0	10.0	10.0	10.0
2023	8	212.6	221.5	220.9	212.6	234.9	244.2	207.4	215.0	197.1	216.9	226.3	214.3	220.9	225.5	221.1	7.9	8.2	9.2	8.3	7.7	7.7	7.3	7.3	7.3	949.2	552.0	10.0	10.0	10.0
2023	9	195.5	203.7	203.2	195.6	216.1	224.7	190.8	197.8	181.3	199.5	208.2	197.1	203.2	207.4	203.4	8.0	8.3	9.4	8.5	7.8	7.8	7.4	7.4	7.4	956.3	558.9	10.0	10.0	10.0
2023	10	196.2	204.4	203.9	196.3	216.3	225.5	191.4	197.8	181.9	200.2	208.9	197.8	204.0	208.2	204.1	8.1	8.4	9.5	8.5	7.9	7.9	7.5	7.5	7.5	956.3	558.9	8.0	8.0	8.0
2023	11	195.7	203.9	203.4	195.8	216.1	224.9	190.9	198.0	181.4	199.7	208.4	197.3	203.4	207.6	203.6	8.4	8.8	10.1	8.9	8.3	8.3	7.9	7.9	7.9	963.4	565.7	8.0	8.0	8.0
2023	12	190.5	198.4	197.9	190.5	210.5	218.9	185.8	192.7	176.6	194.3	202.8	192.0	198.0	201.2	198.1	8.8	9.2	10.6	9.4	8.7	8.8	8.3	8.3	8.3	970.5	572.6	8.0	8.0	8.0
2024	1	198.2	204.5	205.9	198.2	219.0	227.7	193.3	200.5	183.7	202.2	211.0	199.7	206.0	210.2	206.1	8.8	9.2	10.6	9.4	8.7	8.8	8.4	8.4	8.4	970.5	572.6	8.0	8.0	8.0
2024	2	197.2	205.5	204.9	197.3	217.9	226.6	192.4	199.5	182.8	201.2	210.0	198.8	205.0	209.2	205.2	8.7	9.1	10.4	9.2	8.5	8.6	8.2	8.2	8.2	977.6	579.4	5.7	5.7	5.7
2024	3	195.8	204.0	203.5	195.9	216.4	225.0	191.1	198.1	181.5	199.8	208.5	197.4	203.5	207.8	203.7	8.6	8.9	10.3	9.1	8.4	8.5	8.1	8.1	8.1	984.7	586.3	5.8	5.8	5.8
2024	4	194.7	202.8	202.3	194.7	215.1	223.7	189.9	197.0	180.5	198.6	207.3	196.2	202.4	206.5	202.5	8.3	8.7	9.9	8.8	8.1	8.2	7.8	7.8	7.8	984.7	586.3	5.8	5.8	5.8
2024	5	193.6	201.6	201.1	193.6	213.9	222.4	188.8	195.8	179.4	197.5	206.1	195.2	201.2	205.3	201.3	8.4	8.7	10.0	8.9	8.2	8.3	7.9	7.9	7.9	984.7	586.3	5.8	5.8	5.8
2024	6	193.9	202.0	201.5	194.0	214.3	222.8	189.2	196.2	179.8	197.8	206.5	195.4	201.5	205.7	201.7	8.5	8.8	10.1	9.0	8.3	8.3	7.9	7.9	7.9	984.7	586.3	5.8	5.8	5.8
2024	7	194.3	202.5	201.9	194.4	214.7	223.3	189.6	196.6	180.1	198.2	206.9	195.9	202.0	206.1	202.1	8.7	9.0	10.4	9.2	8.5	8.6	8.2	8.2	8.2	991.8	593.1	5.9	5.9	5.9
2024	8	194.7	202.8	202.3	194.7	215.1	223.7	189.9	196.9	180.5	198.6	207.3	196.2	202.4	206.5	202.5	8.9	9.3	10.8	9.5	8.8	8.9	8.4	8.4	8.4	991.8	593.1	5.9	5.9	5.9
2024	9	195.4	203.6	203.0	195.5	215.9	224.5	190.6	197.7	181.1	199.4	208.1	197.0	203.1	207.3	203.3	9.0	9.4	10.9	9.5	8.8	8.9	8.5	8.5	8.5	991.8	593.1	5.9	5.9	5.9
2024	10	194.1	204.3	203.7	196.1	216.7	225.3	191.3	198.3	181.8	200.0	208.8	197.6	202.8	208.0	203.9	8.9	9.2	10.7	9.4	8.7	8.8	8.4	8.4	8.4	998.9	600.0	6.0	6.0	6.0
2024	11	194.8	205.0	204.5	196.8	217.5	224.1	192.0	199.1	182.4	200.8	209.5	198.4	204.5	208.8	204.7	8.9	9.3	10.8	9.5	8.8	8.9	8.5	8.5	8.5	998.9	600.0	6.0	6.0	6.0
2024	12	195.5	203.6	203.1	195.5	216.0	224.6	190.7	197.7	181.2	199.4	208.1	197.0	203.2	207.4	203.3	9.1	9.4	11.0	9.6	8.9	9.0	8.6	8.6	8.6	998.9	600.0	6.0	6.0	6.0
2025	1	190.3	198.2	197.7	190.3	210.3	218.6	185.6	192.5	176.4	194.1	202.6	191.8	197.8	201.9	197.9	8.8	9.2	10.6	9.3	8.7	8.7	8.3	8.3	8.3	1013.5	614.0	6.1	6.1	6.1
2025	2	185.1	192.8	192.3	185.1	204.5	212.7	180.6	187.2	171.6	188.8	197.1	186.6	192.4	196.4	192.5	8.8	9.1	10.5	9.3	8.6	8.7	8.3	8.3	8.3	1013.9	614.5	6.1	6.1	6.1
2025	3	179.9	187.4	186.9	180.0	198.8	206.7	175.5	182.0	166.8	183.6	191.6	181.4	187.0	190.9	187.2	8.7	9.1	10.5	9.3	8.6	8.6	8.2	8.2	8.2	1014.4	614.9	6.1	6.1	6.1
2025	4	174.7	182.1	181.5	174.8	193.1	200.8	170.5	178.6	162.0	183.6	186.1	176.1	181.6	185.4	181.8	8.7	9.0	10.4	9.2	8.5	8.6	8.2	8.2	8.2	1014.9	615.4	6.1	6.1	6.1
2025	5	169.6	176.7	176.2	169.6	187.4	194.8	165.4	171.5	157.2	173.0	180.5	170.9	176.2	179.9	176.4	8.7	9.0	10.4	9.2	8.5	8.6	8.2	8.2	8.2	1015.4	615.9	6.1	6.1	6.1
2025	6	164.4	171.3	170.8	164.4	181.6	188.9	160.4	166.3	152.4	167.7	175.0	165.7	170.9	174.4	171.0	8.6	9.0	10.3	9.1	8.5	8.5	8.1	8.1	8.1	1015.9	616.4	6.1	6.1	6.1
2025	7	159.2	165.9	165.4	159.2	175.9	182.9	155.3	161.0	147.6	162.4	169.5	160.5	165.5	168.9	165.6	8.6	8.9	10.3	9.1	8.4	8.5	8.1	8.1	8.1	1016.4	616.8	6.1	6.1	6.1
2025	8	154.0	160.5	160.0	154.1	170.2	177.0	150.3	155.8	142.8	157.1	164.0	155.2	160.1	163.4	160.2	8.6	8.9	10.2	9.1	8.4	8.4	8.0	8.0	8.0	1016.9	617.3	6.1	6.1	6.1
2025	9	148.8	155.1	154.6	148.9	164.5	171.0	145.2	150.6	138.0	151.8	158.5	150.0	157.9	157.9	154.8	8.5	8.8	10.2	9.0	8.3	8.4	8.0	8.0	8.0	1017.4	617.8	6.1	6.1	6.1
2025	10	143.7	149.7	149.3	143.7	158.7	165.1	140.1	145.3	133.2	146.6	153.0	144.8	149.3	152.4	149.4	8.5	8.8	10.1	9.0	8.3	8.3	7.9	7.9	7.9	1017.9	618.3	6.1	6.1	6.1
2025	11	138.5	144.3	143.9	138.5	153.0	159.1	135.1	140.1	128.4	141.3	147.4	139.6	143.9	146.9	144.0	8.4	8.8	10.0	8.9	8.3	8.3	7.9	7.9	7.9	1018.4	618.7	6.1	6.1	6.1
2025	12	133.3	138.9	138.5	133.3	147.3	153.2	130.0	134.8	123.6	136.0	141.9	134.4	138.5	141.4	138.7	8.4	8.7	10.0	8.9	8.2	8.3	7.9	7.9	7.9	1018.9	619.2	6.1	6.1	6.1
2026	1	130.9	136.3	136.0	130.9	144.6	150.4	127.7	132.4	121.3	133.5	139.3	131.9	136.0	138.8	136.1	8.4	8.7	9.9	8.8	8.2	8.2	7.8	7.8	7.8	1019.4	619.7	6.2	6.2	6.2
2026	2	128.4	133.8	133.4	128.5	141.9	147.6	125.3	129.9	119.1	131.0	136.8	129.5	133.5	136.2	133.6	8.4	8.7	9.9	8.8	8.2	8.2	7.8	7.8	7.8	1019.6	619.9	6.2	6.2	6.2
2026	3	126.0	131.3	130.9	126.0	139.2	144.8	122.9	127.5	116.8	128.5	134.2	127.0	131.0	133.7	131.1	8.3	8.6	9.9	8.8	8.1	8.2	7.8	7.8	7.8	1019.9	620.2	6.2	6.2	6.2
2026	4	123.6	128.7	128.4	123.6	136.5	142.0	120.5	125.0	114.6	126.1	131.6	124.6	128.4	131.1	128.5	8.3	8.6	9.9	8.8	8.1	8.2	7.8	7.8	7.8	1020.1	620.4	6.2	6.2	6.2
2026	5	121.1	126.2	125.9	121.2	133.9	139.2	118.2	122.5	112.3	123.6	129.0	122.1	125.9	128.5	126.0	8.3	8.6	9.8	8.8	8.1	8.1	7.7	7.7	7.7	1020.4	620.7	6.2	6.2	6.2
2026	6	118.7	123.7	123.3	118.7	131.2	136.4	115.8	120.1	110.0	121.1	126.4	119.7	123.4	125.9	123.5	8.3	8.6	9.8	8.7	8.1	8.1	7.7	7.7	7.7	1020.6	620.9	6.2	6.2	6.2
2026	7	116.3	121.1	120.8	116.3	128.5	133.6	113.4	117.6	107.8	118.6	123.8	117.2	120.9	123.3	120.9	8.3	8.6	9.8	8.7	8.1	8.1	7.7	7.7	7.7	1020.9	621.1	6.2	6.2	6.2
2026	8	113.8	118.6	118.3	113.9	125.8	130.8	111.1	115.2	105.5	116.1	121.2	114.7	118.3	120.8	118.4	8.2	8.5	9.7	8.7	8.0	8.1	7.7	7.7	7.7	1021.1	621.4	6.2	6.2	6.2
2026	9	111.4	116.1	115.7	111.4	123.1	128.0	108.7	112.7	103.3	113.7	118.6	112.3	115.8	118.2	115.9	8.2	8.5	9.7	8.7	8.0									

Anexo C DETALLE OBRAS DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

Fecha entrada	Decreto CNE	Obras de ampliación/expansión	Comentario
feb-24	N° 373 del 23 de mayo 2016	Nueva Línea Nueva Maitencillo – Punta Colorada – Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA.	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
dic-23	N° 422 del 09 de agosto 2017	Nueva Línea Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra – Nueva Los Pelambres 2x220 kV, 580 2x580 MVA	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
sep-24	N° 418, de 2017	Nueva Línea 2x220 Nueva Alto Melipilla – Nueva Casablanca – La Pólvora – Agua Santa	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
feb-26	N° 418, de 2017	2x220 kV Nueva Línea Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
may-24	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Subestación Parinas	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
feb-25	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, Energizada en 220 kV	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
may-23	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (Los Notros) Etapa 1	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
mar-24	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (Los Notros) Etapa 2	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
mar-24	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva S/E Seccionadora JMA 220 kV (Los Notros) Etapa 3	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
ene-25	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x220 Lagunas – Nueva Pozo Almonte, tendido primer circuito	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
jul-30	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Ciruelos, energizada en 220kV	Obra es reemplazada según plan 2022 (preliminar)

jul-30	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea Ciruelos - Pichirropulli, energizada en 220 kV	Obra es reemplazada según plan 2022 (preliminar)
ene-25	N° 4 del 09 de enero 2019 (plan expansión 2017)	Nueva Línea 2x220 kV Candelaria – Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	Fecha según ITP 2022 CNE
oct-25	N° 293 del 08 de noviembre 2018 (plan expansión 2017)	Aumento de Capacidad de Línea 2x220 Ciruelos Cautín	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
ene-30	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°14 2019)	Nueva Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre 3.000 MW	CNE considera agosto 2029 como COD.
abr-26	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°14 2019)	Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	Fecha según ITP 2022 CNE
oct-24	2018 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°14 2019)	Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica - Portezuelo	Fecha según ITP 2022 CNE
feb-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Ampliación en S/E Don Goyo, Seccionamiento línea 2x220 kV Nueva Pan de Azúcar – Punta Sierra y Bypass línea 2x220 kV Pan de Azúcar – La Cebada	Fecha según ITP 2022 CNE
feb-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV La Cebada – Punta Sierra	Fecha según ITP 2022 CNE
ago-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco	Fecha según ITP 2022 CNE
ene-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Ampliación en S/E Mulchén y Seccionamiento Línea 1x220 kV Charrúa – Temuco	Fecha según ITP 2022 CNE
ene-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Seccionamiento línea 2x220 kV Lagunas – Encuentro en S/E Frontera	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
ene-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Ampliación S/E Frontera	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023
ene-25	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	Repotenciamiento línea 2x220 kV Frontera – María Elena - Kimal	Fecha según Prog de la operación noviembre 2023

oct-23	2019 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°70 2020)	CER en S/E Maipo (- 200/+400 MVA)	Fecha según ITP 2022 CNE
dic-26	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°274 2021)	Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas - Kimal	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
jun-25	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°274 2021)	Nueva S/E Seccionadora La Invernada	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
dic-26	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°274 2021)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, Tramo Nueva Lagunas - Lagunas	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
jun-25	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°274 2021)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
dic-24	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°274 2021)	Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Nueva Zaldívar - Likanantai	Fecha según ITP 2022 CNE
sep-25	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°274 2021)	Ampliación en S/E Don Héctor y Seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maitencillo - Punta Colorada 220	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
dic-26	2021 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°650 2022)	Ampliación en S/E Parinas (NTR ATAT)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
dic-25	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°274 2021)	Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Ríos (STATCOM AT)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
jun-25	2020 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°274 2021)	Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
jun-27	2021 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°650 2022)	Ampliación en S/E Parinas 500 kV (IM) y 220 kV (IM)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
jun-27	2021 Plan de transmisión de la CNE (Res. Ex. N°650 2022)	Nuevo Sistema de Control de Flujo Mediante Almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
jul-29	Plan 2022 preliminar	Tendido segundo circuito línea 2x500 kV Ancoa - Charrúa	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación

ene-30	Plan 2022 preliminar	Seccionamiento de línea 2x220 kV Mulchén – Los Notros en S/E Digüeñes 220 kV (IM) y aumento de capacidad línea 2x220 kV Mulchén – Digüeñes	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
ene-30	Plan 2022 preliminar	Ampliación en S/E Nueva Pichirropulli (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
ene-30	Plan 2022 preliminar	Energización en 500 kV de línea 2x220 kV Nueva Pichirropulli – Tineo	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
ene-30	Plan 2022 preliminar	Ampliación en S/E Tineo (NTR ATAT) y nuevo patio 500 kV (IM)	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
ene-30	Plan 2022 preliminar	Nueva Línea 2x500 kV Entre Ríos – Digüeñes	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
ago-27	Plan 2022 preliminar	Nuevo sistema de control de flujo para tramos 220 kV Las Palmas – Centella	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
ene-30	Plan 2022 preliminar	Nueva S/E Digüeñes	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación
ene-32	Plan 2022 preliminar	Nueva Línea 2x500 kV Digüeñes – Nueva Pichirropulli	Plazo estimado según plazo constructivo y 30 meses de tramites para licitación y adjudicación

Anexo D DETALLE CRONOGRAMA CIERRE CENTRALES A CARBÓN

Tabla 6. Definición de retiro/reconversión centrales a carbón

Nombre	Retiro / Reconversión	Fecha de retiro o reconversión		
		Caso base 2035	Sensibilidad 2030	Sensibilidad 2032
U13	Retiro	01/07/19	01/07/19	01/07/19
U12	Retiro	01/07/19	01/07/19	01/07/19
CTTAR	Retiro	31/12/19	31/12/19	31/12/19
Ventanas 1	Retiro	29/12/21	29/12/21	29/12/21
Bocamina 1	Retiro	31/12/20	31/12/20	31/12/20
Ventanas 2	Retiro	01/12/23	01/12/23	01/12/23
U15	Retiro	01/07/22	01/07/22	01/07/22
U14	Retiro	01/07/22	01/07/22	01/07/22
Bocamina 2	Retiro	01/10/22	01/10/22	01/10/22
CTM 2	Retiro	01/01/25	01/01/25	01/01/25
CTM 1	Retiro	01/01/25	01/01/25	01/01/25
IEM	Reconversión	01/01/26	01/01/26	01/01/26
CTH	Reconversión	01/01/26	01/01/26	01/01/26
CTA	Reconversión	01/01/26	01/01/26	01/01/26
Campiche	Retiro	01/01/28	01/01/27	01/01/27
Nueva Ventanas	Retiro	01/01/29	01/01/27	01/01/27
Angamos II	Retiro	01/01/33	01/01/28	01/01/28
Angamos I	Retiro	01/01/33	01/01/28	01/01/28
Guacolda 1	Retiro	01/01/31	01/01/29	01/01/29
Guacolda 2	Retiro	01/01/31	01/01/29	01/01/29
NTO 1	Retiro	01/01/26	01/01/26	01/01/26
NTO 2	Retiro	01/01/26	01/01/26	01/01/26
Guacolda 3	Retiro	01/01/31	01/01/29	01/01/29
Guacolda 4	Retiro	01/01/31	01/01/29	01/01/29
Santa María	Retiro	01/01/33	01/01/30	01/01/32
Guacolda 5	Retiro	01/01/34	01/01/29	01/01/29
Cochrane 1	Retiro	01/01/35	01/01/30	01/01/32
Cochrane 2	Retiro	01/01/35	01/01/30	01/01/32

(ESTA PÁGINA HA SIDO DEJADA INTENCIONALMENTE EN BLANCO)

ISCI INSTITUTO SISTEMAS COMPLEJOS DE INGENIERÍA

Instituto Sistemas Complejos de la Ingeniería
República 687
Santiago, Chile
www.isci.cl



Los Militares 5885, of 803, Las Condes
+56 22944 4636
www.spec.cl
www.ameba.cloud