

PROYECCIÓN DE MERCADO ELÉCTRICO PARA RECONVERSIÓN DE CENTRALES A CARBÓN

Producto 2 - Resultados de simulaciones de mercado

Informe final

2019-COR-01

Preparado para:



**COMITÉ SOLAR
E INNOVACIÓN ENERGÉTICA**

Tabla de Contenido

<u>1</u>	<u>RESUMEN EJECUTIVO</u>	<u>6</u>
<u>2</u>	<u>INTRODUCCIÓN</u>	<u>7</u>
2.1	OBJETIVO GENERAL	7
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	7
<u>3</u>	<u>CONJUNTO DE SUPUESTOS DEL ESTUDIO</u>	<u>9</u>
3.1	CIERRE DE CENTRALES A CARBÓN	10
3.2	CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA Y UBICACIÓN	12
3.3	DESARROLLO RED DE TRANSMISIÓN	17
3.4	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA Y PERFILES DE CONSUMO POR HORA	22
3.5	COSTOS DE COMBUSTIBLE	23
3.5.2	DISPONIBILIDAD DE GNL	25
3.6	HIDROLOGÍAS PARA SIMULACIONES DE CORTO PLAZO	26
<u>4</u>	<u>RESULTADOS ETAPA 1 – ESCENARIOS DE DESARROLLO FUTURO</u>	<u>28</u>
<u>5</u>	<u>RESULTADOS SIMULACIONES DE MERCADO</u>	<u>30</u>
5.1	GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA	30
5.2	COSTOS MARGINALES	33
<u>6</u>	<u>SENSIBILIDADES</u>	<u>39</u>
6.1	SENSIBILIDAD 1: RETRASOS EN PROYECTOS DE TRANSMISIÓN	39
6.2	SENSIBILIDAD 2: DISPONIBILIDAD CONTRATOS TAKE-OR-PAY	41
6.3	SENSIBILIDAD 3: EVOLUCIÓN FUTURA DE LA MATRIZ ELÉCTRICA	45
6.3.1	ELECTROMOVILIDAD	46
6.3.2	HIDRÓGENO VERDE	49
6.3.3	CLIMATIZACIÓN	51
6.3.4	DISTRIBUCIÓN TEMPORAL	52

6.3.5	ELECTROMOTRIZ.....	53
6.3.6	DEMANDA AGREGADA FINAL.....	54
6.3.7	RESULTADO ETAPA 1 DESARROLLO DEL LARGO PLAZO	57
6.3.8	RESULTADO ETAPA 2 SIMULACIÓN DE MERCADO.....	59
<u>7</u>	<u>CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO.....</u>	<u>67</u>
<u>ANEXO A</u>	<u>MÉTODO DE ANÁLISIS DE MERCADO</u>	<u>69</u>
A.1.1	PLANIFICACIÓN DE LARGO PLAZO	70
A.1.2	PLANIFICACIÓN DE MEDIANO PLAZO	71
A.1.3	SIMULACIONES DE CORTO PLAZO	71

I Resumen ejecutivo

El presente estudio lleva a cabo proyecciones de mercado para el Sistema Eléctrico Nacional durante el periodo entre los años 2020 y 2040, mediante la aplicación de una metodología de tres etapas.

En la primera etapa se lleva a cabo una caracterización del desarrollo futuro de la matriz eléctrica a través de la aplicación de un modelo de planificación centralizada que recoge la solución de mínimo costo para abastecer la demanda, considerando distintos supuestos de costos de desarrollo de las tecnologías, trayectorias de cierre de centrales carboneras, costos de combustibles y requerimientos de servicios complementarios para soportar la integración de fuentes renovables variables.

Luego de esta actividad, se llevan a cabo dos etapas para la simulación del mercado que se ejecutan en tandem, en un símil a las políticas de operación actuales del Coordinador Eléctrico Nacional; la etapa 1 mediante un modelo de coordinación hidrotérmica permite encontrar las políticas de uso del agua embalsada, las cuales son condiciones de borde para la etapa 2 de simulaciones horarias mediante un modelo de unit commitment que representa el mercado chileno actual con sus restricciones y detalles operacionales. Los resultados reportados de los costos marginales y generación por tecnología en este informe son tomados directamente de las salidas de las simulaciones horarias.

Los resultados de la etapa 1 muestran que, en el caso de descarbonización acelerada y costos de CAPEX bajos, la tecnología solar CSP se desarrollaría a partir de 2026, llegando en torno a los 3400 MW hacia 2040. En el caso del escenario 2 – costos medios, el desarrollo de esta tecnología es más lento, partiendo solo en el largo plazo desde el año 2035, requiriendo un mayor desarrollo de un mix eólico, solar fotovoltaico y de sistemas de almacenamiento.

Los resultados de la proyección de costos marginales muestran como a medida que el sistema se descarboniza y aumenta la penetración de renovables, aumenta su volatilidad de precios en términos intra diarios y también la exposición a la incertidumbre hidrológica. El almacenamiento ya sea en forma de baterías o solar CSP (u otra alternativa) juega un rol fundamental en otorgar flexibilidad y complementariedad a las fuentes renovables variables, aunque también se visualiza una importante participación de GNL en esta tarea.

Asimismo, se visualizan importantes desacoples entre nodos durante las horas diurnas, con menores costos en la zona norte con respecto al centro y sur hasta la entrada del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre, siendo el más importante dentro de las obras relevantes consideradas.

Luego de presentar los resultados para estos escenarios, de la discusión de resultados se han elaborado sensibilidades cambiando algunos de los parámetros de entrada. Las sensibilidades permiten capturar las tendencias y magnitudes de posibles desviaciones por cambios en las declaraciones de gas inflexible, atrasos en el desarrollo de proyectos de transmisión relevantes y cambios en el desarrollo de la matriz eléctrica en el largo plazo.

2 Introducción

Chile comenzó un proceso de transición energética sustentable, donde es clave la descarbonización de la matriz eléctrica que está impulsando el Ministerio de Energía, la que contribuirá en el cumplimiento de los compromisos en materia medioambiental, especialmente en la reducción de gases de efecto invernadero. Dado los antecedentes en relación con las perjudiciales emisiones asociadas a la generación eléctrica mediante carbón, se están evaluando diferentes opciones de generación y almacenamiento energético para determinar la viabilidad técnica y económica de reconvertir las centrales a carbón que están actualmente en operación.

Al respecto, actualmente se está evaluando el uso de nuevas tecnologías para reconvertir las unidades de carbón existentes utilizando energías renovables, lo que permite impulsar y catalizar procesos de innovación y adopción tecnológica para apoyar la transición energética.

El Comité Solar e Innovación Energética (en adelante, el Cliente) tiene por objeto la promoción del desarrollo de la industria solar y la innovación energética en Chile, contribuyendo a acelerar esta transición energética del país. En este contexto, el Cliente ha solicitado la realización de un estudio que permita recopilar antecedentes principalmente de carácter económico acerca de la proyección del mercado eléctrico nacional en el mediano y largo plazo, a modo de aportar al proceso de toma de decisiones estratégicas con el fin de contribuir con información clave para la evaluación referida a la viabilidad de reconversión de centrales a carbón.

En dicha solicitud se han planteado diversos objetivos generales y específicos, los cuales se indican a continuación.

2.1 OBJETIVO GENERAL

De acuerdo con lo definido por el Cliente, el objetivo general del estudio es proyectar el mercado eléctrico chileno bajo ciertas condiciones y escenarios hidrológicos, con el fin de obtener los precios de energía y potencia en un horizonte de evaluación de 20 años, en aquellos puntos del Sistema Eléctrico Nacional donde están conectadas las centrales a carbón actualmente en operación.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

Diversos objetivos específicos han sido definidos por el Cliente para el alcance de la asesoría, los cuales se listan a continuación.

- Proyectar los costos marginales horarios en [USD/MWh] desde el año 2020 al año 2040 en las barras donde están conectadas las centrales a carbón existentes en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).
- Proyectar los precios de nudo de potencia en [USD/(kW mes)] en cada una de las barras antes señaladas, en el horizonte de proyección mencionado.
- Incorporar en la proyección de costos marginales horarios y precios de nudo de potencia todos los antecedentes oficialmente disponibles referidos a los planes de expansión de generación y transmisión eléctrica en el SEN en el corto, mediano y largo plazo. Para este efecto, se entenderá que son fuentes oficiales de información aquellas publicaciones emanadas de la Comisión Nacional de Energía, del Ministerio de Energía, y del Coordinador Eléctrico Nacional.

- Incorporar complementariamente en la proyección anterior todos los supuestos, criterios y antecedentes que se consideren necesarios para obtener una adecuada representatividad del mercado eléctrico en el horizonte de evaluación.
- Incorporar 4 escenarios hidrológicos en la proyección del mercado eléctrico, referidos a las condiciones extremo seco, extremo húmedo, promedio, y situación actual.

3 Conjunto de supuestos del estudio

De acuerdo con lo comprometido en los servicios ofertados por el Consultor, se desarrollará el análisis de mercado para dos escenarios distintos, sobre los cuales se desarrollarán 3 sensibilidades. Así, en esta sección se presentan los distintos supuestos que conforman los dos escenarios de mercado que reflejan el análisis y visión independiente del Consultor para el desarrollo del mercado eléctrico chileno en el periodo 2020-2040.

De este modo, y de acuerdo con el alcance del estudio, el Consultor presenta a continuación dos escenarios de desarrollo, los cuales a nivel cualitativo se definen de manera siguiente:

- **Escenario 1 “caso base”:** considera que las condiciones de mercado, tanto en el mediano como largo plazo, son favorables para el desarrollo de las distintas tecnologías de generación ERNC. En el mediano plazo, se proyecta un desarrollo de proyectos solares y eólicos por sobre aquellos proyectos esperados basados meramente en las recientes licitaciones de suministro a clientes regulados. Asimismo, en el largo plazo, se espera una mayor penetración de tecnologías renovables actualmente menos competitivas como son la concentración solar de potencia (CSP). Producto de lo anterior, se proyecta una descarbonización ¹*acelerada* de la matriz eléctrica.
- **Escenario 2 “costos altos”:** considera que el desarrollo de energías renovables eólico y solar son más conservadoras en el mediano plazo. Asimismo, considera que el costo de las tecnologías como CSP o Geotermia no decrece lo suficiente, alcanzando una menor penetración en el mix energético. Producto de lo anterior, se desarrolla un mix de tecnologías basado en eólico y solar, soportado por sistemas de almacenamiento de gran escala. Lo anterior tiene como efecto que el retiro de las centrales a carbón se realiza de manera más lenta que en el caso base, siguiendo la tendencia del compromiso anunciado para el periodo 2020-2024.

Ambos escenarios comparten una serie de supuestos que se mencionan a continuación y que se desarrollan en las secciones siguientes.

- Crecimiento de demandas según proyección de la CNE, incluyendo algunas iniciativas de eficiencia energética hacia fines de la siguiente década
- Sin Gas argentino (costos GNL flexible entre 9 y 12 USD/MMBTU)
- No hay desarrollo de centrales basadas en combustibles fósiles
- No hay desarrollo de centrales hidráulicas de gran tamaño (>20 MW)
- No hay intercambios con el resto de los países de la región
- Sistema de transmisión adaptado post 2030 por entrada de grandes proyectos tipo HVDC, sistema de 500 kV AC de Charrúa al sur, justificado por la entrada en vigencia de la nueva ley de transmisión que considera estudios de franja previos que reducen el riesgo de retardos.

¹ Por descarbonización se entenderá el cierre de las centrales termoeléctricas en base a carbón solamente.

3.1 CIERRE DE CENTRALES A CARBÓN

Uno de los principales supuestos que definirá como se desarrollará el mercado eléctrico a futuro, en término de las tecnologías que componen la matriz, será el cierre de las centrales a carbón. A pesar que el calendario de cierre está definido para el período 2020-2024, es totalmente incierto lo que puede pasar en el periodo 2025-2040. Así, se podrían formular escenarios acelerados o conservadores para el período 2025-2040, bajo el supuesto que la meta final anunciada se cumple, es decir, llegar al año 2040 con un cierre completo de las unidades.

De esta forma, el Consultor ha formulado dos agendas de cierre de las plantas a carbón en función de los años que llevan operando las centrales, considerando dos casos:

- **Descarbonización acelerada:** Se establece un calendario de retiro en donde los años de vida útil para cada unidad se comienzan a reducir paulatinamente, con un máximo de 20 años. Esto supone que las empresas sustentan el cierre en la conveniencia de respaldar contratos con energía renovable en vez de continuar la operación y mantenimiento de las centrales a carbón. Esto toma en cuenta el antecedente de cierre de central Tarapacá con una vida útil efectiva de 21 años.
- **Descarbonización lineal:** Se establece un calendario de cierre de las centrales donde se sigue la tendencia del calendario anunciado entre 2020-2025 para el periodo 2025- 2030, comenzando a aumentar paulatinamente la tasa de retiro hasta 2040.

En la Tabla 1 se presenta en detalle la calendarización de las fechas de cierre de cada una de las centrales carboneras, ordenadas desde su fecha de puesta en servicio. Se presenta asimismo el cálculo de años totales de operación resultantes en ambos casos. La Figura 1 se muestran gráficamente las dos opciones de los planes de descarbonización.

Tabla 1: Fechas de puesta en servicio y calendario de salida para ambos casos (1) Acelerado (2) Lineal.

Nombre	Empresa	Fecha puesta en servicio	Fecha salida: caso 1 acelerado	Fecha salida: caso 2 lineal	Vida útil caso 1 acelerado	Vida útil caso 2 lineal
Ventanas_01	AES	1/1/64	1/11/22	1/11/22	58	58
Bocamina_01	Enel	1/1/70	1/12/23	1/12/23	53	53
Ventanas_02	AES	1/1/77	1/5/24	1/5/24	47	47
U12	Engie	1/1/83	1/6/19	1/6/19	36	36
U13	Engie	1/1/85	1/6/19	1/6/19	34	34
U14	Engie	1/1/87	1/5/24	1/5/24	37	37
U15	Engie	1/1/90	1/5/24	1/5/24	34	34
Guacolda_01	AES	1/1/95	1/1/25	1/1/26	30	31
NTO1	AES	7/5/95	1/1/26	1/1/29	30	33
Guacolda_02	AES	1/1/96	1/1/25	1/1/27	29	31
CTM1	Engie	17/2/96	1/1/26	1/1/29	29	32
NTO2	AES	7/4/97	1/1/26	1/1/30	28	32
CTTAR	Enel	24/3/99	1/5/20	1/5/20	21	21

CTM2	Engie	31/3/98	1/1/27	1/1/28	28	29
Guacolda_03	AES	31/7/09	1/1/28	1/1/31	18	21
Nueva_Ventanas	AES	11/2/10	1/1/29	1/1/32	18	21
Guacolda_04	AES	31/3/10	1/1/29	1/1/32	18	21
ANG_II	AES	11/4/11	1/1/30	1/1/33	18	21
ANG_I	AES	11/4/11	1/1/31	1/1/34	19	22
CTH	Engie	5/8/11	1/1/30	1/1/34	18	22
CTA	Engie	15/7/11	1/1/31	1/1/35	19	23
Bocamina_02	Enel	28/10/12	1/1/31	1/1/36	18	23
Santa_Maria	Colbun	15/8/12	1/1/32	1/1/37	19	24
Campiche	AES	15/3/13	1/1/33	1/1/38	19	24
Guacolda_05	AES	15/12/15	1/1/34	1/1/39	18	23
COCHRANE_1	AES	9/7/16	1/1/35	1/1/40	18	23
COCHRANE_2	AES	12/10/16	1/1/36	1/1/40	19	23
IEM	Engie	16/5/19	1/1/39	1/1/41	19	21

Capacidad instalada total centrales a carbón

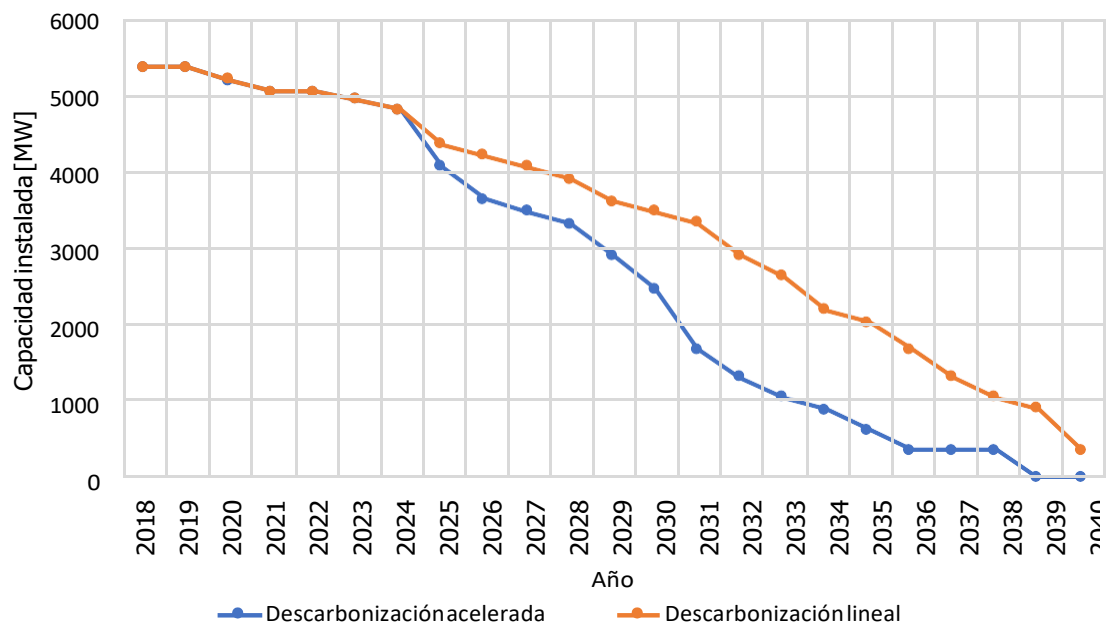


Figura 1: Planes de cierre de centrales en base a carbón, mostrando el compromiso 2020-2025 y dos alternativas para el periodo 2020-2040. Valores representan la capacidad instalada al inicio de cada año.

3.2 CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA Y UBICACIÓN

En cuanto a la expansión del parque generador, el Consultor realiza proyecciones de la adición de nuevas unidades generadoras para dos horizontes: mediano plazo contado desde 2019 hasta 2025, y largo plazo desde 2026 en adelante.

Plan de obras de generación mediano plazo (2020-2025)

En el horizonte 2019-2025, existe incertidumbre en el plan de generación principalmente en el desarrollo de proyectos eólicos y solares fotovoltaicos. Si bien el antecedente de adjudicaciones recientes de las licitaciones de suministro a clientes regulados permite establecer un pool de proyectos a desarrollar en este periodo, es virtualmente imposible poder pronosticar de manera exacta los desarrollos de proyectos, ya sea porque están asociados a negociaciones de contratos de suministro entre privados, o bien porque la empresa desarrolladora logra financiar su proyecto de otra manera (al spot, por ejemplo). No obstante, dada la información reciente que ha aparecido en medios especializados, todo indica que es altamente probable tener desarrollos por sobre aquellos comprometidos en las licitaciones de suministro a clientes regulados.

Para determinar los posibles escenarios de desarrollo, se lleva a cabo en primer lugar un análisis profundo de información de origen público provista por el Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía² y Coordinador Eléctrico Nacional, además de información que maneja internamente el Consultor.

Así, para el mediano plazo se definen tres categorías de proyectos:

- **Proyectos en construcción:** de acuerdo con la información de CNE según Resolución Exenta 187 del 20 de febrero de 2019 (o el vigente a la fecha) y el Coordinador de acuerdo a las bases de datos de programación de la operación.
- **Proyectos con contratos adjudicados, pero aún no declarados en construcción:** de acuerdo con la información de los distintos procesos de Licitación a Clientes Regulados.
- **Otros proyectos:** El Consultor realiza un análisis de todos los proyectos participantes de licitaciones de suministro que no han sido adjudicados, así como de proyectos que han sido anunciado en la prensa por empresas desarrolladoras. Dichos proyectos tienen potencial de entrar al mercado, dado que podrían ser parte de procesos de licitación futuros (libres o regulados), o bien, porque logran financiarse sin contratos (modalidad Merchant o spot).

De acuerdo con los supuestos de cada escenario, se ha determinado lo siguiente para cada uno:

Escenario 1: contiene en el mediano plazo aquellos proyectos en construcción, junto con proyectos que soportan las energías adjudicadas en recientes licitaciones de suministro a clientes regulados. Adicionalmente, se han considerado proyectos que han sido anunciados por las empresas como parte de sus estrategias de desarrollo, los cuales pueden o no estar justificados por renegociaciones de contratos o directamente al spot.

Escenario 2: en el mediano plazo (2019-2025) los proyectos se limitan a aquellos en construcción, junto con proyectos que soportan las energías adjudicadas en recientes

² Comisión Nacional de Energía, Infraestructura: proyectos en construcción. Disponible en <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>

licitaciones de suministro a clientes regulados. Este escenario puede ser considerado el “piso” del desarrollo eólico y solar en este periodo.

En la Figura 2 siguiente se presenta la capacidad instalada total que resulta de los proyectos levantados y los supuestos en cada escenario.³

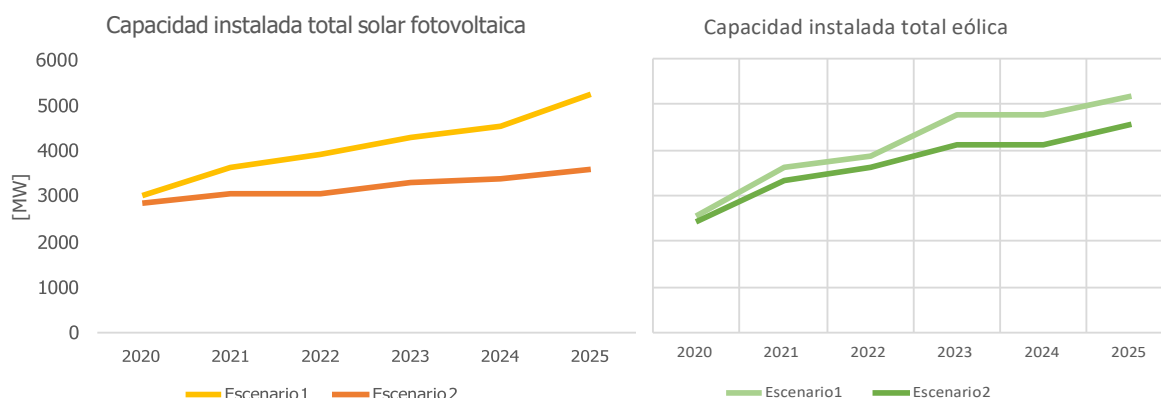


Figura 2: Capacidad total instalada (acumulada al final de cada año) solar fotovoltaica y eólica para los dos escenarios en estudio, de acuerdo con los proyectos levantados por el Consultor.

Tanto para el escenario 1 (base) como el escenario 2 (costos altos), el Consultor considera que algunos proyectos hidroeléctricos declarados en construcción como Ñuble (Eléctrica Puntilla) y San Pedro (Colbún) no serán definitivamente materializados, debido a las dificultades que enfrentan actualmente (ambos proyectos con proceso de construcción paralizado). Es decir, se asume que las empresas desarrolladoras de estos proyectos los desecharán finalmente.

Plan de obras de generación largo plazo (2020-2025)

Para la elaboración del plan de obras de largo plazo, el Consultor se apoya en la aplicación de herramientas computacionales que permiten estimar, bajo un set de supuestos, cuál sería el equilibrio de mercado que se alcanzaría a futuro. Esta herramienta se basa en un modelo de planificación centralizada, la cual, dependiendo del costo de capital de las distintas tecnologías, determina cuál es el mix óptimo (tanto en ubicación como en cantidad de MW instalados) para abastecer la demanda a mínimo costo.

En la Figura 3 se presentan los costos de CAPEX (en USD/kW instalado) utilizados para dos escenarios (medio y bajo), obtenidos desde la información del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía año 2019.

³ De acuerdo con la información revisada al 28 de octubre de 2019, la capacidad instalada solar es de 2656 MW, mientras que la eólica es de 2095 MW.

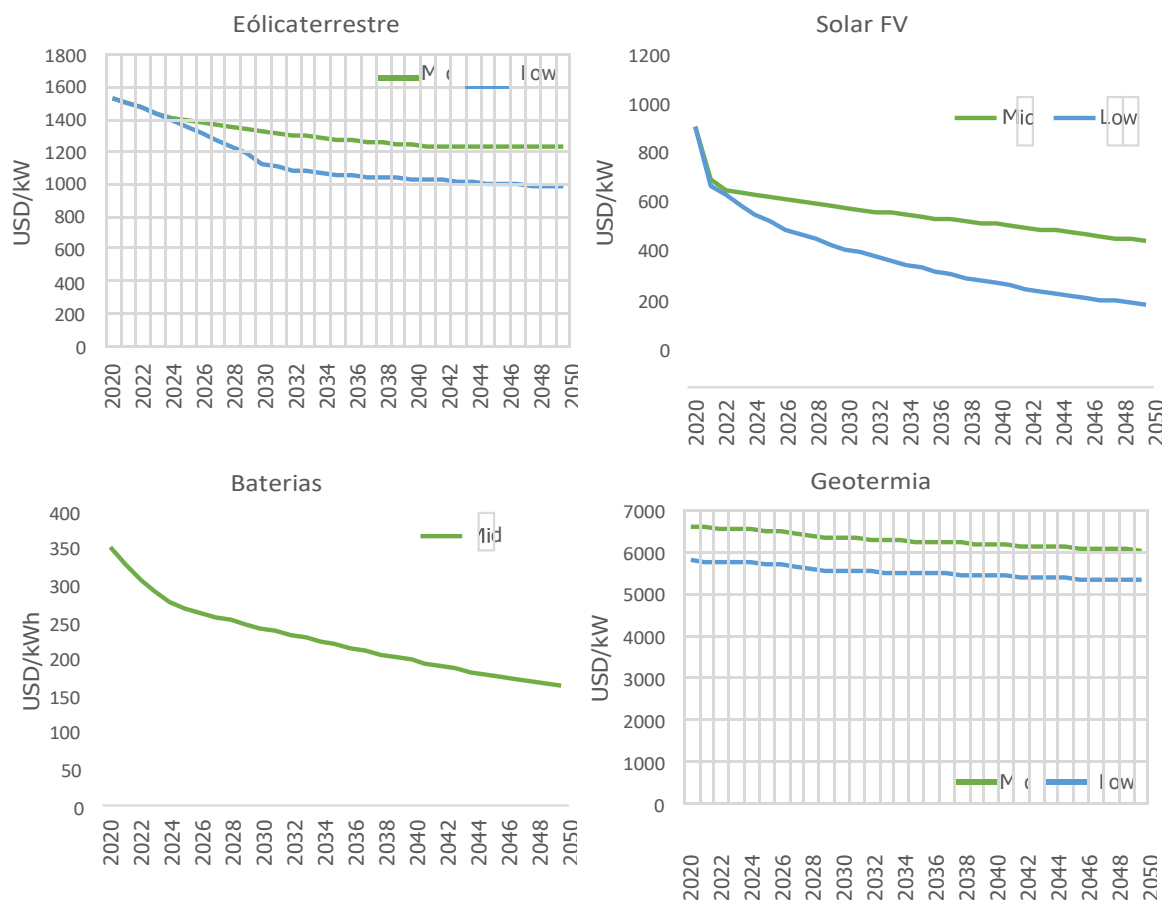


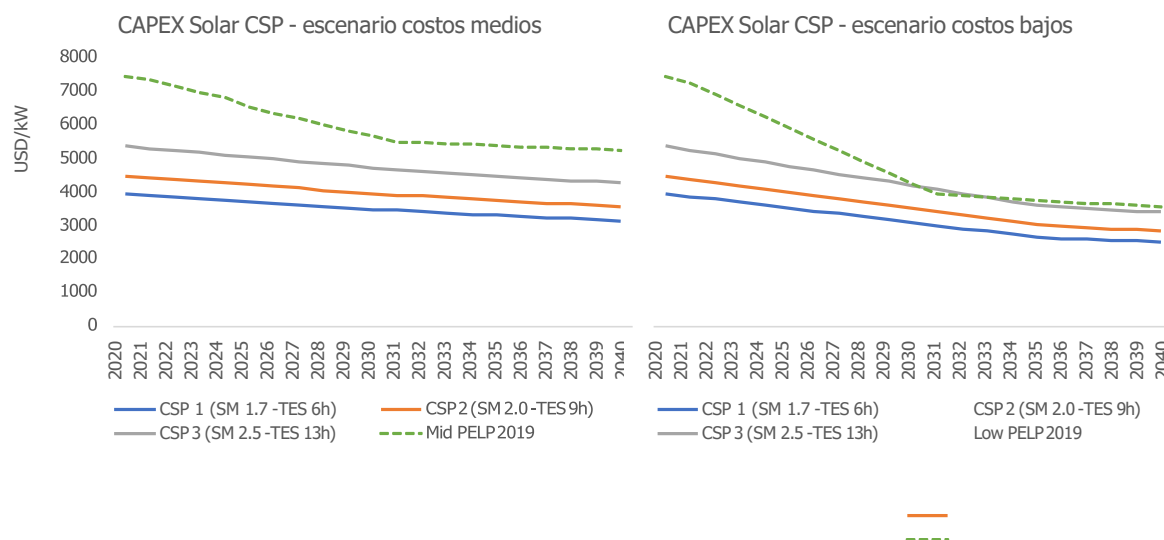
Figura 3: Costos de capital de las distintas tecnologías para dos escenarios, consideradas para la proyección del plan de obras de generación de largo plazo.

Adicionalmente, en el caso particular de la tecnología solar CSP, el Consultor ha recibido por parte del Cliente una proyección actualizada de los costos de CAPEX, y para tres configuraciones de múltiplo solar y de horas de almacenamiento. En la Tabla 2 siguiente se presenta un detalle de los parámetros de las distintas configuraciones, junto con un desglose de los costos de CAPEX en 5 componentes relevantes.

Tabla 2: Detalle de estructura de costos de CAPEX para las distintas configuraciones de solar CSP bajo análisis.

		Configuración 1		Configuración 2		Configuración 3	
Características de la configuración	Potencia [MW]	110		110		110	
	Múltiplo solar (SM)	1.7		2		2.5	
	Hrs almacenamiento (TES)	6		9		13	
Componentes de costos (en USD 2019)	Campo Heliostático	126.192.315	29%	150.463.645	31%	189.125.734	32%
	Torre	23.697.802	5%	26.323.769	5%	35.513.833	6%
	Receptor	80.662.645	19%	89.635.973	18%	107.748.979	18%
	Almacenamiento	45.570.344	10%	68.355.515	14%	98.735.744	17%
	Bloque Vapor&Potencia	158.400.000	36%	158.400.000	32%	158.400.000	27%
	Total USD	434.523.106		493.178.902		589.524.290	
Costo unitario USD/kW		3.950		4.483		5.359	

Los costos de CAPEX presentados en la tabla anterior son proyectados hacia el futuro de acuerdo con los supuestos más actualizados disponibles en el Annual Technology Baseline de NREL⁴. De acuerdo con esta fuente, se proyectan reducciones para un CSP tipo de múltiplo solar 2.4 y 10 horas de almacenamiento en escenarios alto-medio-bajo. Calibrando los valores de acuerdo a los entregados por el Cliente y las tasas de decrecimiento proyectadas, se obtienen las siguientes proyecciones de solar CSP en ambos escenarios. Adicionalmente se agrega el CAPEX de CSP considerado por el Ministerio de Energía para la PELP 2019 en ambos escenarios, a modo de referencia.



⁴ Annual Technology Baseline (ATB) Solar Concentrating Power. National Renewable Energy Laboratory. Disponible en: <https://atb.nrel.gov/electricity/2018/index.html?t=sc>

De acuerdo con los supuestos de los escenarios, se ha decidido utilizar el costo de las tecnologías bajo (low o costos bajos en las figuras anteriores) para el escenario 1, manteniendo el escenario medio (mid o costos medios en las figuras anteriores) para el desarrollo del escenario 2.

3.3 DESARROLLO RED DETRANSMISIÓN

El Consultor ha reunido la información sobre las principales obras de transmisión que se encuentran en construcción a la fecha, o que hayan sido decretadas a través de los planes de expansión de transmisión realizados por la Comisión Nacional de Energía (CNE)⁵. Asimismo, se han revisado también aquellas obras que han sido propuestas por el Coordinador para el plan de expansión 2019, proceso actualmente en curso⁶.

Las obras más importantes junto con sus fechas de operación y algunas figuras ilustrativas se detallan a continuación:

1. **HVDC Kimal – Lo Aguirre:** Obra resultante del plan de expansión año 2018, se proyecta que entre en operación en agosto de 2030, con una capacidad de transferencia de 2000 MVA.
2. **Línea 2x 500 kV Los Changos – Kimal (Nueva Crucero-Encuentro) y bancos de transformación 500/220:** esta obra completa el proyecto de interconexión SIC-SING en 500 kV, se proyecta que entre en operación en enero 2021. En la Figura 5 se ilustra esta obra.

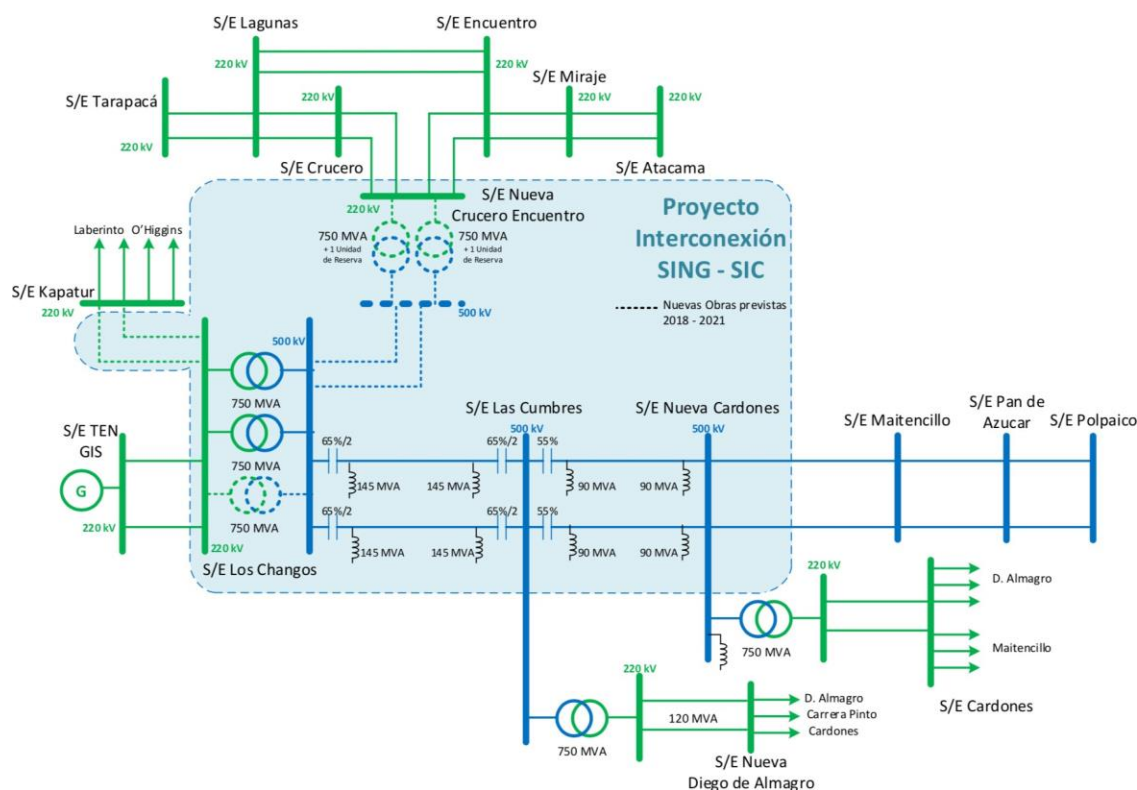


Figura 5: Esquema ilustrativo de proyecto Los Changos – Kimal (nueva crucero-encuentro) 500kV.

⁵ <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/expansion-de-transmision/>

⁶ <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/desarrollo-de-la-transmision>

3. **Nuevos bancos de transformación 500/220:** aumentos en la capacidad de transformación desde el sistema de 220 kV al nuevo sistema de 500 kV de la interconexión SIC-SING. Se proyecta que entren en operación en abril 2020. En la Figura 6 se ilustra esta obra.

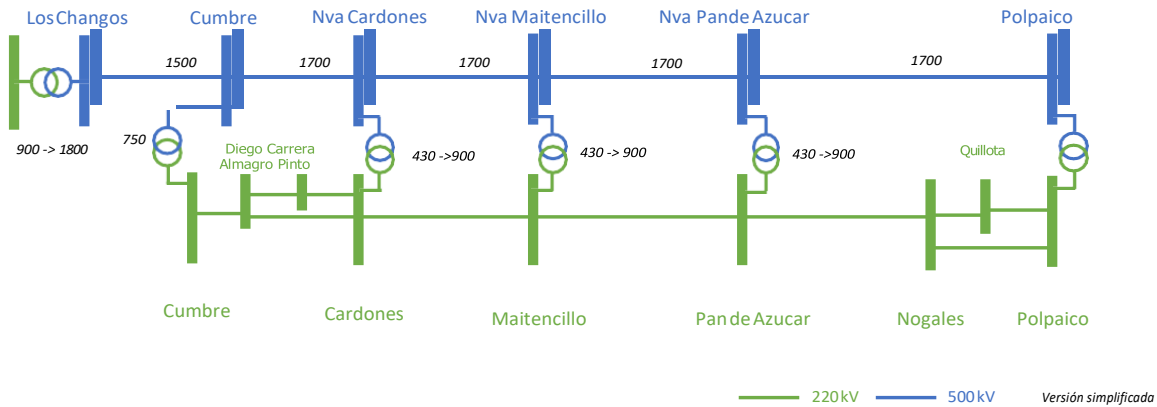


Figura 6: Esquema ilustrativo de aumento de capacidad de transformación 500/220kV en las subestaciones Los Chagos, Cardones, Maintencillo y Pan de Azúcar.

4. **Nueva subestación seccionadora Parinas y línea Parinas-Likanantai:** Obras resultantes del plan de transmisión 2017. La subestación Parinas secciona la línea Los Chagos – Cumbres y permitirá inyección del polo de generación eólico de Taltal directamente al sistema de 500kV. Por otro lado, la línea desde esta subestación hacia la nueva subestación Likanantai en la zona sur del SING permitirá un corredor adicional de conexión hacia esa zona donde principalmente hay consumos de grandes mineras. Se proyecta que el seccionamiento y la nueva subestación inicie operación en febrero 2023 y la línea entre en operación en marzo 2026. En la Figura 7 se ilustran estas obras.

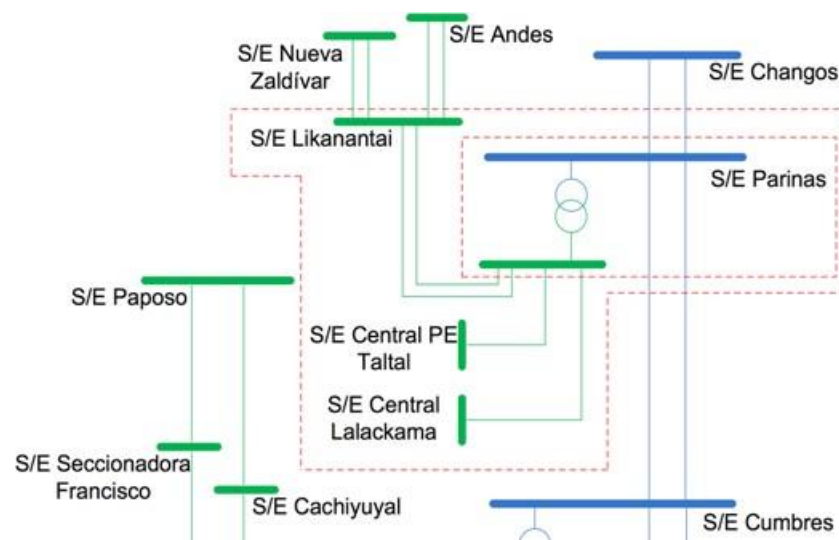


Figura 7: Esquema ilustrativo del proyecto subestaciones Parinas y Likanantai, y línea entre ambas.

5. **Nuevas líneas de 220kV Maitencillo – Punta Colorada – Pan de Azúcar y Pan de Azúcar – Punta Sierra – Los Pelambres:** Estas obras permiten aumentar considerablemente la capacidad de transferencia del sistema de 220 kV, en paralelo al sistema de 500 kV, aprovechando la inyección hacia un consumo minero e infraestructura existente que llega a s/e Quillota. Se proyecta para el primer tramo una fecha de inicio de operación noviembre 2020, y para el segundo julio 2022. En la Figura 8 se ilustran estas obras. Adicionalmente, se considera un seccionamiento de la línea nueva Maitencillo-Punta Colorada en la S/E Don Héctor, obra que fue propuesta por el Coordinador pero que no ha sido anunciada oficialmente en el plan de expansión CNE. Esta obra se considera con fecha de operación en febrero 2023.

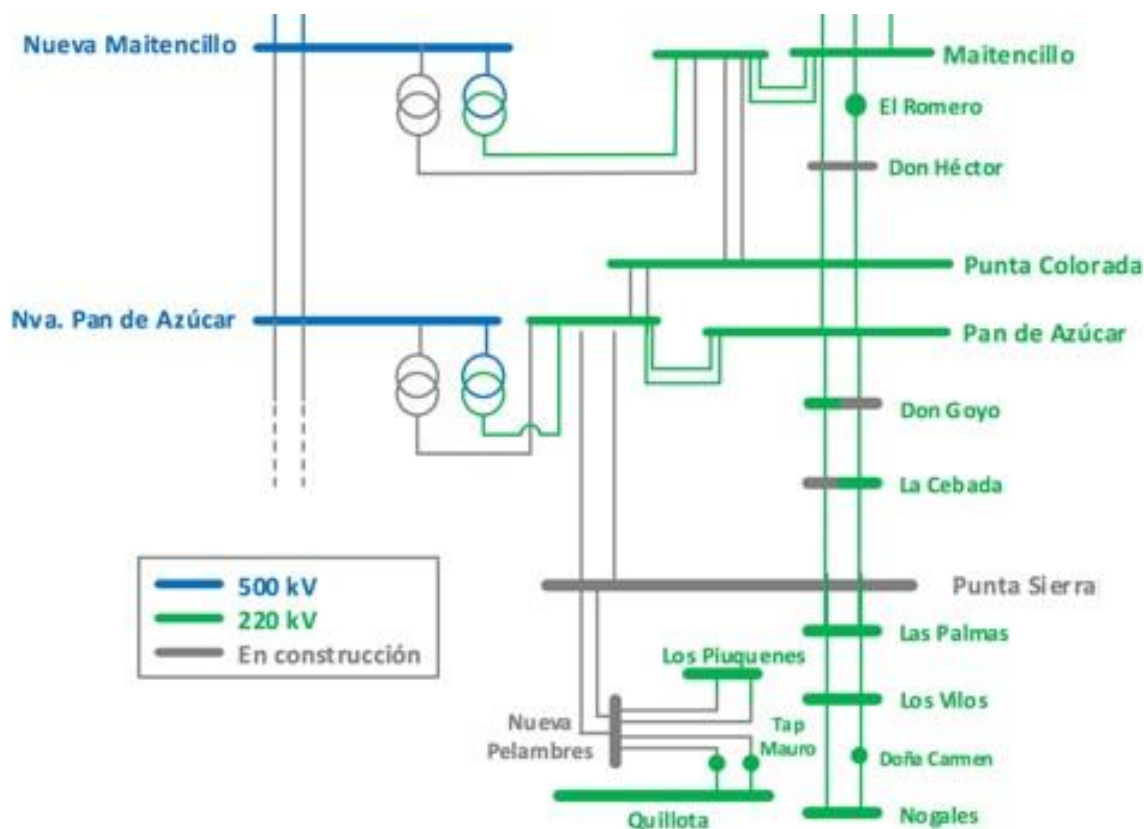


Figura 8: Esquema ilustrativo de nuevas líneas en 220kV desde Maitencillo hasta Pelambres.

6. **Obras de ampliación en zona sur:** Existen múltiples obras en la zona sur del sistema (desde s/e Charrúa al sur) que incluyen cambios de conductores en algunas líneas, nuevas subestaciones y líneas.

- **Subestación JMA (Nueva Angostura):** esta subestación permite redirigir flujos inyectados en s/e Mulchen (polo de generación eólica en la zona sur) a través de la infraestructura existente que conecta grandes hidroeléctricas hasta Charrúa. Se espera que esté operativa en agosto 2022. En la Figura 9 se ilustra la subestación y la reconfiguración de conexiones.

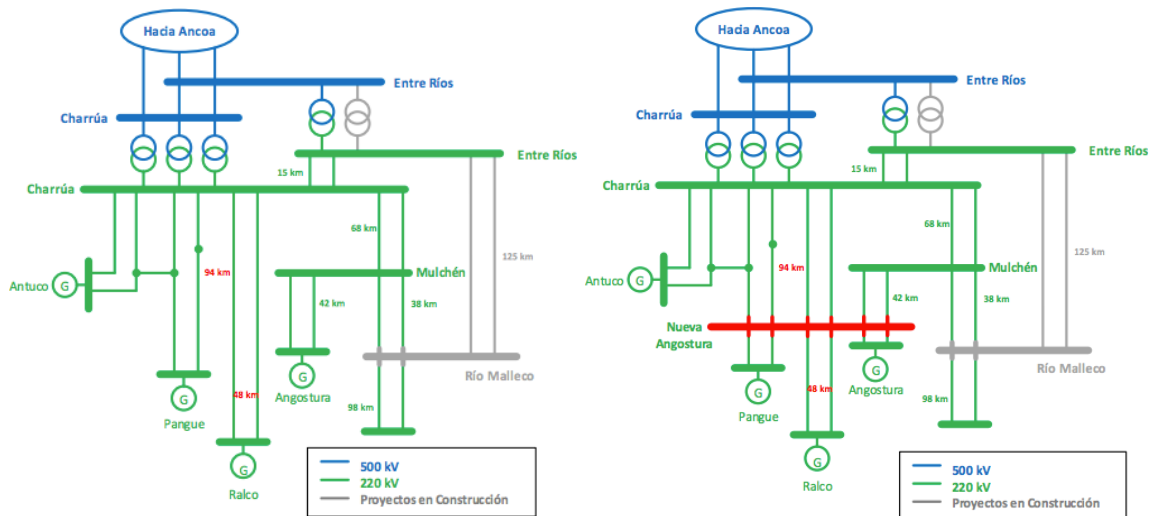


Figura 9: Esquema ilustrativo de subestación JMA, situación actual (izquierda) y con subestación (derecha)

- **Nuevo sistema 500 kV desde Entre Ríos hasta Puerto Montt:** Como resultado del plan de expansión 2017, se proyectan 2 líneas desde Entre Ríos a Ciruelos y de Ciruelos a Pichirropulli⁷. Se proyecta que estas líneas entrarán en operación en enero 2030.
- Si a esto se incluye la línea en construcción entre Puerto Montt y Pichirropulli (fecha de inicio Julio 2021) y la nueva línea desde Puerto Montt a Ancud (fecha de inicio junio 2023) de las mismas características, se tendrá un sistema paralelo nuevo desde Charrúa hasta Chiloé, permitiendo poder exportar el desarrollo de generación -principalmente eólico- hacia el resto del sistema. En la Figura 10 se ilustran las obras en construcción y las líneas proyectadas.

⁷ Las líneas son construidas con un estándar para poder soportar una tensión de 500kV, pero inicialmente se operarán en 220kV.

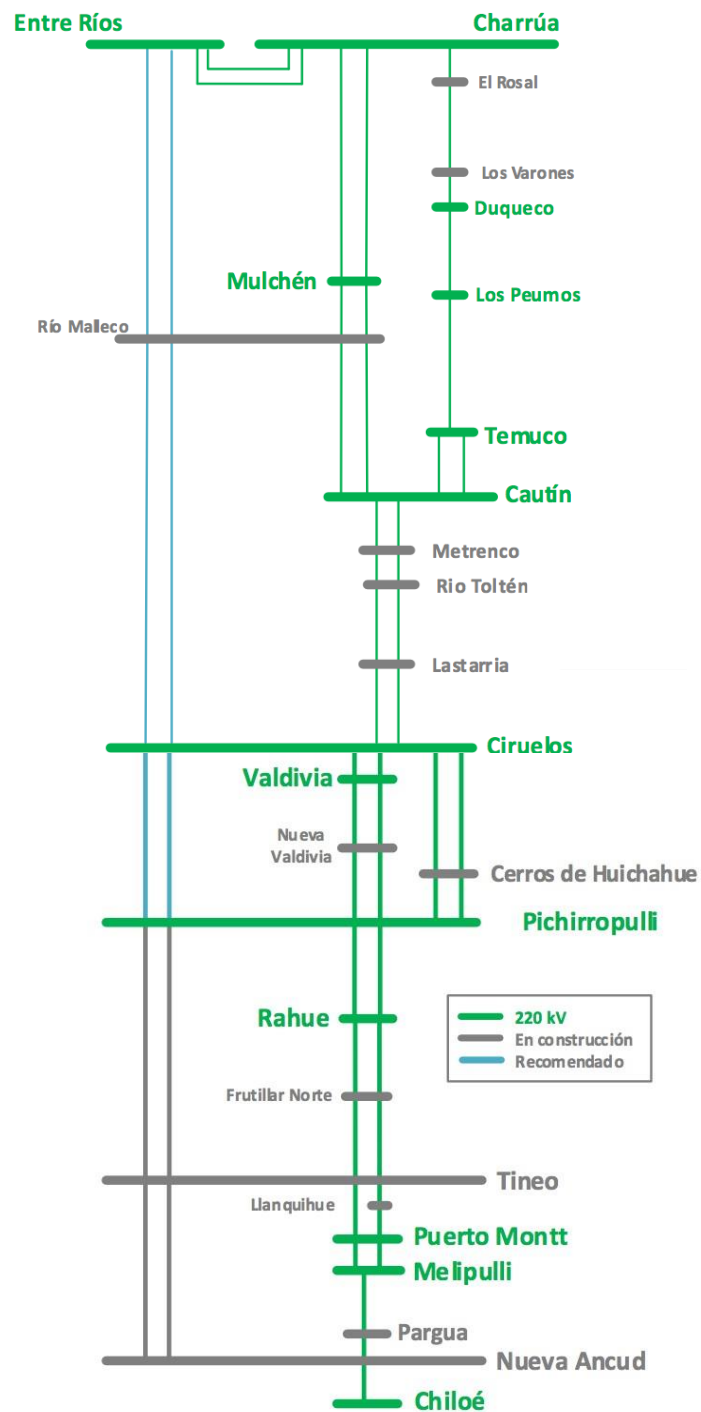


Figura 10: Esquema ilustrativo de nuevas obras desde Charrúa hasta Chiloé.

3.4 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA Y PERFILES DE CONSUMO POR HORA

En la siguiente Tabla 3 se presenta la proyección de la demanda utilizada en ambos escenarios. La proyección contempla distintas fuentes de información, debido a que el alcance de algunas de ellas no cubre el horizonte 2020-2040 del estudio.

Tabla 3: Proyección de demanda anual para el SEN.

Año	Energía anual Gwh			Tasa crecimiento			Fuente
	Regulados	Libres	Total	Regulados	Libres	Total	
2019	31,000	39,268	70,267	2.50%	3.40%	3.00%	Montos de energía precio nudo ITD2019-02
2020	31,741	40,620	72,361	2.40%	3.40%	3.00%	
2021	32,782	41,636	74,418	3.30%	2.50%	2.80%	
2022	34,056	42,391	76,447	3.90%	1.80%	2.70%	
2023	34,690	44,073	78,763	1.90%	4.00%	3.00%	
2024	35,099	45,972	81,070	1.20%	4.30%	2.90%	
2025	35,521	47,777	83,298	1.20%	3.90%	2.70%	
2026	35,967	49,278	85,245	1.30%	3.10%	2.30%	
2027	36,397	50,855	87,252	1.20%	3.20%	2.40%	
2028	36,828	52,577	89,405	1.20%	3.40%	2.50%	
2029	37,385	54,242	91,627	1.50%	3.20%	2.50%	
2030	37,952	54,607	92,559	1.50%	0.70%	1.00%	
2031	38,672	54,946	93,618	1.90%	0.60%	1.10%	Tasa de crecimiento ultima prevision de demanda CNE (2018) ⁸
2032	39,419	55,880	95,298	1.90%	1.70%	1.80%	
2033	40,217	57,222	97,439	2.00%	2.40%	2.20%	
2034	41,066	58,637	99,702	2.10%	2.50%	2.30%	
2035	42,005	60,220	102,224	2.30%	2.70%	2.50%	
2036	42,987	61,781	104,768	2.30%	2.60%	2.50%	
2037	44,015	63,382	107,397	2.40%	2.60%	2.50%	
2038	45,059	65,013	110,072	2.40%	2.60%	2.50%	Se mantiene tasa de año 2038
2039	46,140	66,703	112,823	2.40%	2.60%	2.50%	
2040	47,247	68,437	115,644	2.40%	2.60%	2.50%	

⁸ Informe de previsión de demanda definitivo 2018-2038. Disponible en <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/prevision-de-demanda-electrica/>

3.5 COSTOS DE COMBUSTIBLE

Para simular la operación económica del sistema interconectado, se debe realizar un supuesto respecto a los precios del combustible de las diferentes centrales térmicas.

En el corto plazo, se consideran los costos utilizados por el Coordinador Eléctrico Nacional en la programación de la operación a corto plazo. Por otro lado, en el largo plazo, el Consultor considera la información proporcionada por la US Energy Information Administration (EIA) en el Annual Energy Outlook 2019. El Consultor ha considerado el caso de Referencia como el principal escenario para las variaciones en el precio del combustible, lo que significa que, para pronosticar los precios futuros, el Consultor toma en consideración los precios actuales en Chile y los proyecta utilizando la variación anual obtenida del informe internacional mencionado anteriormente.

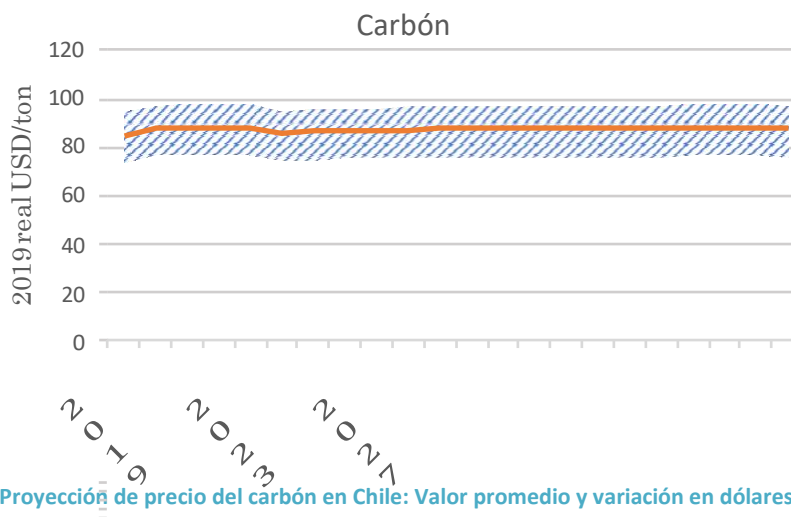


Figura 11: Proyección de precio del carbón en Chile: Valor promedio y variación en dólares reales 2019.

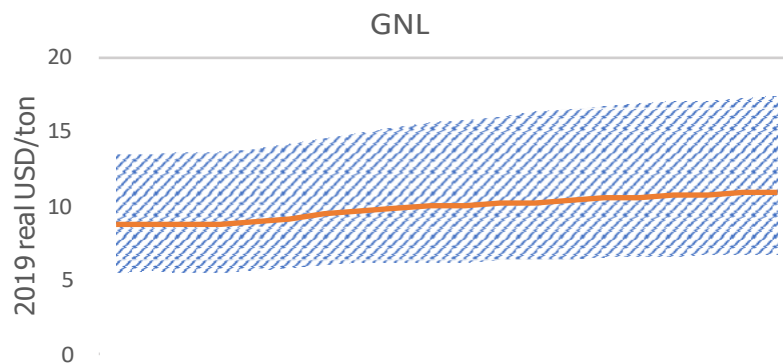


Figura 12: Proyección de precio del GNL en Chile: Valor promedio y variación en dólares reales 2019.

⁹ EIA Annual Energy Outlook 2019. Disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

Para obtener los costos de combustible con base en Chile, los costos asociados al transporte, impuestos, aduanas, manejo y otros (como licuefacción, transporte y regasificación para GNL) se consideran de acuerdo con la metodología desarrollada por la CNE10.

Adicionalmente, el Consultor considera la variación de los costos de combustible entre las diferentes centrales en función de los precios históricos obtenidos en la operación del sistema. Esto se refleja en un rango de variación del costo de combustible de las diferentes plantas, como se muestra más arriba.

3.5.1.1 Carbón

El precio del carbón con base en Chile se calcula como se muestra a continuación.

$$\text{Precio}_{cl} \left[\frac{\text{USD}}{\text{MMBTU}} \right] = \left((HH_{AEO} \cdot \%HH + \text{Brent}_{AEO} \cdot \%Brent + LT) \cdot (1 + FTA) + RG \right) \cdot (1 + RG_I) \cdot (1 + CM_I) \cdot (1 + C_a) \cdot (1 + T)$$

$Pcal_{345}$	: Target calorific power [Kcal/Kg]
$Pcal_{678}$	: Data calorific power [Kcal/Kg]
$Coal_{CDE}$	: AEO Coal Minemouth [USD/st]
FA	: st to ton conversion factor [ton/st]
S_A	: Marine insurance. Percentage of FOB+ Freight [%]
L	: Losses. Percentage of FOB+ Freight+Insurance [%]
F_H	: Freight cost [\$ /ton]
C_7	: Custom agent cost [%]
D_I	: Discharge and storage price [\$ /ton]
M_7	: Sampling and analysis cost [\$ /ton]

Figure 1: Coal price projection: average value and variation range.

3.5.1.2 GNL

El precio del GNL con base en Chile se calcula como se muestra a continuación.

$$\text{Precio}_{cl} \left[\frac{\text{USD}}{\text{MMBTU}} \right] = R(HH_{CDE} \cdot \%HH + \text{Brent}_{CDE} \cdot \%Brent + LT) \cdot (1 + FTA) + RGW \cdot (1 + RG_I) \cdot (1 + CM_I) \cdot (1 + C_7) \cdot (1 + T)$$

Donde:

Brent_{CDE}	: Brent AEO[USD/b]
HH_{CDE}	: Henry hub AEO [USD/b]
$\%HH$	: Percentage of Henry hub [%]
$\%Brent$	: Percentage of Brent [%]

¹⁰ “Informe de proyecciones de precios de combustibles 2018-2032” Diciembre 2017, Aprobado por resolución excenta CNEN° 46, 30 de Enero, 2018. Publicado en el sitio web de la CNE.

LT	: Liquefaction and transport [\$/MMBTU]
FTA	: Import duties [%]
RG	: Regasification [\$/MMBTU]
RG_{ℓ}	: Regasification losses [%]
CM_{ℓ}	: Commercialization and losses [%]
C_7	: Custom agent cost [%]
T	: Taxes [%]

3.5.2 Disponibilidad de GNL

En Chile existe una capacidad limitada de regasificación para el GNL, lo que limita la disponibilidad de todas las centrales eléctricas en el SEN. En este sentido, se realiza un supuesto sobre qué centrales eléctricas podrían tener acceso a la terminal de regasificación.

En el corto plazo, se asume lo siguiente:

- Centrales Taltal 1, Taltal2: Sin disponibilidad hasta 2021; Candelaria 1: Sin disponibilidad desde junio 2019 hasta Abril 2021; Candelaria 2: Sin disponibilidad desde julio 2019 hasta Abril 2021; Quintero 1, Quintero 2: Sin disponibilidad desde mayo 2019 hasta abril 2021.
- Central Nueva Renca: Disponibilidad limitada en 2019, disponibilidad completa desde enero 2020; San Isidro 1, San Isidro 2, U16, CMT3 and Kelar: Disponibilidad limitada hasta 2021.

En el largo plazo, se utiliza la siguiente disponibilidad¹¹:

- Centrales San Isidro 1 y 2; Quintero 1 y 2; Nueva Renca; Candelaria 1 y 2; Taltal 1 y 2; y Nehuenco 1 y 2; U16; CTM3 y Kelar: Disponibilidad completa desde abril 2021.

¹¹ Julio 2019 "Fijación de precio nudo de corto plazo". CNE. <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-corto-plazo/>

3.6 HIDROLOGÍASPARASIMULACIONESDECORTOPLAZO

De acuerdo con las bases del estudio, se requiere obtener los costos marginales horarios para los siguientes escenarios hidrológicos:

- Probabilidad de excedencia 2%: año hidrológico 1972/1973, o año húmedo
- Probabilidad de excedencia 51%: año hidrológico 1969/1970, o año medio
- Probabilidad de excedencia 98%: año hidrológico 1998/1999, o año seco
- Probabilidad de excedencia 84%: año hidrológico 2017/2018, o año actual

En la Figura 13 se presenta la energía generable por el sistema en base a la capacidad instalada actual de centrales hidroeléctricas, para todos los escenarios hidrológicos desde 1960/1961, destacando los anteriormente definidos para las simulaciones horarias.

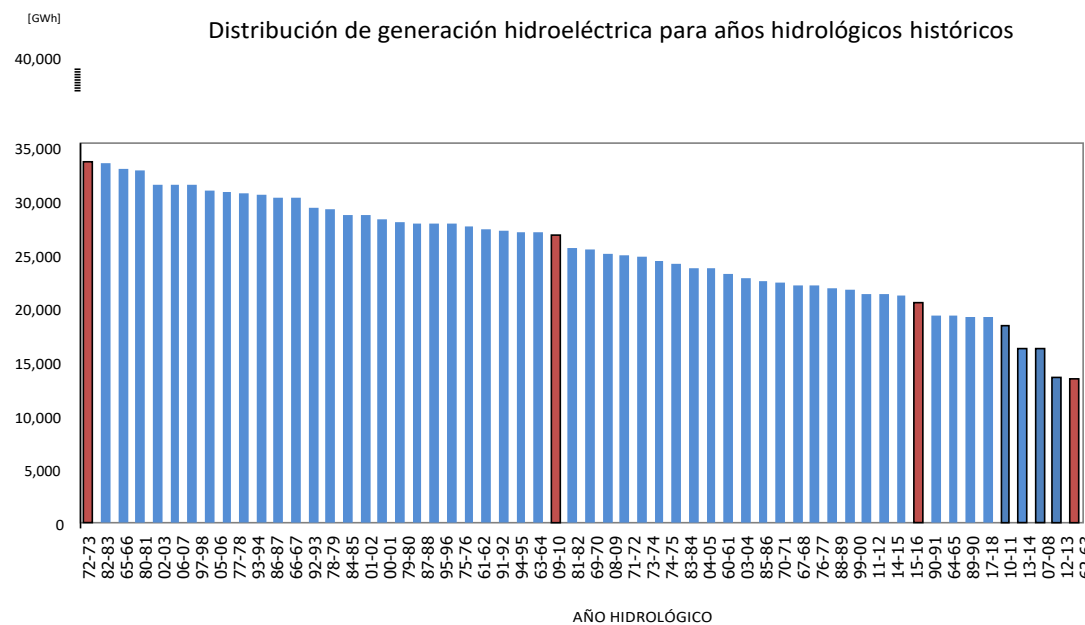


Figura 13: Energía hidroeléctrica generable para los años hidrológicos históricos, destacando los escenarios hidrológicos definidos en las bases para las simulaciones horarias.

Dado que en el estudio se simularán los comportamientos de cada año para el periodo 2020- 2021, se requiere hacer un ajuste en la definición de los escenarios hidrológicos. Esto por cuanto la definición anterior basada en años hidrológicos contiene afluentes de dos años cronológicos diferentes. Por ejemplo, el año hidrológico húmeda 1972/1973 se compone de los afluentes registrados desde abril de 1972 hasta marzo 1973 (inclusive). Por lo tanto, para simular el comportamiento del sistema en el año 2025 (por ejemplo) bajo la condición húmeda, se requeriría realizar dos simulaciones

- Simulación 1: Simular desde abril 2024 hasta marzo 2025, para obtener el comportamiento del sistema en hidrología húmeda en el periodo enero-marzo 2025
- Simulación 2: Simular desde abril 2025 hasta marzo 2026, para obtener el comportamiento del sistema en hidrología húmeda en el periodo abril-diciembre 2025

Si bien lo anterior es factible, no es deseable en términos de la representatividad de las simulaciones, ya que existiría un problema de continuidad en el transcurso del borde en los meses marzo-abril. Es decir, todas las variables en ese año serían “vectores” discontinuos de la evolución del sistema desde enero a diciembre.

De esta forma, el Consultor propone realizar una revisión de los escenarios hidrológicos, definidos desde el punto de vista de los afluentes desde enero a diciembre, concatenando años hidrológicos consecutivos. Por ejemplo, concatenando los afluentes de los años hidrológicos 1971/1972 y 1972/1973 puede construirse el vector de afluente histórico del año 1972. Los afluentes definidos de esta forma se denominan años cronológicos y son de utilidad para definir un vector continuo de afluentes y poder realizar solo 1 simulación para representar el comportamiento anual futuro.

Al igual que con la estadística anual de años hidrológicos, en la Figura 14 siguiente, se presenta la estadística de afluentes históricos, basado en años cronológicos.

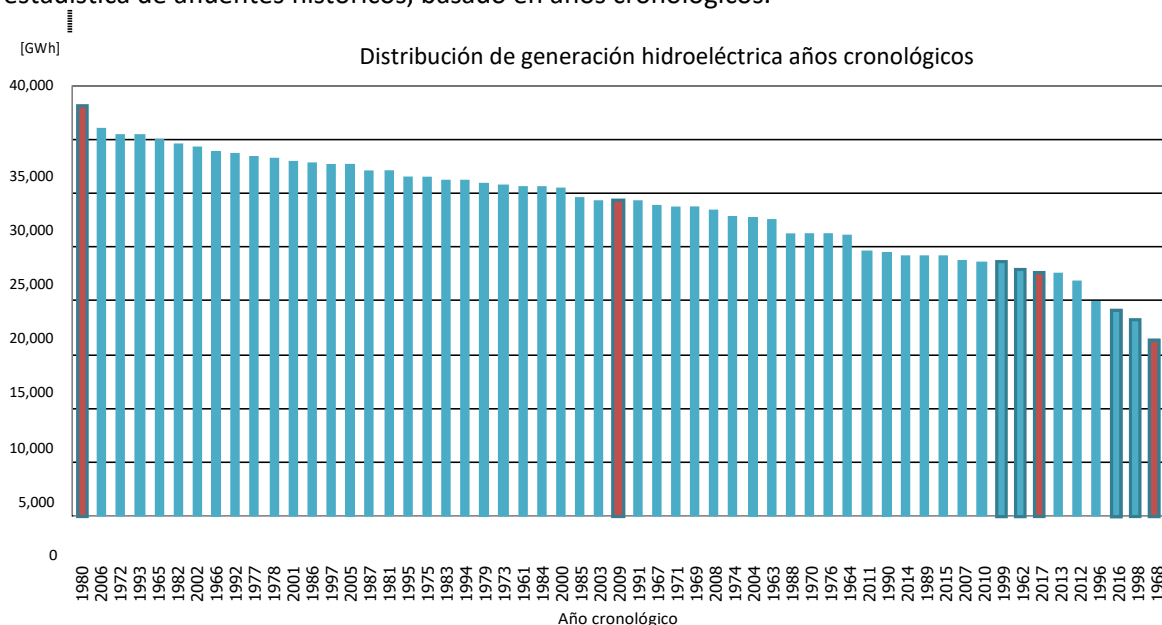


Figura 14: Energía hidroeléctrica generable para los años cronológicos históricos, destacando los escenarios seleccionados para simulaciones horarias

Al observar y comparar las figuras anteriores, se observa que la distribución es muy similar, y por lo tanto, en la Tabla 4 se presenta la definición de años hidrológicos a simular según la definición de año cronológico, comparando con la definida en función de años hidrológicos

Tabla 4: Definición de años históricos para simulaciones de corto plazo

Año	Año hidrológico		Año cronológico	
	Año	GWh _{eq}	Año	GWh _{eq}
Húmedo	1972-1973	38051	1980	38088
Medio	1969-1970	30230	2009	29374
Seco	1998-1999	15172	1968	16392
Condición actual	2017-2018	23224	2017	22553

4 Resultados etapa 1 – escenarios de desarrollo futuro

De acuerdo con la metodología descrita en el Anexo A, la primera etapa corresponde a proyectar el desarrollo futuro de la matriz de generación. En las Figura 15 y Figura 16 se presenta el resultado del plan de expansión obtenido en cada escenario en el periodo 2020- 2040, junto con la capacidad instalada de centrales a carbón que resulta de los planes de descarbonización acelerado y lineal respectivamente.

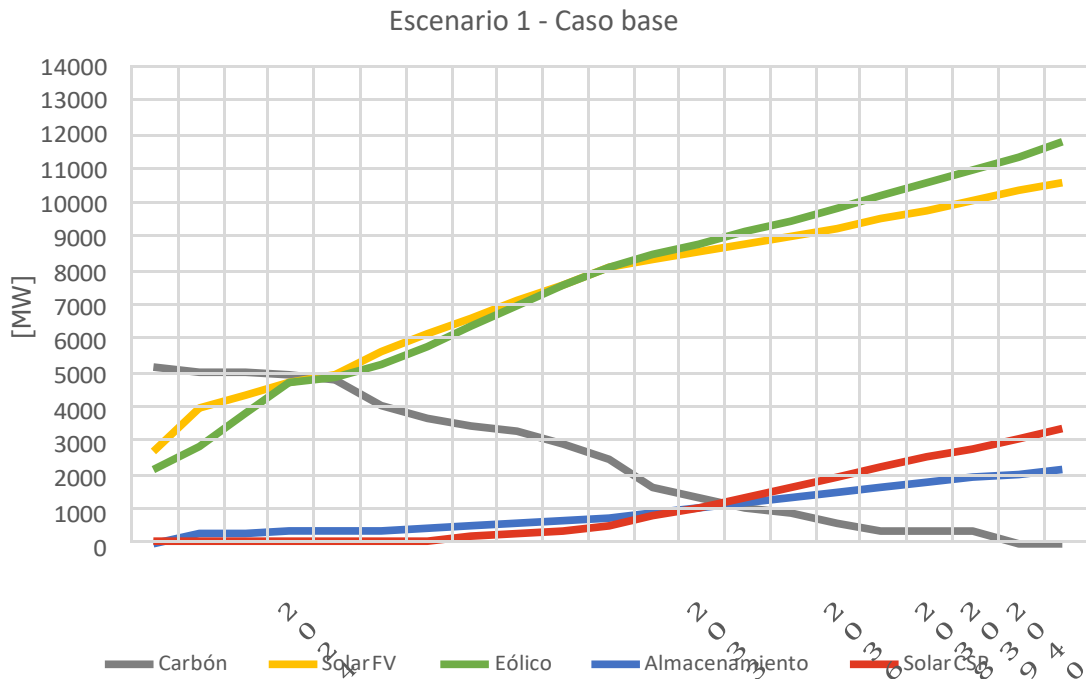


Figura 15: Capacidad instalada total de tecnología solar fotovoltaica, eólica, solar CSP y almacenamiento en escenario “Caso base”.

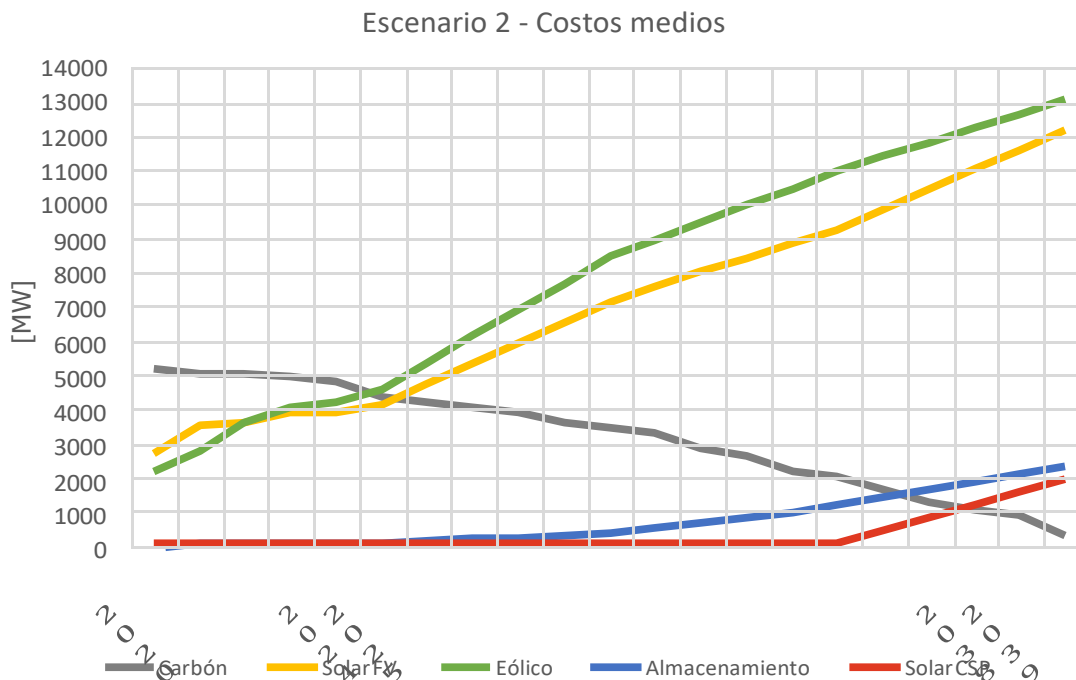


Figura 16: Capacidad instalada total de tecnologías solar fotovoltaica, eólica, solar CSP y almacenamiento en escenario "Costos Medios".

En las figuras anteriores solo se presentan las tecnologías carbón, solar fotovoltaica, eólica, almacenamiento y CSP ya que son las más relevantes. Esto dado que, como se detalló en los supuestos, no se consideraron tecnologías como hidroeléctrica de gran o pequeña escala, ni tampoco otras tecnologías basadas en combustibles fósiles para el desarrollo futuro de la matriz eléctrica.

De los resultados anteriores, se desprende que para el caso del escenario 1 – caso base, se tiene un mayor y más temprano desarrollo de solar CSP a partir de 2026, llegando en torno a los 3400 MW justificado por la gran reducción alcanzada en sus costos de capital (ver Figura

3) y una descarbonización acelerada en este escenario (ver Figura 1).

En el caso del escenario 2 – costos medios, el desarrollo de esta tecnología es más lento, partiendo solo en el largo plazo desde el año 2035, llegando a poco más de 2000 MW. No obstante, para poder abastecer el crecimiento de la demanda y compensar la salida de las centrales carboneras, el escenario 2 alcanza mayores niveles de penetración de un mix solar fotovoltaico y de sistemas de almacenamiento. Cabe destacar que esto se logra con un desarrollo más acelerado en el periodo 2026-2040 de estas tecnologías, dado que en el periodo 2020-2025 el escenario 2 presenta menores niveles (ver Figura 2).

5 Resultados simulaciones de mercado

En esta sección se presentan los principales indicadores de la simulación del mercado eléctrico para los escenarios 1 y 2 descritos en la sección anterior. Estos son resultado de la aplicación de las etapas 2 y 3 de la metodología utilizada por el Consultor, no obstante, los resultados presentados en esta sección corresponden directamente a la etapa 3 de simulaciones horarias de la operación.

5.1 GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA

En primer lugar, se comienza por presentar en la Figura 17 los resultados obtenidos de las simulaciones horarias de la operación del eléctrico chileno en 2020-2040 para ambos escenarios, en cuanto a la energía anual generada por tecnología. Se desagrega en tres hidrologías representativas de acuerdo al alcance del estudio (1980 - húmeda, 2009 - media, 1968 - seca).

En la figura se aprecia la diferencia que existe entre ambos escenarios, teniendo a la generación solar CSP como parte importante de la energía que va reemplazando el carbón en el escenario 1 - alcanzando niveles similares de generación hacia 2040, con respecto a niveles de carbón en el año 2025- mientras que en el escenario 2 el desarrollo se apoya firmemente en generación eólica y solar.

Asimismo, de la figura anterior es posible apreciar la disminución en la participación a carbón con el pasar de los años debido al proceso de descarbonización que experimentará Chile, notando que en el escenario 2, debido al menor desarrollo solar-eólico en el periodo 2025- 2024, la generación a carbón alcanzaría su máximo en el año 2024 a pesar de el plan de cierre de centrales ya definido para este periodo. Notar que, en este periodo, si bien los volúmenes efectivos de generación a carbón permanecen relativamente constantes para una condición hidrológica dada, su contribución a la matriz en términos relativos disminuye producto del aumento de la demanda y una mayor contribución de energía eólica y solar, junto a un mayor aporte del GNL en la matriz, este último con un aumento relativamente menor.

La variabilidad hidrológica se refleja en la generación anual hidroeléctrica con valores que oscilan entre 24-43 [TWh], lo que gatilla una compensación por parte de la generación térmica en base a GNL y Carbón. En general, el aporte del GNL es bajo en comparación al carbón durante los años iniciales del estudio debido a que no se está considerando el modo de operación inflexible que se viene dando en los últimos años de operación del mercado chileno, siendo en términos de costo de generación menos competitivo frente a otras tecnologías.

En términos de la producción por tecnología en la operación horaria del sistema, en la Figura 18 se presentan los perfiles horarios¹² de generación esperada¹³ para algunos años destacados. Los resultados se muestran para años particulares seleccionados de forma de ilustrar de buena manera los patrones operativos que se generarán en el periodo de interés.

¹² Como perfil horario esperado se definen 24 valores por hora del día, calculando el promedio de la generación en cada hora (es decir, promedio de los 365 valores de cada día del año), además de tomar el promedio para todos los escenarios hidrológicos simulados.

¹³ Por valor esperado se entenderá el promedio simple de los resultados para las hidrologías húmeda, media y seca bajo estudio

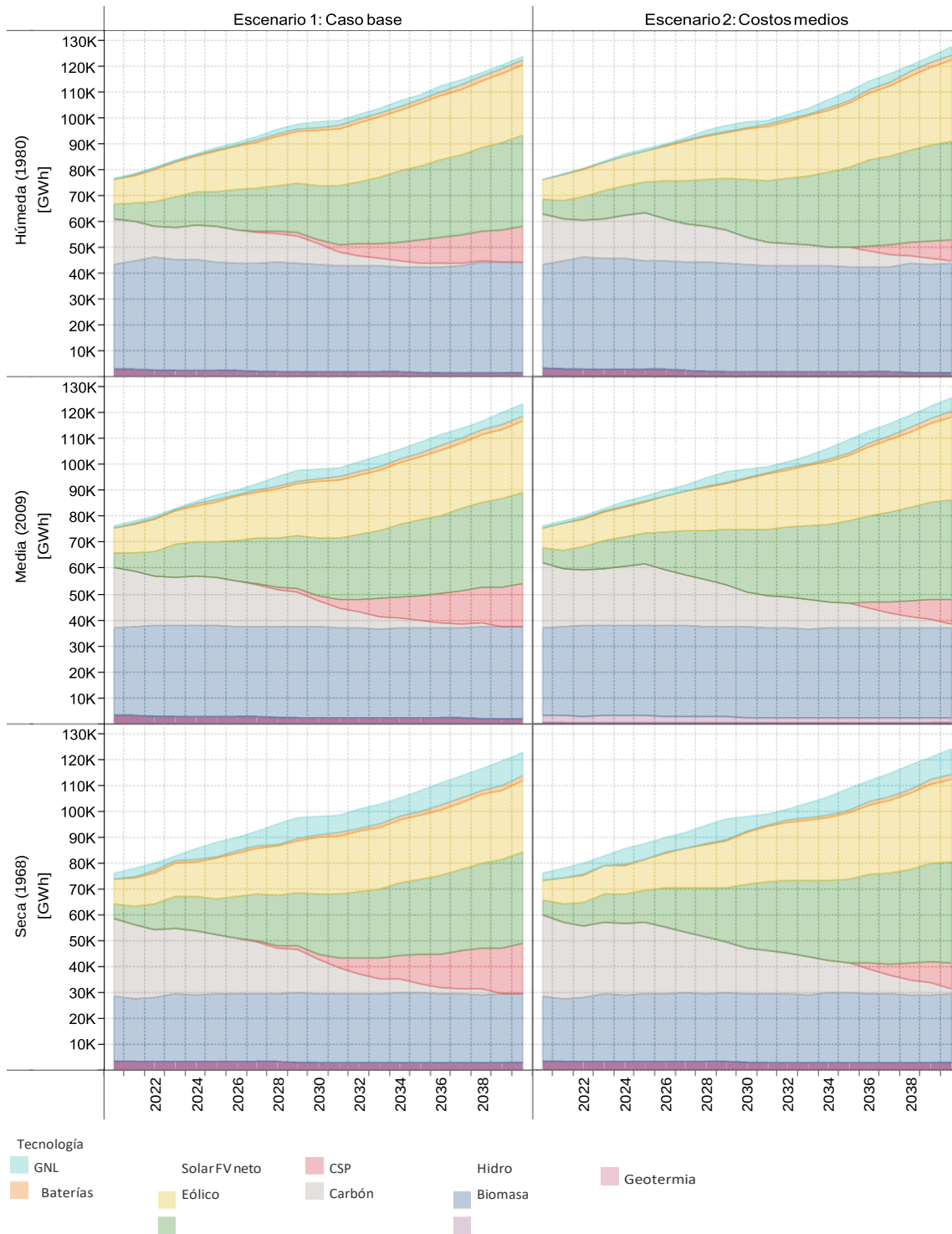


Figura 17: Energía generada por tecnología en el periodo 2020-2040 para ambos escenarios e hidrologías simuladas.

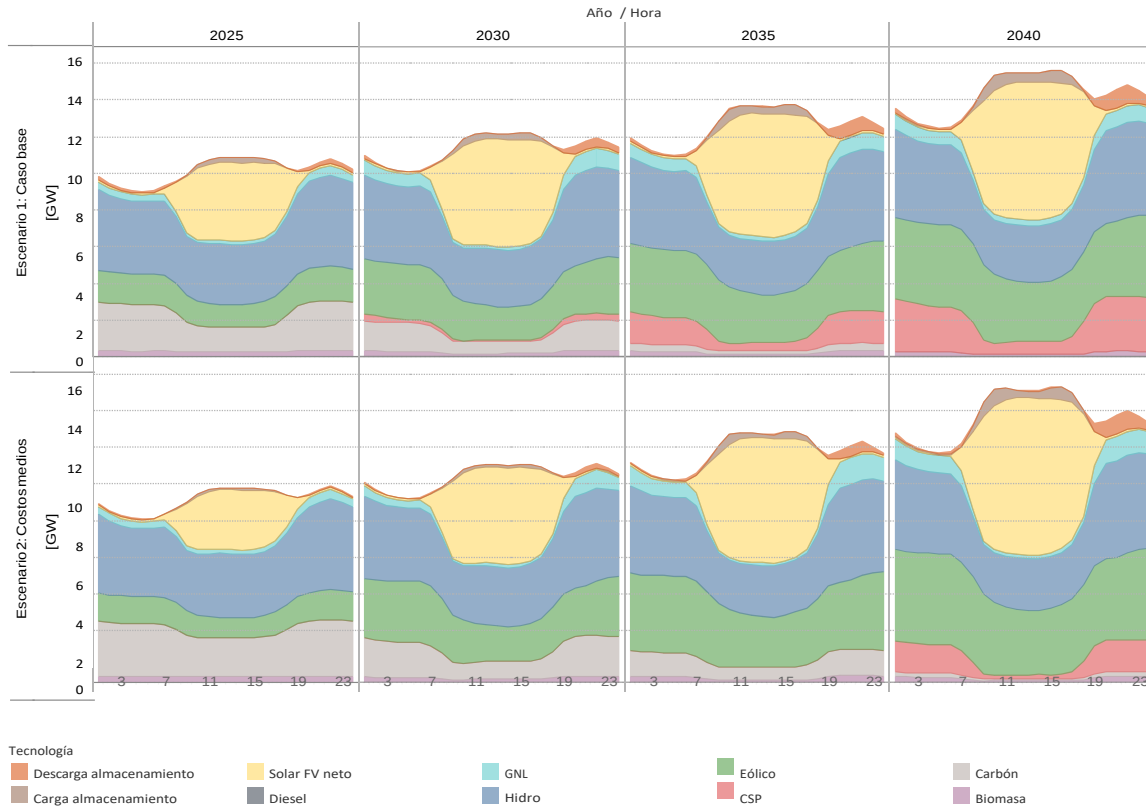


Figura 18. Perfiles horarios de generación por tecnología, valor esperado para hidrologías seleccionadas.

De la figura anterior se puede apreciar la evolución de la participación de las distintas tecnologías, así como el rol que tienen cada una de ellas en el abastecimiento de la demanda.

- La solar CSP junto con el GNL y la hidroelectricidad tienen un rol preponderante en otorgar flexibilidad al sistema para suplir la demanda en horas de madrugada y la noche, complementando la energía solar fotovoltaica.
- La generación eólica asume un rol más de “base” lo que es posible en virtud del desarrollo de las distintas zonas de potencial eólico del país, que se van complementando, generando en las distintas horas del día.

En la figura también se puede notar el ciclaje típico de las unidades a carbón y como va aumentando la penetración renovable en horas diurnas de la operación del sistema. Al mismo tiempo, notar como las unidades a carbón sincronizadas en la operación disminuyen al pasar los años y como por otro lado aumenta la participación de unidades de GNL en horas no diurnas. Este fenómeno tendrá impacto en las series de precios mostradas para el mercado de energía.

5.2 COSTOS MARGINALES

En esta sección se presenta la consecuente composición de los costos marginales respecto los despachos por tecnología resumidos anteriormente. En primer lugar, en la Figura 19 se presenta una comparación de los costos marginales promedio anual en la s/e Quillota 220 kV, para las hidrologías húmeda, media y seca. Se puede observar en esta figura que en general el escenario presenta costos marginales inferiores al escenario 2, salvo en el periodo comprendido entre los años 2030 y 2033 y acentuado en el escenario de hidrología seca

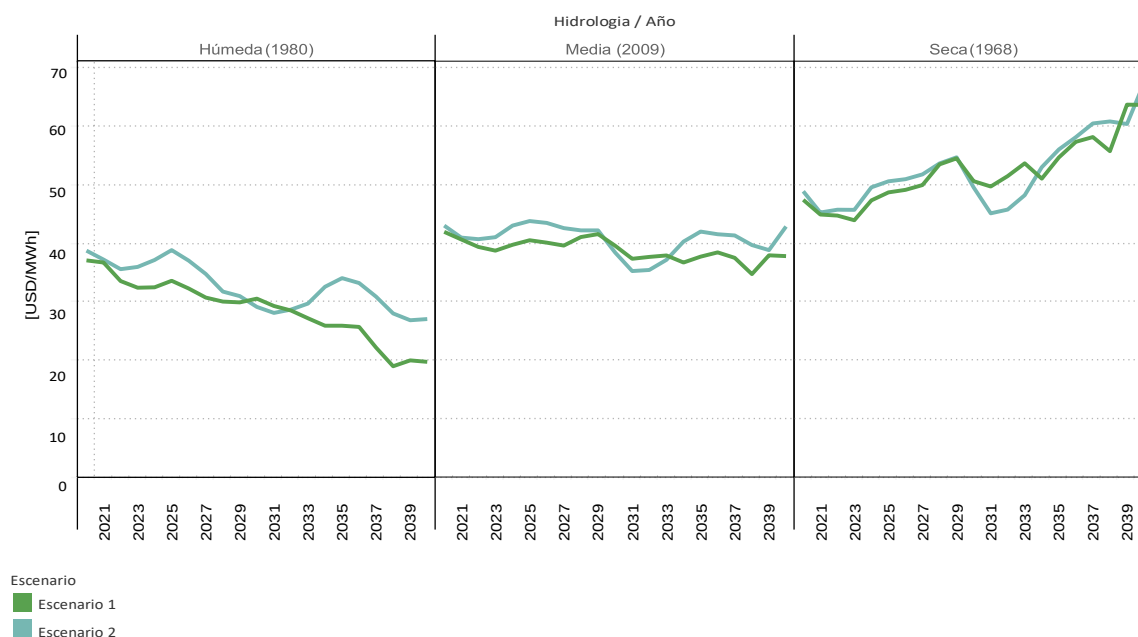


Figura 19. Costo marginal anual en Quillota 220 kV, para tres hidrologías y para los escenarios analizados.

Es preciso recordar que el escenario 1 presenta mayores niveles de energía renovable eólica y solar durante el periodo 2020-2025, y por lo tanto es razonable que los costos marginales sean menores en ese periodo. Sin embargo, dentro del periodo siguiente, la descarbonización del escenario 1 ocurre de manera más acelerada, llegando a retirar por sobre los 1500 MW extra en el periodo 2030-2033 con respecto al escenario 2 (ver Figura 2). Dichos retiros extra en el escenario 1 dejan al sistema eléctrico más vulnerable ante la ocurrencia de hidrologías secas, requiriendo la contribución en la matriz de tecnologías de generación más caras como es el caso del GNL, impactando hacia el alza de los costos marginales de energía.

En la Figura 20, se presenta la figura anterior ahora comparando las tres hidrologías para cada escenario, donde es posible observar como a medida que avanzan los años, las diferencias en el costo marginal anual van creciendo desde unos 8 USD/MWh máximo hasta por sobre los 40 USD/MWh en el escenario 1. De esta figura se puede desprender como el escenario 1 es más vulnerable a la variabilidad hidrológica, dado principalmente al cierre de las unidades carboneras más acelerado que actúa como “buffer” ante esta incertidumbre.

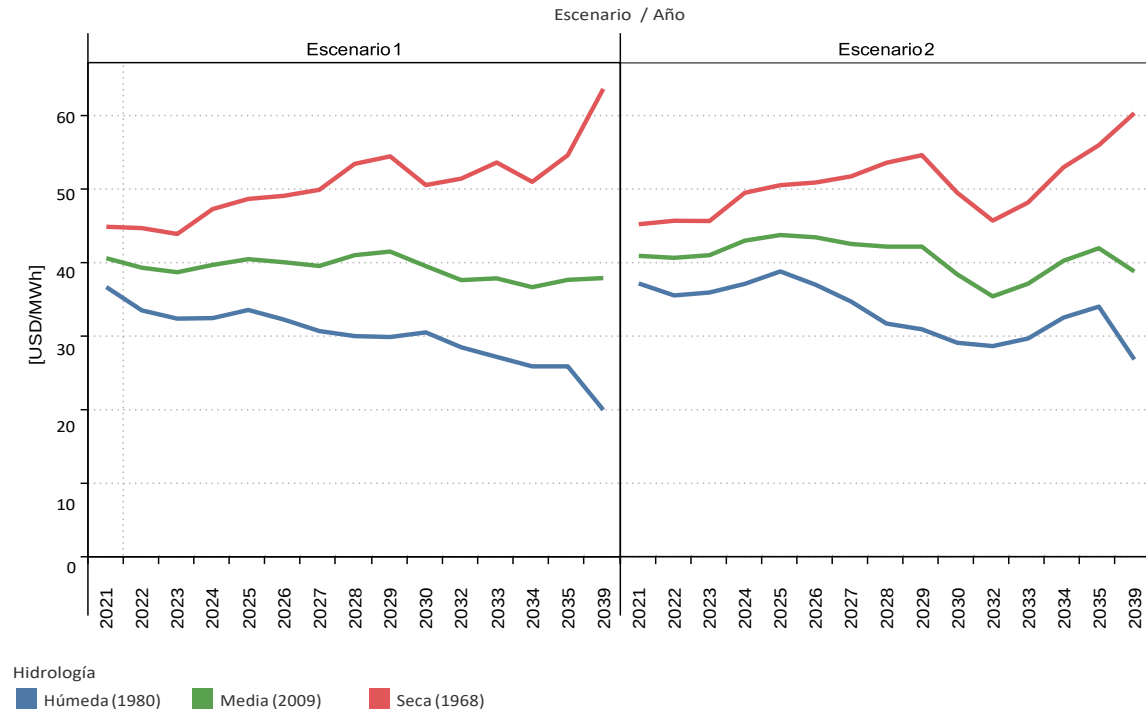


Figura 20: Costo marginal promedio anual en nodo Quillota, comparando las 3 hidrologías tipo según escenario.

Al analizar la variabilidad intra-anual del costo marginal esperado, presentada en la Figura 21 para un set reducido de años, se verifica el comportamiento histórico con mayores costos marginales en los meses de marzo a mayo, producto de la finalización de los periodos de deshielo, y menores valores en la época de septiembre a diciembre. Por otro lado, los valores máximos van creciendo conforme avanzan los años, mientras que los valores mínimos de la época de deshielo van disminuyendo.

Asimismo, en esta figura, en particular en el año 2030 se visualiza como el escenario 1 presenta valores significativamente mayores en el periodo marzo-mayo que el escenario 2, dado que este es el periodo de mayor falta de generación hidroeléctrica y, por lo tanto, de exposición a esta incertidumbre.

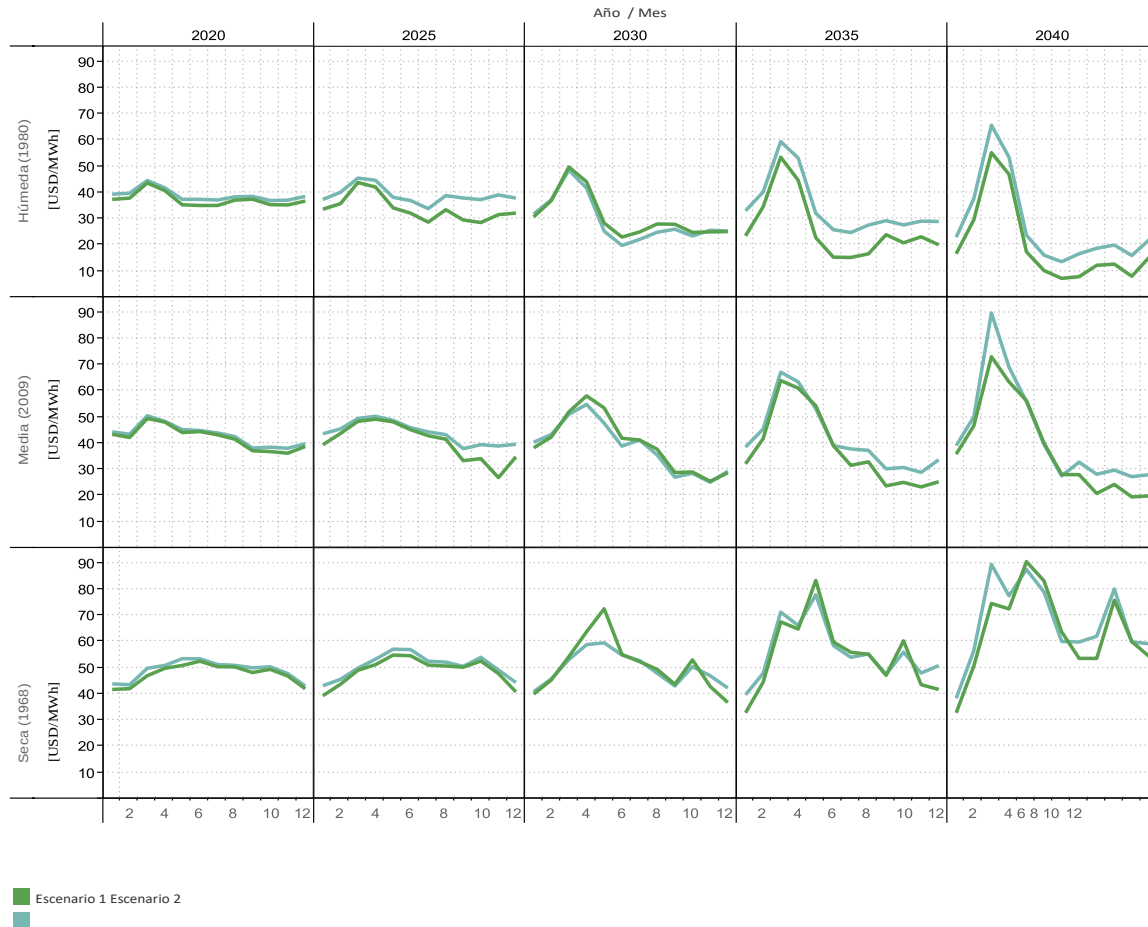


Figura 21. Costo marginal mensual esperado en Quillota 220kV para los escenarios analizados y para los años 2020, 2025, 2030, 2035 y 2040.

En términos de la variabilidad intradiaria de los costos marginales, en la Figura 22 se presenta el costo marginal promedio anual separando las distintas horas del año en bloque horarios definidos como sigue a continuación:

- Bloque A (mañana): 00:00 hrs hasta las 08:59 hrs
- Bloque B (día): 09:00 hrs hasta las 17:59 hrs
- Bloque C (noche): 18:00 hrs hasta las 23:59 hrs

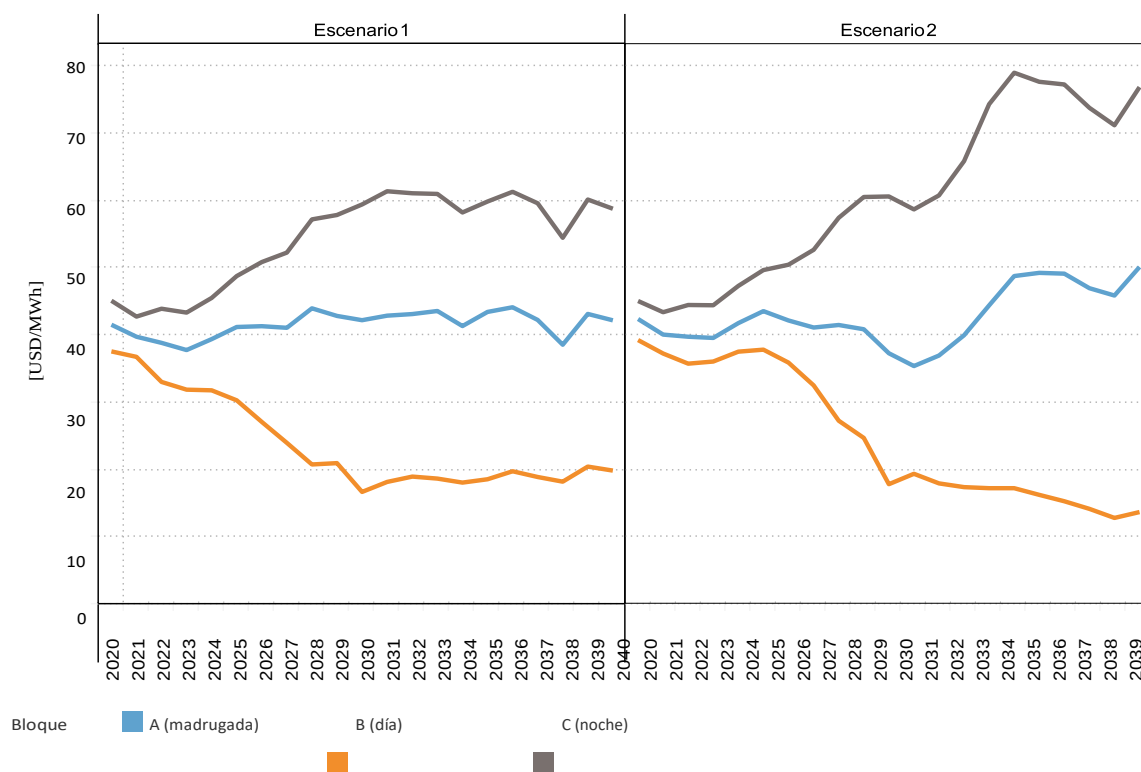


Figura 22: Costo marginal anual esperado en Quillota 220kV, separado por bloques horarios A (mañana) B (día) y C (noche).

Esta figura permite comprender que los costos marginales en horas de día decrecen más rápidamente en el escenario 1 durante el periodo 2020-2030, debido al mayor nivel de penetración de solar fotovoltaica en este periodo con respecto al escenario 2. Dicha tendencia se invierte en el periodo 2030-2040, dado que en dicho periodo es el escenario 2 el que basa su desarrollo más fuertemente en esta tecnología.

Adicionalmente, a partir del año 2030, se presentan costos marginales más altos en las horas de la noche en el escenario 2 con respecto al escenario 1. Este comportamiento está asociado principalmente a que el escenario 1 presenta mayores niveles de penetración de solar CSP que permite compensar las variabilidades intra diarias del resto de las energías variables solar y eólica, requiriendo un menor apoyo de centrales térmicas a GNL en horas de la noche.

Es decir, si bien el escenario 1 está más expuesto a la incertidumbre hidrológica, el escenario

2 presenta niveles más altos de variabilidad intra diaria, estando más expuesto a las variabilidades de las energías renovables solar y eólica, producto del menor desarrollo de tecnologías con almacenamiento como solar CSP.

Para reforzar estas ideas sobre la variabilidad estacional e intra diaria, en la figura siguiente se presenta la variabilidad del costo marginal para distintos trimestres del año, presentando mediante un gráfico de caja la totalidad de los valores en cada trimestre, a fin de poder apreciar mejor los rangos en que se mueven los costos marginales en cada uno de estos grupos horarios.

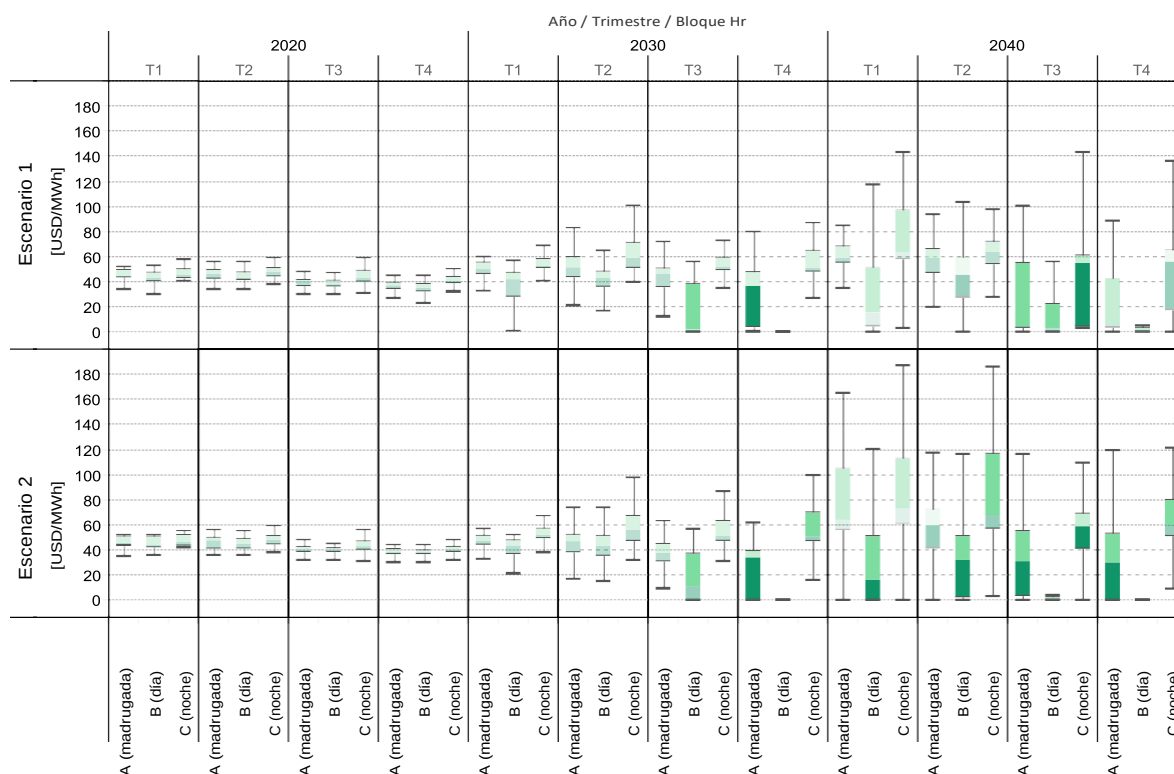


Figura 23: Gráficos de caja para el costo marginal por bloque horario en los años 2020, 2030 y 2040.

Se puede apreciar que en el largo plazo (2030 en adelante) la variabilidad de los costos marginales en horas de día es muy distinta dependiendo del trimestre. En el trimestre 4, dado que existe un mayor nivel de generación hidroeléctrica, los costos marginales en horas solares convergen rápidamente a 0 USD/MWh, lo que significa que existe un exceso de generación renovable en estas horas. No obstante, en el resto del año, se presentan valores distintos de cero y con grandes diferencias entre día y noche, y una diferencia menos pronunciada entre madrugada y día. Hacia 2040, el trimestre 3 también presenta la mayor parte de las horas de día con costo marginal 0, y se observa como el escenario 2 presenta una mayor variabilidad que el escenario 1. Lo anterior es propio de sistemas que se desarrollan en base a altos niveles de generación renovable, y por lo tanto pasarán a ser más la regla que la excepción en el futuro.

Finalmente, el análisis de los costos marginales resultantes de las simulaciones tiene una componente de variabilidad entre los distintos nodos de la red, asociada principalmente a la expansión de la red de transmisión a futuro. En la Figura 24 se desagrega el análisis de bloques horarios para distintos nodos representativos de las principales inyecciones de centrales carboneras; Kimal (zona norte ex SING) Maitencillo (Central Guacolda) Quillota (zona de Quintero) y Charrua (Zona de Lota y Coronel).

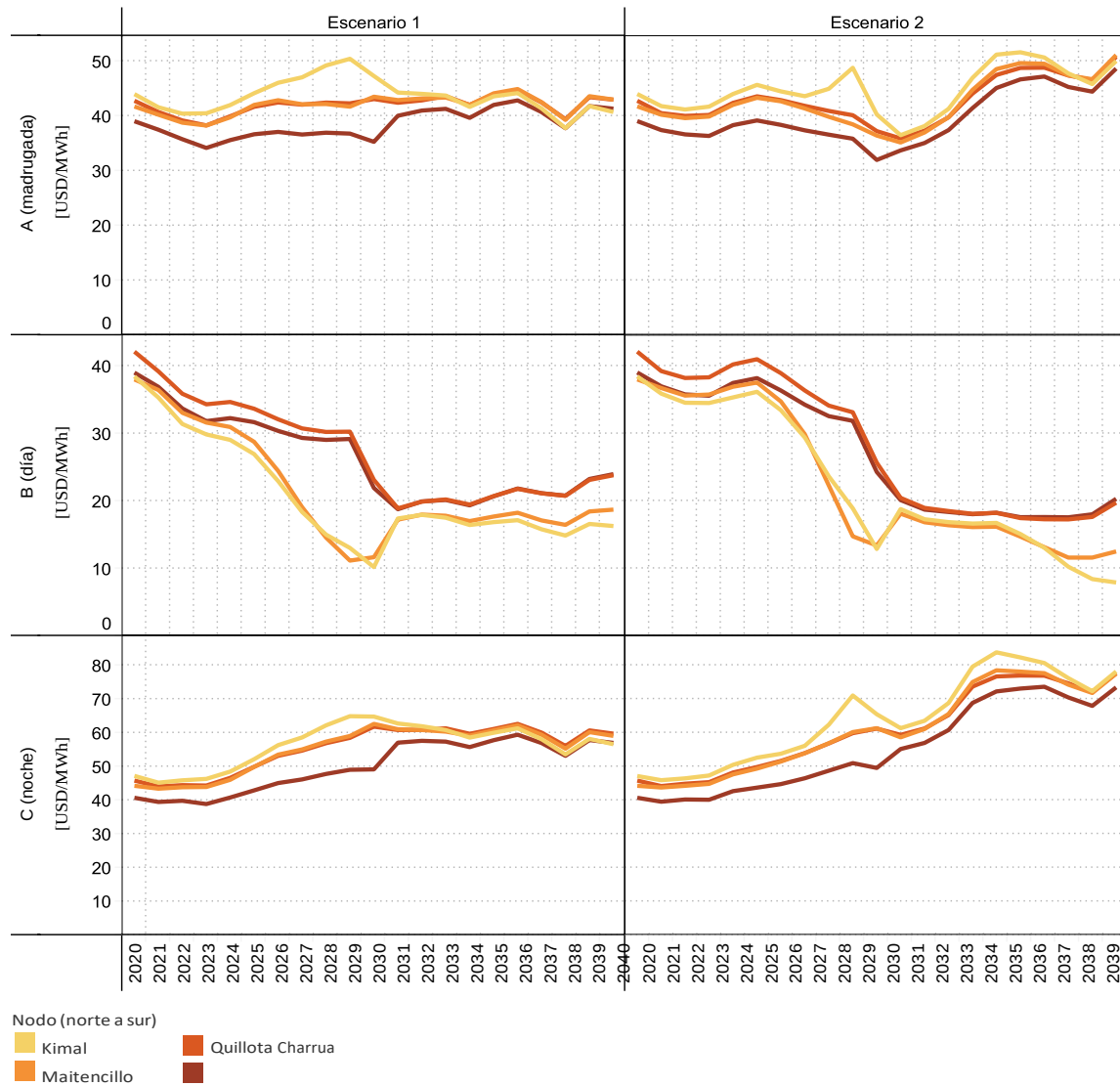


Figura 24: Costo marginal esperado separado por bloques y distintos nodos representativos de la red de transmisión.

De la figura anterior se visualizan importantes desacoples entre nodos durante las horas de sol. Se puede observar que en el bloque B (solar) entre 2025 y 2030, los costos marginales en los nodos Kimal y Maitencillo son significativamente menores, debido al exceso de generación solar fotovoltaica en esta zona. Dicha situación se corrige a partir de 2031 producto de la entrada de la línea HVDC Kimal – Lo Aguirre, llevando a la baja los costos marginales en la zona central y también sur (Quillota y Charrúa) de manera importante. Por lo tanto, los costos marginales de la zona norte del país serán sensibles a la concreción oportuna de este proyecto de transmisión.

6 Sensibilidades

En consideración de los resultados obtenidos para los casos de estudio anteriores, se han llevado a cabo una serie de sensibilidades para poder enriquecer el objetivo final del estudio. Si bien existen numerosos parámetros que pueden resultar en cambios en los costos marginales del mercado, se han definido dentro del alcance tres sensibilidades que se describen a continuación en conjunto con las principales modificaciones obtenidas de la simulación de mercado.

6.1 SENSIBILIDAD 1: RETRASOS EN PROYECTOS DE TRANSMISIÓN

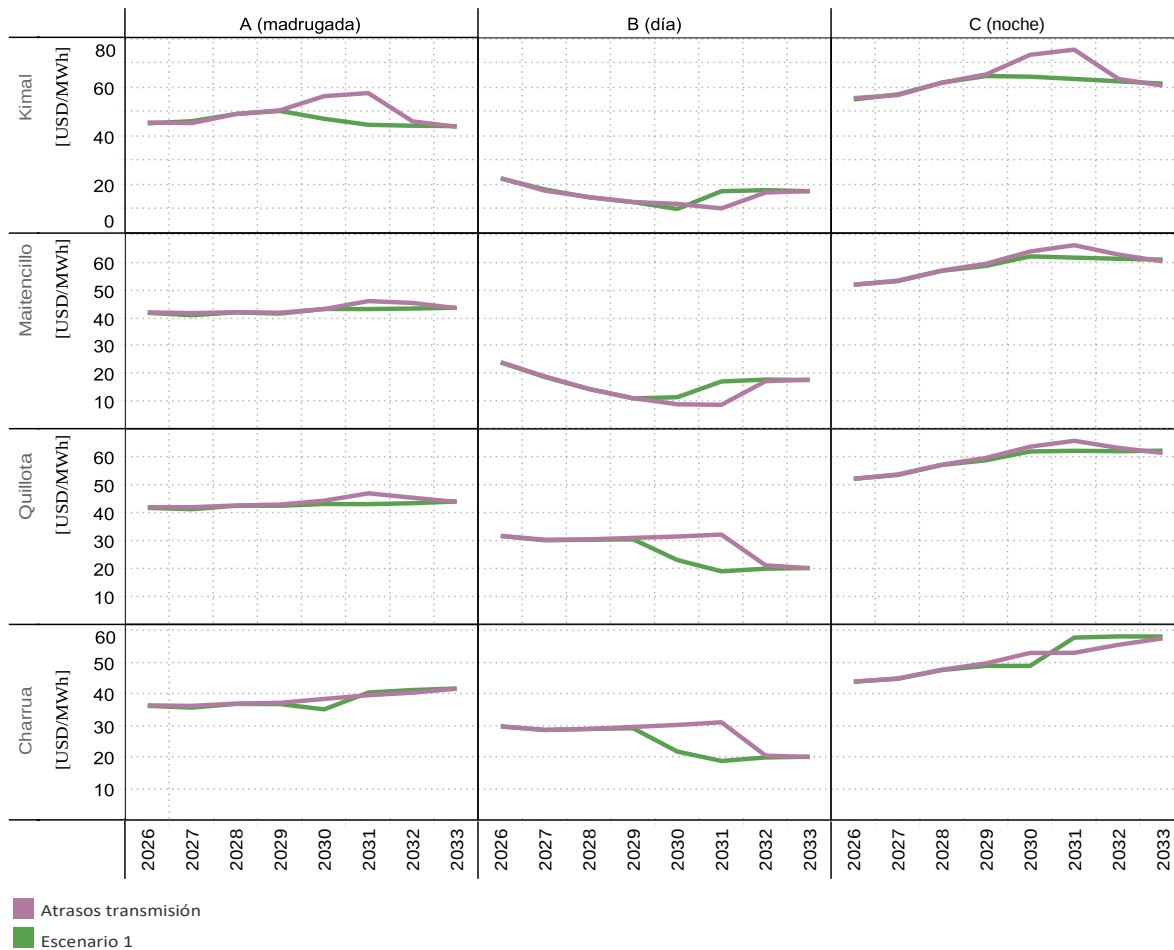
De la discusión en torno a la Figura 24, se ha anticipado el rol que tienen los proyectos de transmisión en poder llevar la energía desde sus fuentes de producción hacia los centros de consumo. Existen antecedentes claros que las fechas proyectadas de los proyectos de mayor envergadura pueden tener importantes retrasos debido a múltiples causas, siendo el ejemplo más claro el tramo Pan de Azúcar – Polpaico de la interconexión SIC – SING, la cual entró en operación 17 meses después de lo presupuestado.

Algunos de los proyectos presentados en la sección 3.3 que entran en el largo plazo (después de 2025) no se encuentran en construcción, más aún, no se ha llevado a cabo el proceso de licitación para su adjudicación y posterior construcción. Por lo tanto, las fechas de entrada estimadas son una referencia que puede estar sujeta a cambios. En la Tabla 5 se presentan los proyectos más relevantes con las fechas de entrada originalmente consideradas y la modificación realizada. En base al antecedente de la interconexión SIC-SING, se han considerado retrasos de 18 meses para estos proyectos.

Tabla 5: Proyectos de transmisión y fechas de entrada sensibilizadas.

Proyecto	Fecha original	Fecha sensibilidad
Línea Parinas - Likanantai	Marzo 2026	Septiembre 2027
Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre	Agosto 2030	Febrero 2032
Línea Entre Ríos – Río Malleco - Cautín	Enero 2030	Junio 2031

Debido a las modificaciones anteriores, se han simulado los años 2026 a 2033 del Caso Base (escenario 1), comparando los resultados obtenidos en la figura siguiente.



En el caso del periodo 2026-2027, no se tienen grandes cambios debido a la falta de la línea Parinas-Likanantai, debido principalmente a que el desarrollo eólico en dicha zona no es tan fuerte durante ese periodo. No obstante, el proyecto HVDC Kimal Lo Aguirre tiene grandes efectos en los costos marginales, tanto en las horas de día como de madrugada y noche, dependiendo de la zona.

En general, al experimentar atrasos en este proyecto la zona norte -y con énfasis en el nodo Kimal- provoca alzas en los costos marginales en bloques de madrugada y de noche, alrededor de 10 USD/MWh. Por otro lado, durante las horas de día, la zona norte presenta costos marginales menores, también de un orden de magnitud similar, esto porque no existe capacidad de transmisión suficiente para exportar la energía solar en dirección al sur hacia el centro de carga. Viceversa, en el caso de la zona centro (nodo Quillota), el retraso en la entrada de este proyecto implica una subida de los costos marginales producto de las limitaciones para importar energía solar desde la zona norte.

6.2 SENSIBILIDAD 2: DISPONIBILIDAD CONTRATOS TAKE-OR-PAY

Dentro de la discusión en la sección 5.1, se ha mencionado que los niveles de generación en base a GNL son bajos dado que no se modelan los contratos Take-or-Pay. De acuerdo con la norma técnica para programación y operación de unidades que usan GNL¹⁴, las empresas que tengan contratos de suministro de gas en modalidad Take-or-Pay deberán informar al Coordinador la flexibilidad o inflexibilidad de su suministro, ya que las segundas (inflexibles) serán despachadas en base, es decir, operarán a todo evento, mientras que las primeras (flexibles) seguirán bajo los criterios actuales de despacho a partir de criterio económico.

El Consultor ha justificado el supuesto de no modelar contratos inflexibles en el entendido que esta modalidad es transitoria, no obstante, en los últimos meses se ha visto una fuerte participación de esta modalidad en la cantidad total de gas utilizado para generación eléctrica por las distintas empresas. De acuerdo con las estadísticas del portal de mercado del Coordinador Eléctrico Nacional¹⁵, el tipo de gas utilizado diariamente para generación eléctrica en los últimos 12 meses ha visto una importante participación del modo inflexible, llegando a ser casi el 50% de los consumos programados.

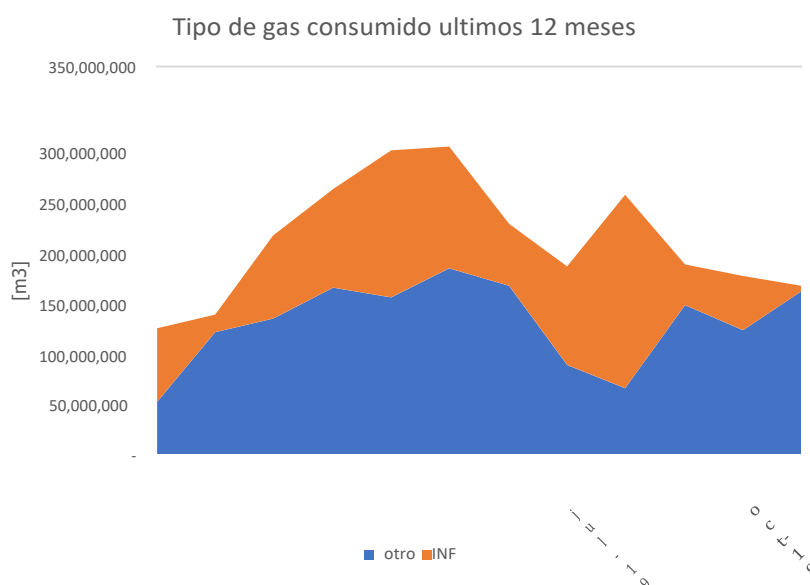


Figura 25: Metros cúbicos de Gas programados para consumo por las empresas propietarias de activos de generación en base a Gas durante el periodo noviembre 2018 – octubre 2019 (inclusive). INF=Inflexible.

Para efectos de la simulación de mercado y aproximar el efecto de la disponibilidad de gas inflexible, se ha analizado que porcentaje del gas utilizado por empresas de generación corresponde a gas inflexible. En la Figura 26 se presenta el resultado para los últimos 12 meses (hasta octubre 2019).

¹⁴ Comisión Nacional de Energía. Norma técnica programación y operación de unidades que usen GNL regasificado. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NT-GNL.pdf>

¹⁵ Planillas consolidadas de consumo de GNL programado por empresa y tipo (inflexible y otro) <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/costos-variables-de-generacion-y-stock-de-combustible/disponibilidad-de-combustibles/consolidado-mensual-de-disponibilidad-de-gnl-regas/>

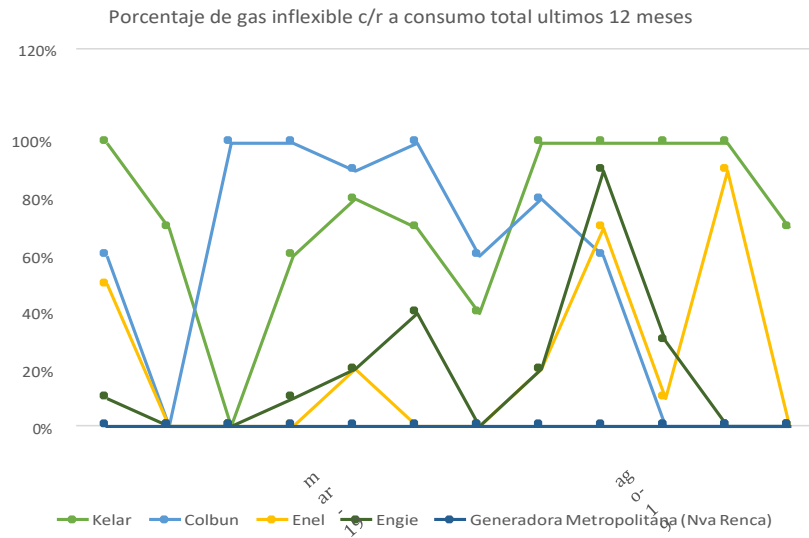


Figura 26: Porcentaje del total consumido por cada empresa que corresponde a gas inflexible.

Como supuesto para proyectar esta situación al futuro, se supone que se mantienen los factores anteriores mes a mes y por empresa, los cuales reducen el costo variable de cada una de las centrales en esa proporción. Por ejemplo, una central que tiene un 100% de gas inflexible en un mes -ejemplo, Kelar en los meses de junio a septiembre- entonces su costo variable para generación será 0 USD/MWh, con lo cual entrará con completa prioridad en el modelo de despacho económico. Al integrar estos factores en las distintas centrales de cada empresa, se obtienen significativos aumentos en el uso de GNL en el periodo 2020-2030, como se muestra a nivel anual en la Figura 27.

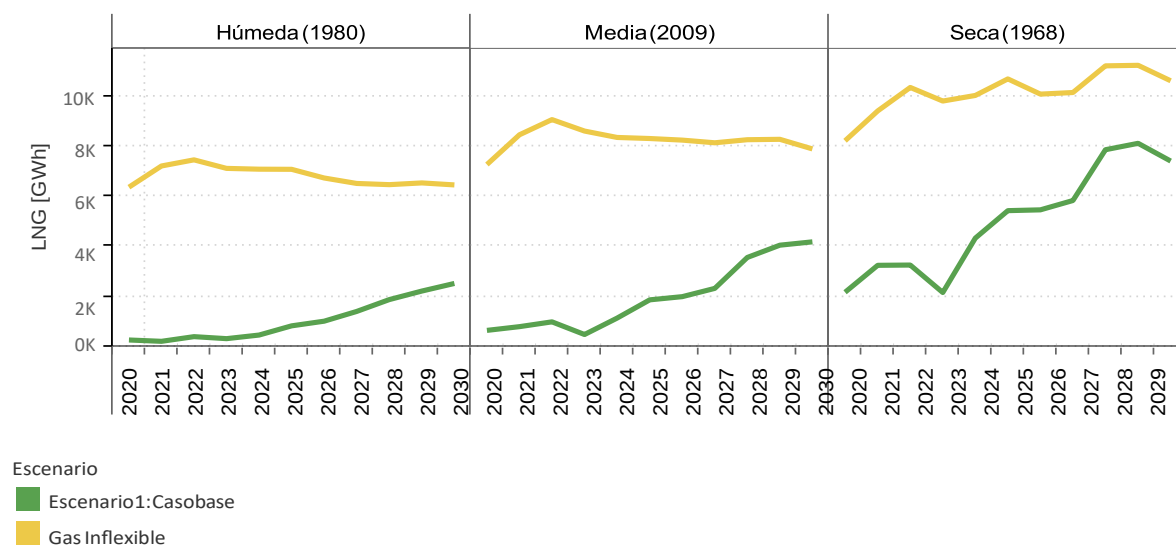


Figura 27: Generación anual esperada en base a Gas en el periodo 2020-2030, comparando el caso base con el caso gas inflexible

De acuerdo con la información de la Asociación de Generadoras¹⁶ la generación bruta en base a Gas Natural ha estado en los últimos 5 años en el rango 10000-12000 GWh. Por lo tanto los montos anuales alcanzados en la hidrología seca -representativa de la situación de estos 5 años- permiten validar la modelación realizada.

A nivel horario, es posible apreciar la operación en base del GNL en la Figura 28, donde se muestran para el año 2025 los meses en que es más notorio el efecto.

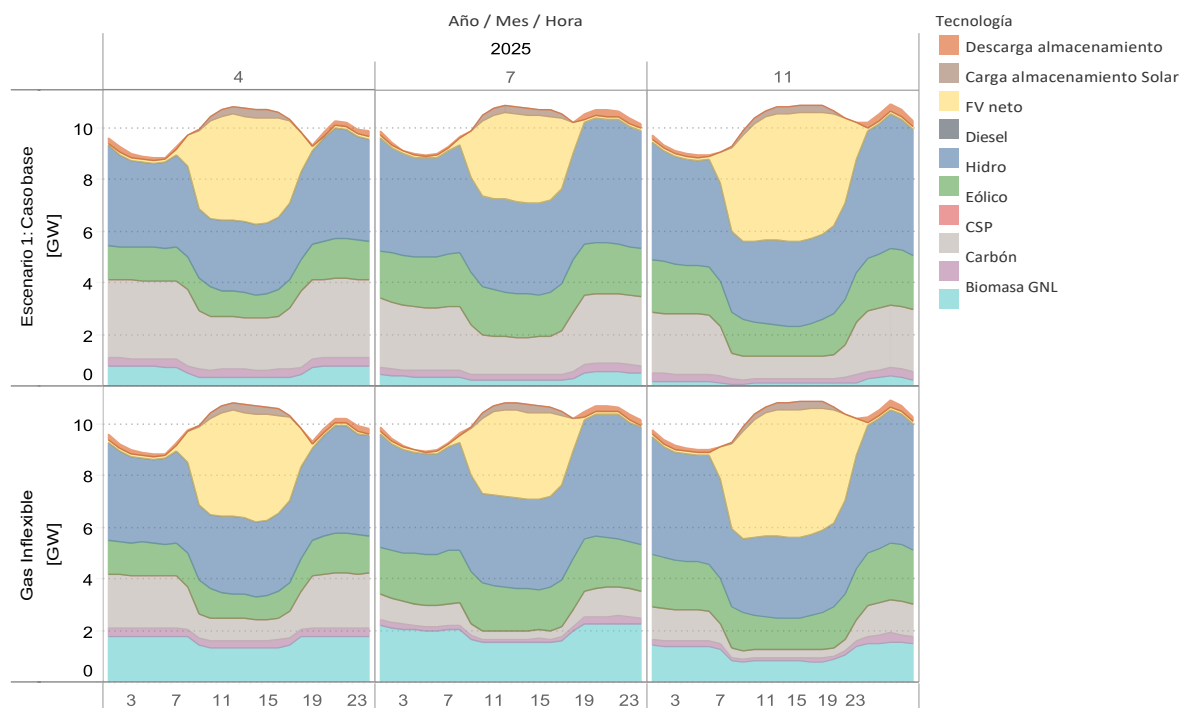


Figura 28: Perfiles horarios de generación por tecnología esperada para los meses de abril, julio y noviembre de 2025.

A nivel del mercado spot, el uso de GNL inflexible redonda en una baja de los costos marginales. En la Figura 29 se compara el Caso Base con la sensibilidad para los distintos bloques horarios e hidrologías. Se verifica que las principales reducciones de los costos marginales se dan en los bloques de noche y de madrugada, alcanzando valores en torno a 10 USD/MWh de reducción hacia 2030.

¹⁶ Asociación de Generadoras de Chile. Generación eléctrica en Chile <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>

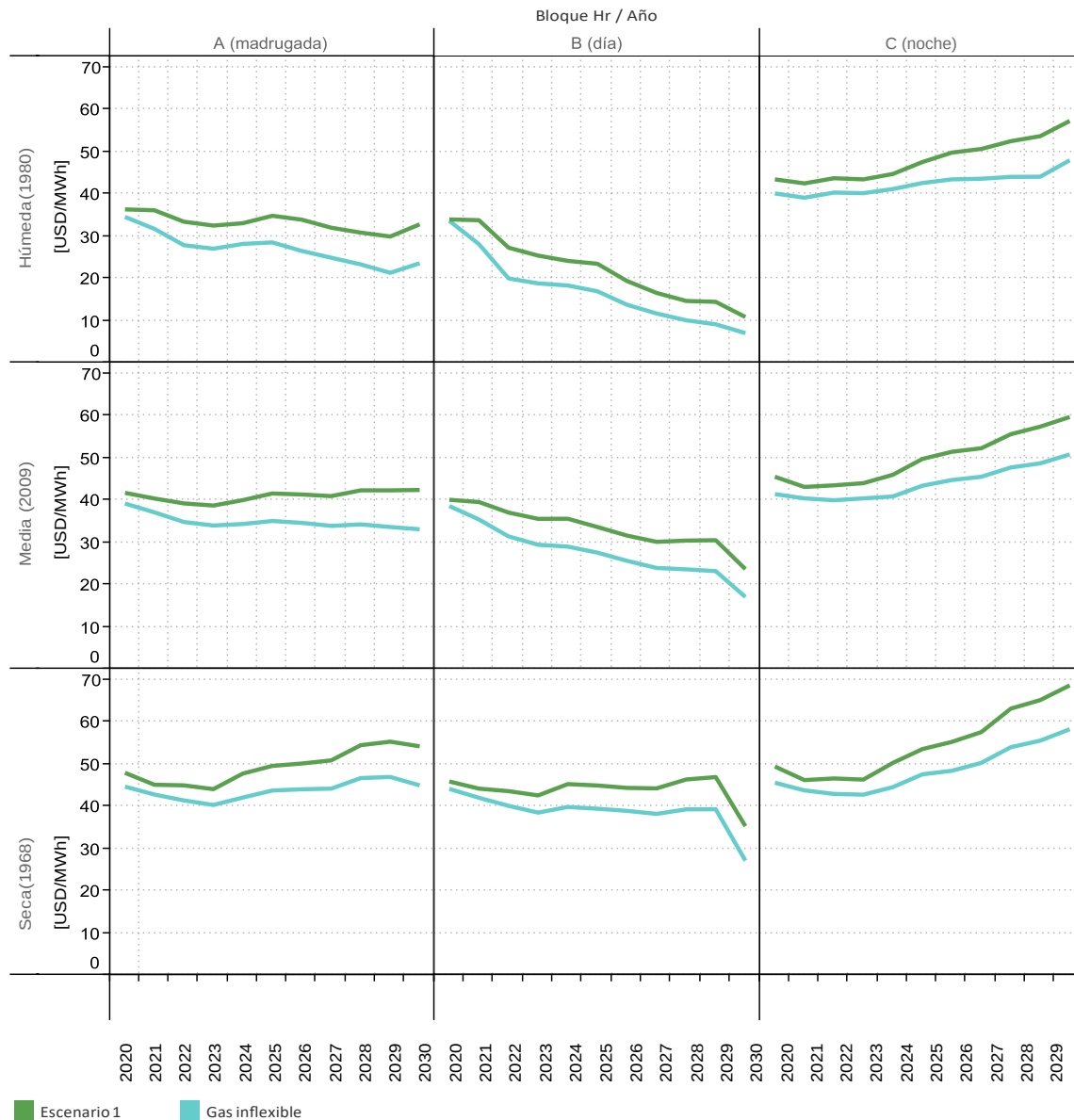


Figura 29: Costos marginales anuales en nodo Quillota para tres hidrologías, comprando caso base con la sensibilidad de gas inflexible en el periodo 2020-2030.

6.3 SENSIBILIDAD 3: EVOLUCIÓN FUTURA DE LA MATRIZ ELÉCTRICA

La comparación de resultados entre los escenarios 1 y 2 permite entender que el desarrollo futuro de las energías renovables y el retiro de unidades carboneras es clave para la formación de los costos marginales del mercado eléctrico. No obstante, existe una tercera componente no menos importante relacionada con la demanda por electricidad. En ambos escenarios analizados, el patrón de consumo horario ha sido definido en línea con lo observado en los retiros históricos de energía, sin modificaciones para los periodos futuros.

Dado que en el periodo 2020-2040 pueden ocurrir diversos escenarios, es de interés por lo tanto considerar un tercer escenario, donde también se aborden cambios en los patrones de demanda eléctrica. Para ello, el Consultor se ha apoyado en la evaluación realizada por el Ministerio de Energía (ME)¹⁷ en el marco de las medidas de mitigación necesarias para llegar hacia 2050 a la carbono neutralidad. Dentro del conjunto de medidas, además de incluir el cierre de las centrales a carbón, se consideran medidas de electrificación de las principales fuentes de emisión de gases de efecto invernadero. Las medidas consideradas son las siguientes:

- Electromovilidad: asume que al 2050 un 100% de los vehículos de transporte público son 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%.

Con estas medidas, hacia 2050 se tienen componentes adicionales de crecimiento de la demanda eléctrica, por sobre la referencia que contempla el tradicional análisis asociado al crecimiento económico del país. En la Figura 30 se presentan las estimaciones realizadas por el ME para la proyección futura de demanda eléctrica incluyendo estas componentes adicionales. De esta figura se desprende que ya a 2040, la demanda eléctrica total se encontrará muy cerca de los 150.000 GWh, duplicando el consumo proyectado para el presente año 2020. De este total, la demanda de referencia, sin estos consumos adicionales, es alrededor de un 20% menor.

¹⁷ Noviembre 2019. Presentación “Medidas carbono neutralidad”. Ministerio de Energía y Ministerio del Medio Ambiente.

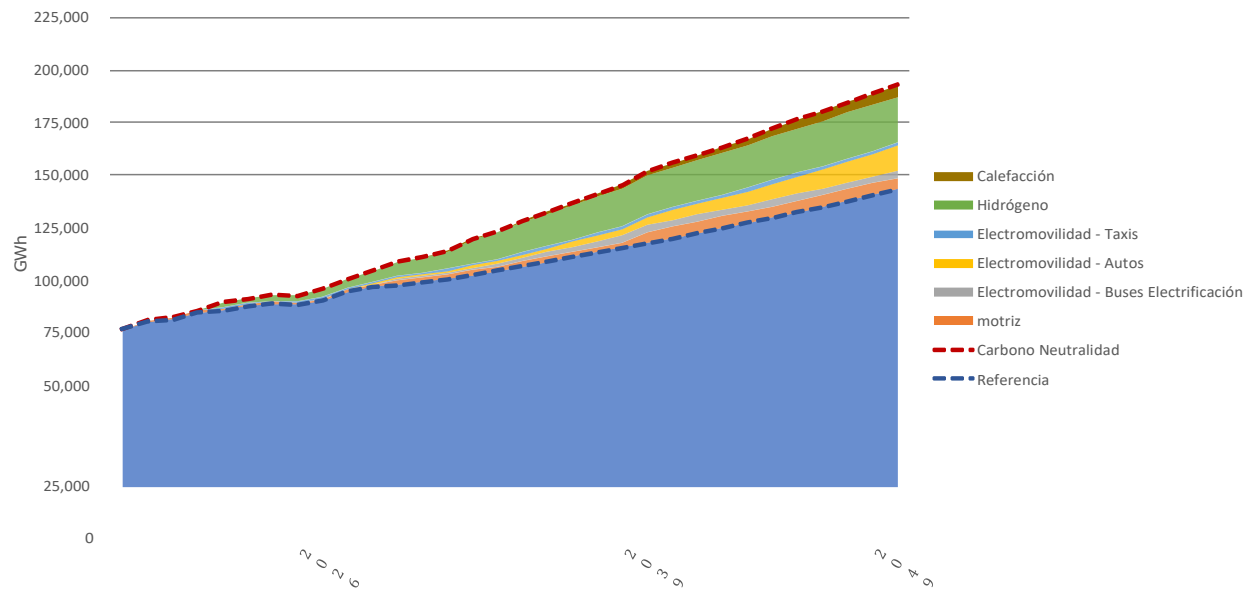


Figura 30: Demanda eléctrica total proyectada (referencia) y componentes adicionales por medidas de electrificación.

Distintos supuestos se aplicaron para poder incluir esta demanda al Sistema Eléctrico Nacional distribuyéndola temporalmente (horario, mensual y/o estacional) y espacialmente. En las siguientes secciones se analiza el modelamiento de cada uno de los consumos adicionales, detallando los supuestos tomados en cada caso.

6.3.1 Electromovilidad

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

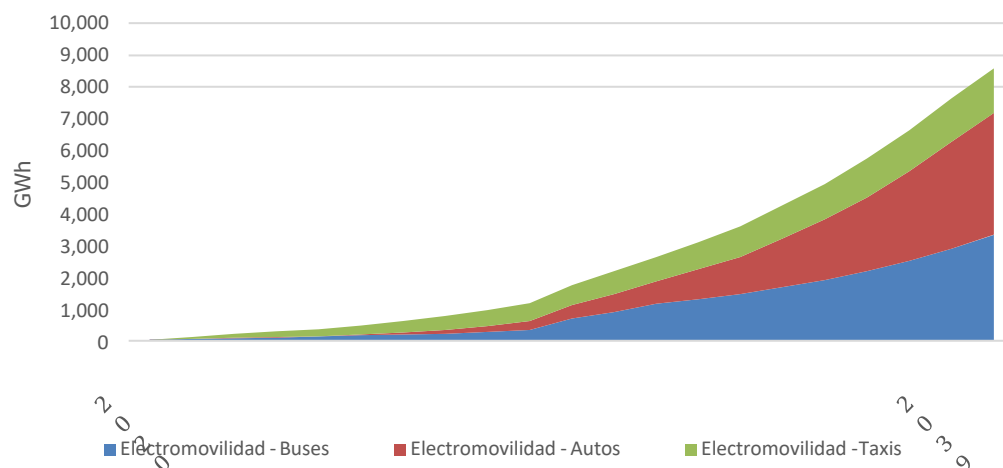


Figura 31: Demanda adicional – Electromovilidad.

6.3.1.1 Distribución espacial

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) de “Parque de vehículos en circulación para el año 2018” el cual reporta la cantidad de permisos de circulación emitidos en cada región para tipo de vehículo en el año 2018. En la Figura 32 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.

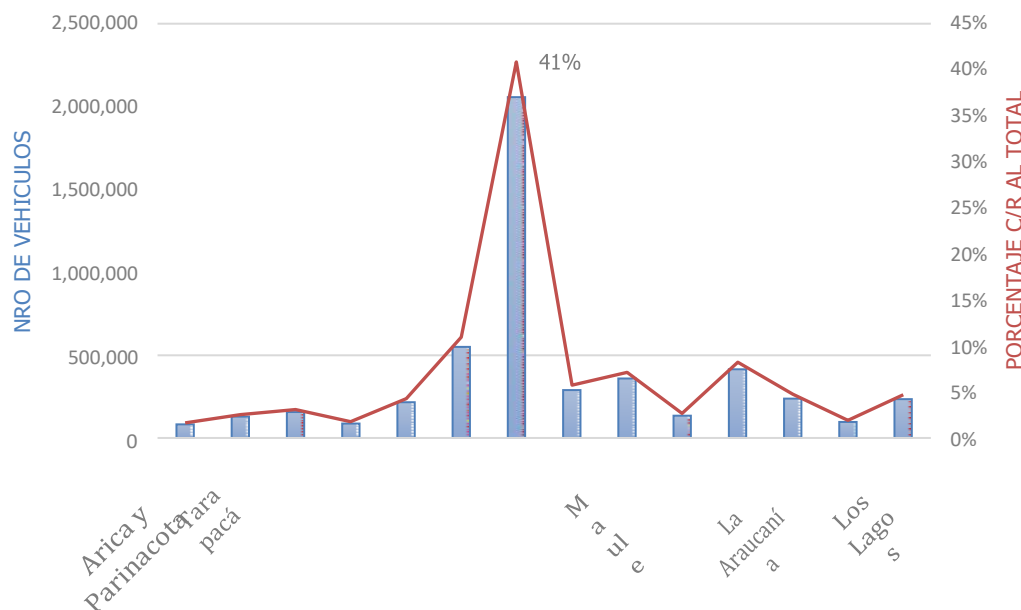


Figura 32: Cantidad de vehículos por región en 2018.

6.3.1.2 Distribución temporal

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”. Los perfiles de carga ahí obtenidos diferencian los comportamientos según hogar, trabajo y puntos de carga, e incorporan aspectos de gestión inteligente de la carga para los vehículos eléctricos, y una carga nocturna para el transporte público.

Para efectos de este estudio, se asume el perfil de carga denominado “gestión inteligente” presentado en Figura 33.

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. Actualmente, de acuerdo con la información facilitada por la empresa Enel al Ministerio de Energía, los buses de transporte público eléctrico también tienen un comportamiento de carga nocturna, suficiente para mantener los buses en circulación durante el día.

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.

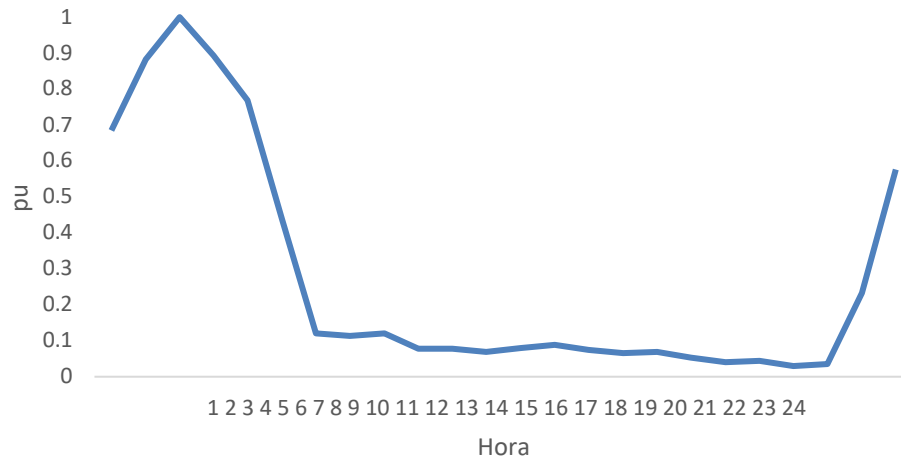


Figura 33 Perfil de carga intradiario por electromovilidad.

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).

6.3.2 Hidrógeno verde

Tomando proyecciones hechas por el Ministerio de Energía, 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 con lo mostrado en la Figura 34.

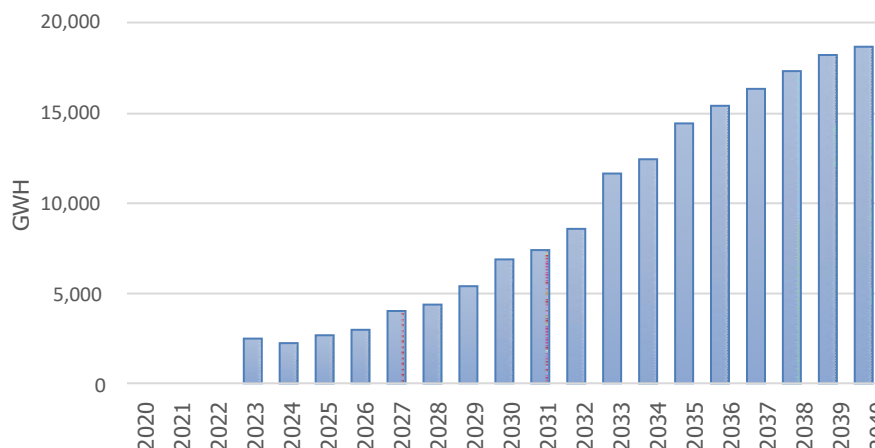


Figura 34 Demanda anual producción de hidrógeno.

6.3.2.1 Distribución espacial

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 35. 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.

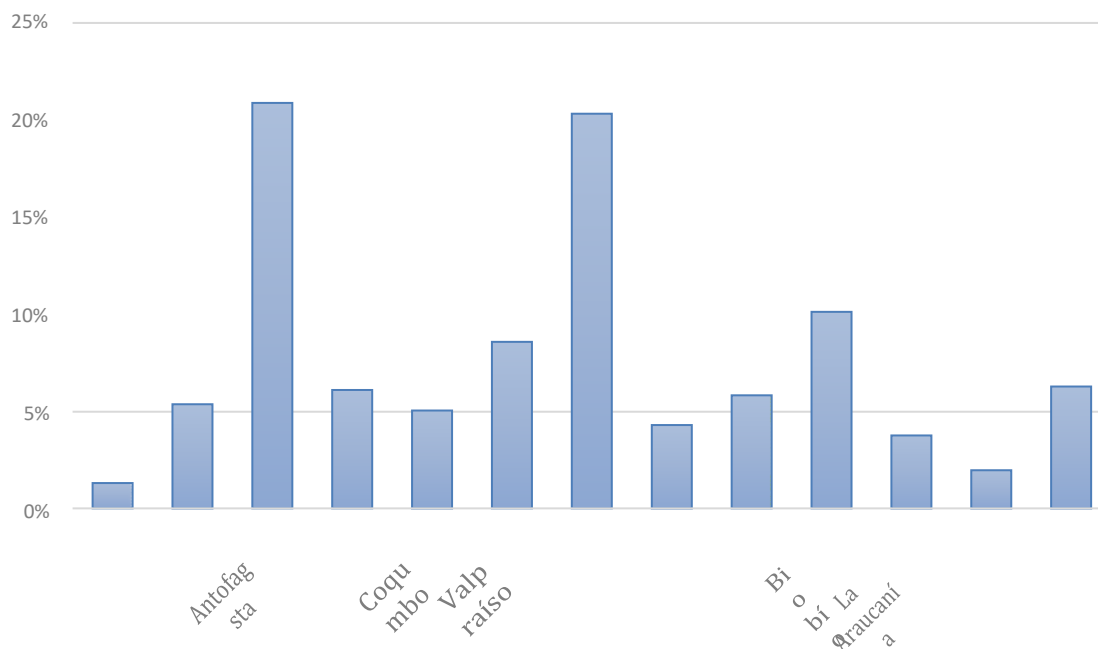


Figura 35 Consumo de diésel por región. Fuente: Energía Abierta CNE.

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, pero se dejaría de estar cerca del norte del país donde se generaría la energía a bajo costo para la producción de hidrógeno.

En consideración de los costos y dificultades para el transporte de hidrógeno¹⁸, se ha optado por la segunda opción de 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.

6.3.2.2 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 mostrado en la Figura 36. Se asume una producción similar para todos los días pertenecientes al mismo mes en cada región, por otro lado, la distribución temporal horaria se asume que la curva de carga sigue un perfil similar al perfil de generación de una planta solar, asumiendo

¹⁸ Ministerio de Energía y la GIZ. Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. Abr 2018. Disponible en: <http://4echile.cl/15910-2/>

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.

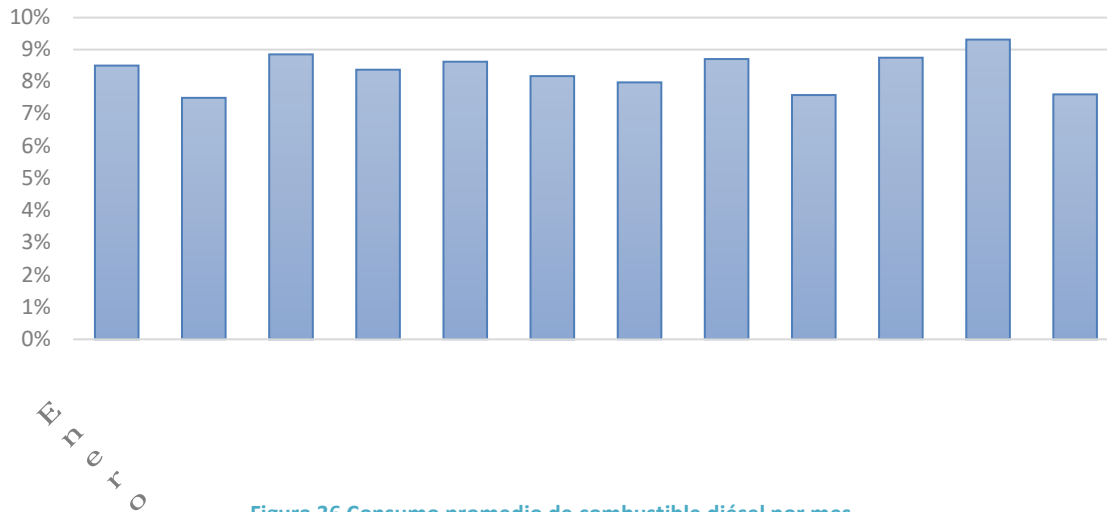


Figura 36 Consumo promedio de combustible diésel por mes

6.3.3 Climatización

La demanda eléctrica por climatización incorpora la demanda adicional por equipos de aire acondicionado, conversión de equipos de calefacción a leña a sistemas de calefacción eléctrica y equipos de climatización en general para el sector residencial y comercial. Esta demanda adicional se incorpora desde el año 2031 creciendo constantemente hasta el año 2040 a un valor cercano a los 2 TWh de acuerdo con la Figura 37 alcanzando por sobre el 1% de la demanda anual.

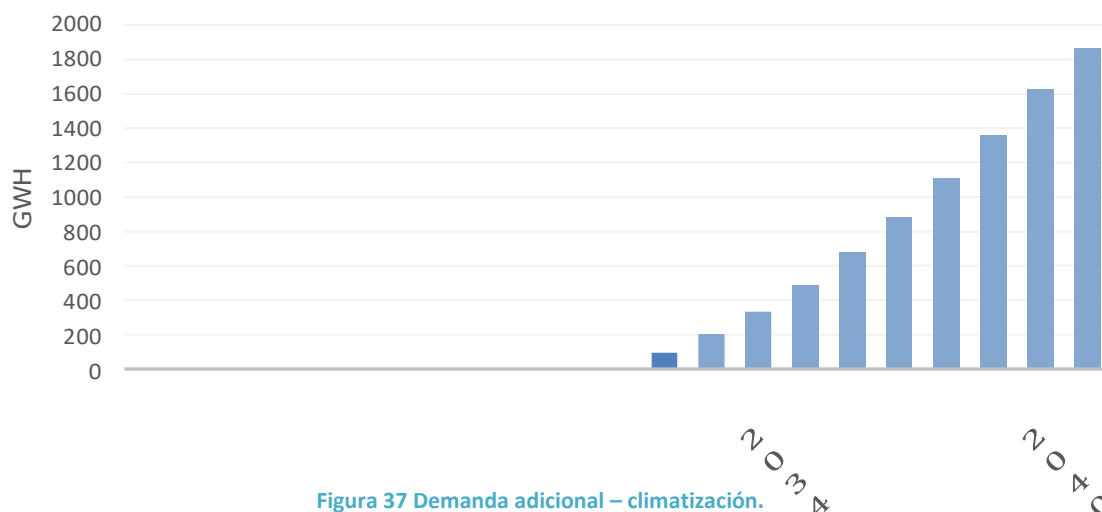


Figura 37 Demanda adicional – climatización.

6.3.3.1 Distribución espacial y estacional

Para la climatización se reconocen cuatro zonas con perfiles horarios de consumo distintos, debido a las características climatológicas particulares de cada una. Estas zonas están diferenciadas según localización geográfica del territorio nacional de norte a sur.

- Zona 1 - Norte grande: regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta.
- Zona 2 - Norte chico: regiones de Atacama y Coquimbo.
- Zona 3 - Centro: regiones de Valparaíso, Metropolitana y O'Higgins.
- Zona 4 - Sur: regiones del Maule, Biobío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos.

Cada una de estas zonas, dependiendo de la población y de sus características climatológicas, tendrá mayores o menores requerimientos de demanda eléctrica por conceptos de climatización de acuerdo con la Figura 38. Específicamente en el semestre 2 (invierno) la zona 3 (centro) concentra la mayor demanda debido a la cantidad de población que involucra la zona centro del país, de la misma manera, la zona 4 (sur) también concentra una alta demanda dada la electrificación de la calefacción, la cual actualmente es predominada por la calefacción a leña.

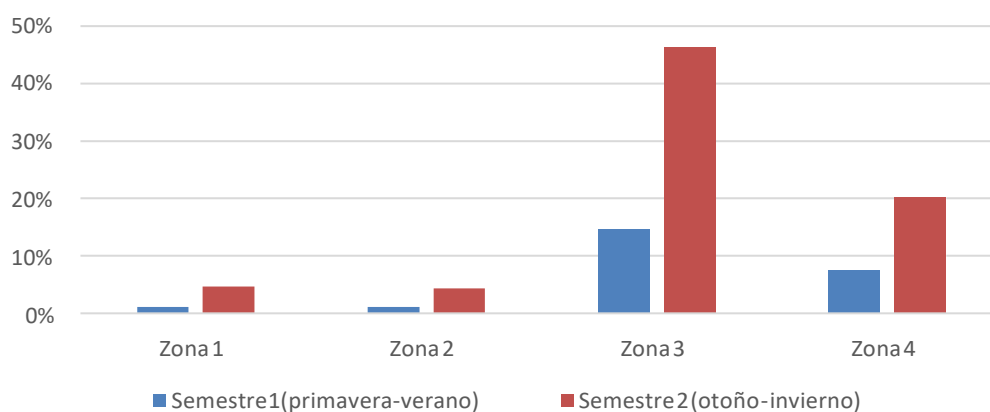


Figura 38 Distribución de demanda total por climatización para cada semestre y zona

Luego de utilizar los porcentajes anteriores para la distribución de la demanda anual en las distintas zonas y semestres, se consideran los consumos de clientes regulados actuales para prorratar los consumos por climatización a los distintos nodos del sistema eléctrico.

6.3.4 Distribución temporal

Los perfiles horarios de consumo consideran un modo de uso continuo, bajo el supuesto que el sistema de climatización mantendrá la temperatura configurada por el usuario, pudiendo o no operar durante las 24 horas del día.

También existe una diferenciación del perfil de consumo dependiendo de la estación del año, teniendo un consumo nocturno en el semestre 2 (invierno) y un consumo más diurno en el semestre 1 (verano). Para el semestre de verano los perfiles horarios varían para cada zona, en cambio, en el semestre de invierno los perfiles tienen el mismo comportamiento, pero varían en magnitud de acuerdo con la Figura 39 y Figura 40.

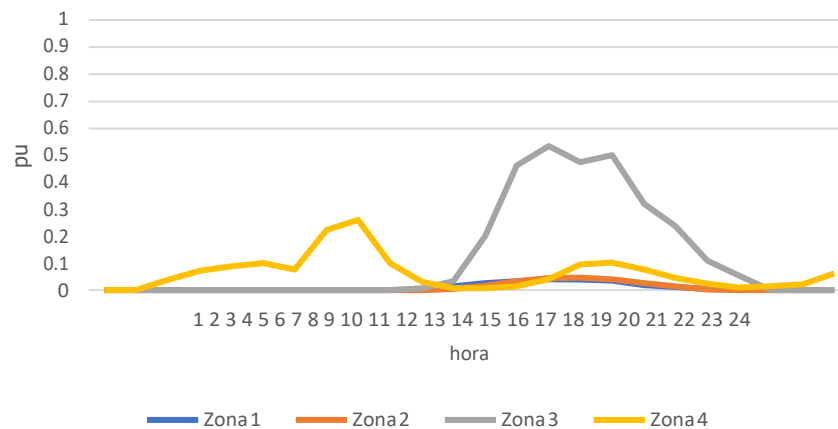


Figura 39 Perfil horario climatización (a) semestre verano (b) semestre invierno

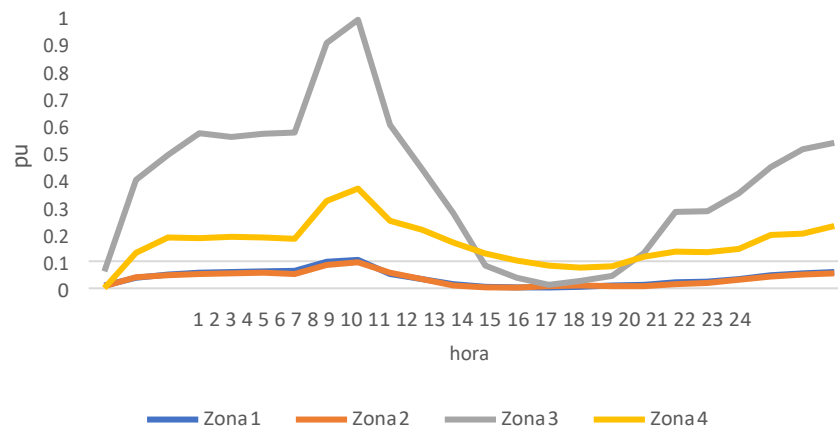


Figura 40 Perfil horario climatización - Semestre invierno

6.3.5 Electromotriz

6.3.5.1 Distribución espacial y temporal

La demanda eléctrica electromotriz representa la conversión eléctrica de máquinas utilizadas en la industria originalmente utilizando combustibles fósiles a lo largo del país. Esta demanda adicional se incorpora inmediatamente desde el 2020 con 0,75 TWh, con dos grandes escalones llegando a 4 TWh al año 2040 representando un 4% de la demanda total según mostrado en Figura 41.

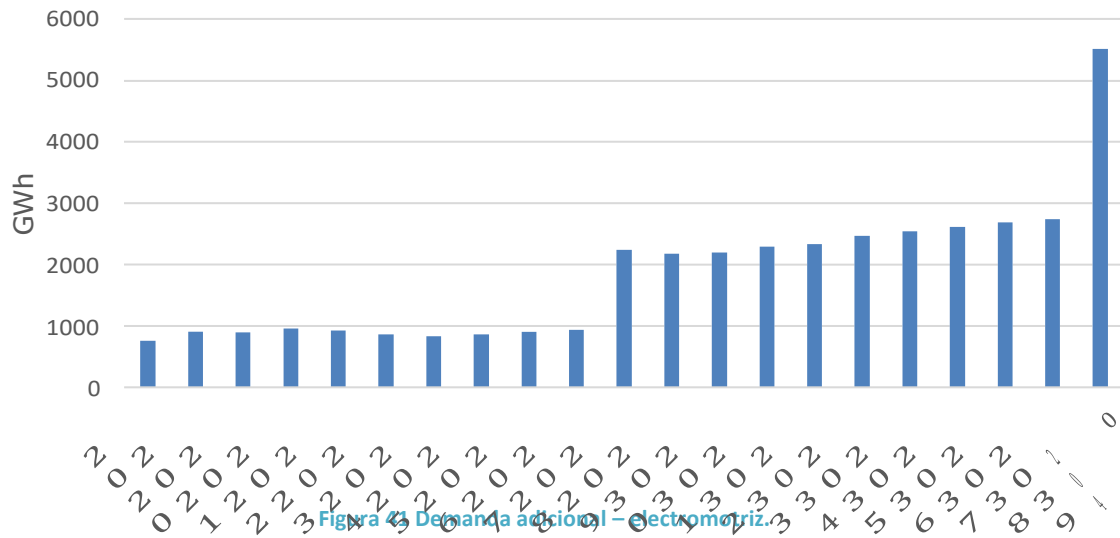


Figura 41 Demanda adicional – electromotriz.

Se asume que la distribución espacial de esta demanda estará asociada a los niveles de consumo actual de clientes libres y que la distribución intra diaria se representará como un consumo horario constante.

6.3.6 Demanda agregada final

Teniendo caracterizada las demandas de cada sector, estas se agregan finalmente al sistema eléctrico nacional. Para el año 2030, en promedio, se agregan por sobre 2 GW de demanda durante las horas solares, alcanzando un máximo de casi 15 GW y desplazando el valor máximo de demanda hacia las horas solares, según se muestra en la Figura 42 y Figura 43.

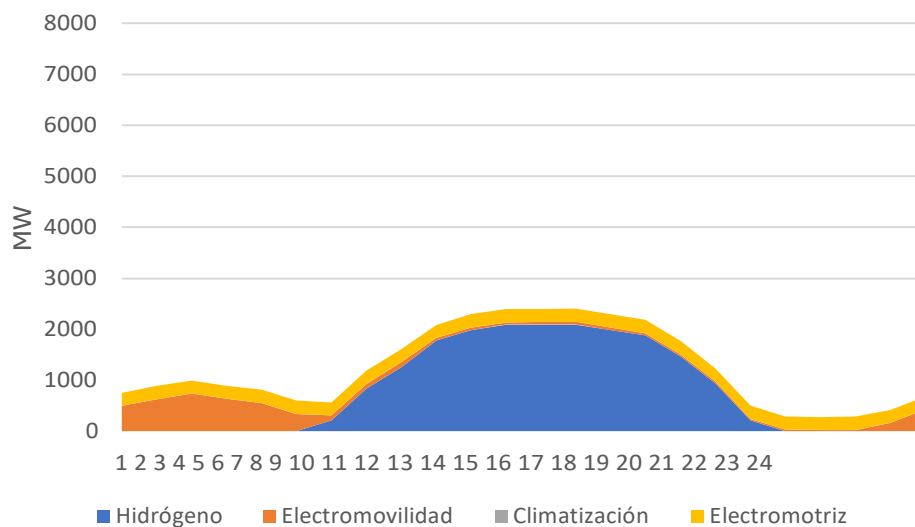


Figura 42 Demanda adicional por sector electrificado – año 2030.

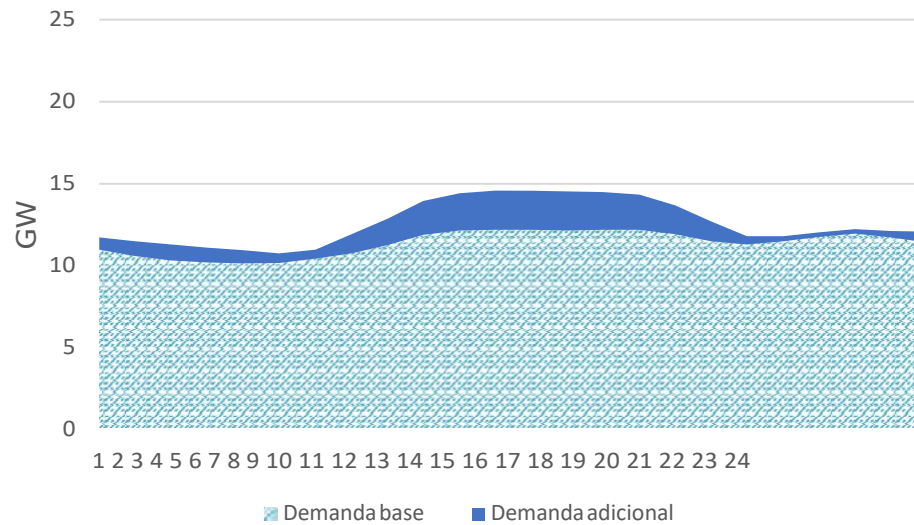


Figura 43 Demanda horaria promedio - año 2030.

Por otro lado, hacia el año 2040 la demanda adicional promedio puede alcanzar valores de hasta 7 GW durante las horas solares, lo cual sumado a la demanda de referencia proyectada a ese año implica que se alcanza una demanda punta por sobre los 20 GW. Cabe destacar que, dados los supuestos tomados, la componente asociada al hidrógeno dominará el consumo adicional de energía. No obstante, hacia el año 2040, existe una componente importante de demanda de hasta 3 GW durante las horas de madrugada correspondiente a la electromovilidad, de acuerdo a lo mostrado en la Figura 44 y Figura 45.

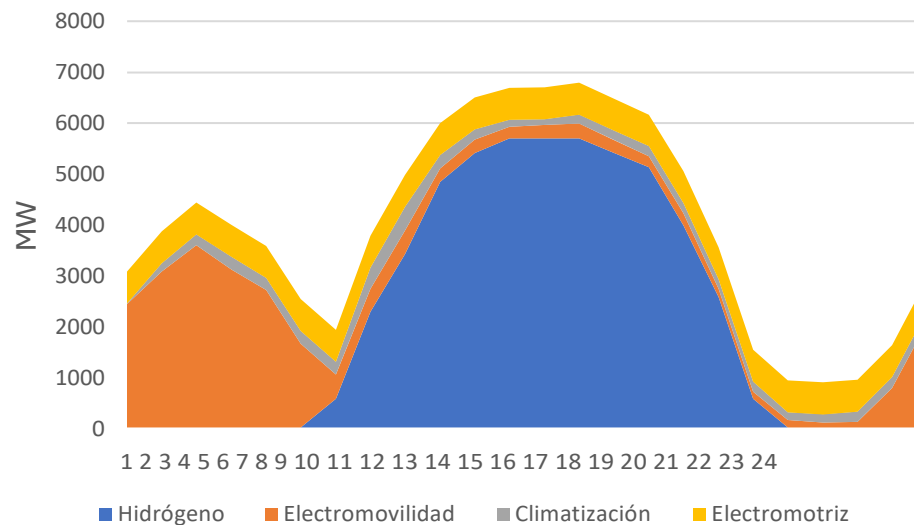


Figura 44 Demanda adicional por sector electrificado – año 2040.

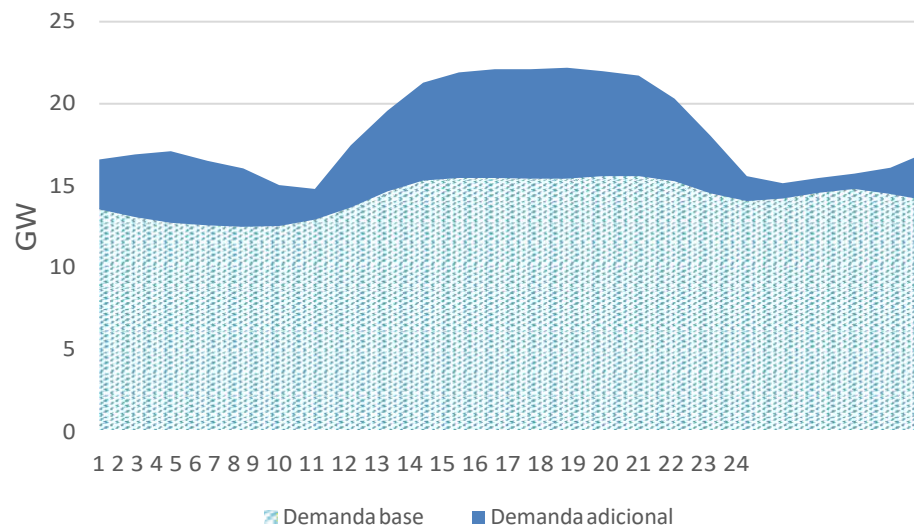


Figura 45 Demanda horaria promedio - año 2040.

6.3.7 Resultados etapa 1 desarrollo de largo plazo

En consideración de los antecedentes anteriores de desarrollo de la demanda eléctrica, se ha llevado a cabo un nuevo ejercicio de planificación de largo plazo a fin de proyectar la oferta de generación en el periodo 2020-2040. Para ello, se han considerado los mismos supuestos del escenario 1 en cuanto a (1) desarrollo basado en ERNC + almacenamiento (2) los costos bajos de desarrollo de las tecnologías y (3) programa de cierre de centrales carboneras. A estos supuestos se han agregado los consumos de energía adicionales proyectados, tanto a nivel de energía anual como en términos de perfiles horarios, en este escenario. En la Figura 46 se resumen los resultados del plan de expansión obtenido en el escenario carbono neutralidad (CN).

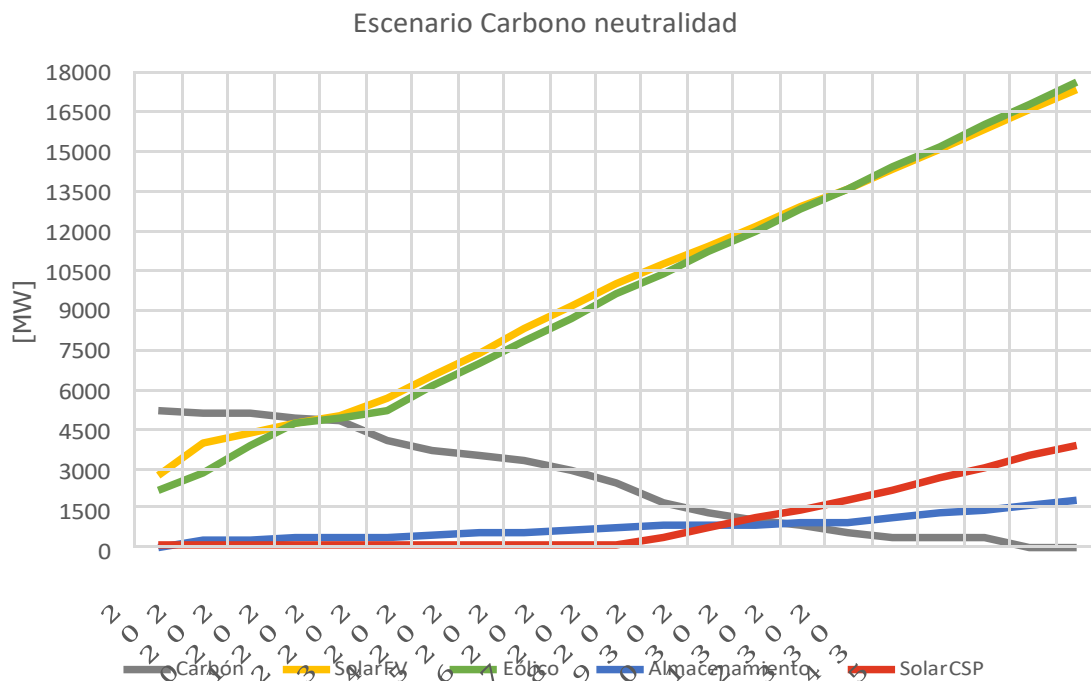


Figura 46: Capacidad instalada total de tecnologías solar fotovoltaica, eólica, solar CSP y almacenamiento en el escenario de carbono neutralidad.

El plan anterior presenta cambios importantes con respecto al presentado en la Figura 15. En total, el plan de desarrollo considera un aumento adicional total de unos 13.000 MW hacia 2040 con respecto al Escenario 1 – Caso base distribuidos en las distintas tecnologías. En la Tabla 6 se presenta un análisis comparativo de la capacidad instalada total obtenida en el escenario 1 y el escenario carbono neutralidad (indicando con signo positivo el aumento del escenario CN con respecto al escenario 1).

Tabla 6: Capacidad instalada (en MW) total por tecnología (solar, eólica y baterías) resultante en el escenario carbono neutralidad y diferencias con respecto al caso base.

		2025	2030	2035	2040
Carbon		4087	2482	641	0
Solar FV	Esc 1	5684	8129	9259	10649
	CN	5684 (+0)	10004 (+1875)	13604 (+4345)	17329 (+6680)
Solar CSP	Esc 1	110	510	1980	3370
	CN	110 (+0)	110 (-400)	1800 (-180)	3925 (+555)
Eólico	Esc 1	5249	8159	9854	11789
	CN	5249 (+0)	9594 (+1435)	13599 (+3745)	17599 (+5810)
Baterías	Esc 1	398	788	1548	2188
	CN	398 (+0)	808 (+20)	1003 (-545)	1823 (-365)

Como se puede observar, el principal aumento en capacidad instalada es de la tecnología solar fotovoltaica, esto asociado principalmente al aumento en horas solares del consumo eléctrico para la producción de hidrógeno. En la Figura 44 presentada anteriormente, es posible apreciar que el consumo adicional por hidrógeno hacia 2040 es de unos 6000 MW en promedio en esas horas, llegando a unos 8000 MW considerando las otras componentes adicionales.

En el caso de la generación eólica, esta crece en un monto similar, totalizando unos 5800 MW adicionales al 2040. Esta capacidad adicional está asociada a la demanda adicional fuera de las horas solares, principalmente durante la madrugada. En el caso del CSP, se produce un retraso en su desarrollo de 400 MW, aunque hacia el final del horizonte termina con mayor capacidad instalada (+555 MW). Este retraso puede estar asociado al rápido desarrollo de los competidores eólico - solar FV.

Por otro lado, el desarrollo de almacenamiento en baterías en este caso se ve disminuido en un 16% (365 MW) aunque, no obstante, se proyecta la integración sobre los 1000 MW hacia 2035. La disminución de la necesidad de almacenamiento, si bien es menor, está relacionado con (1) los cambios en el perfil horario de la demanda, donde el mayor consumo en horas solares deja un perfil de demanda neta menos variable, y (2) al aumento de la participación del CSP en el largo plazo.

6.3.8 Resultados etapa 2 simulación de mercado

En esta sección se presentan los principales indicadores de la simulación del mercado eléctrico para el escenario carbono neutralidad, comparando con aquellos del escenario 1. Estos son resultado de la aplicación de las etapas 2 y 3 de la metodología utilizada por el Consultor, no obstante, los resultados presentados en esta sección corresponden directamente a la etapa 3 de simulaciones horarias de la operación.

6.3.8.1 Generación portecnología

En primer lugar, se comienza por presentar los resultados obtenidos de las simulaciones horarias de la operación 2020-2040, en cuanto a la energía anual generada por tecnología. En la Figura 47 se pueden apreciar las diferencias en la composición de la matriz eléctrica de generación.

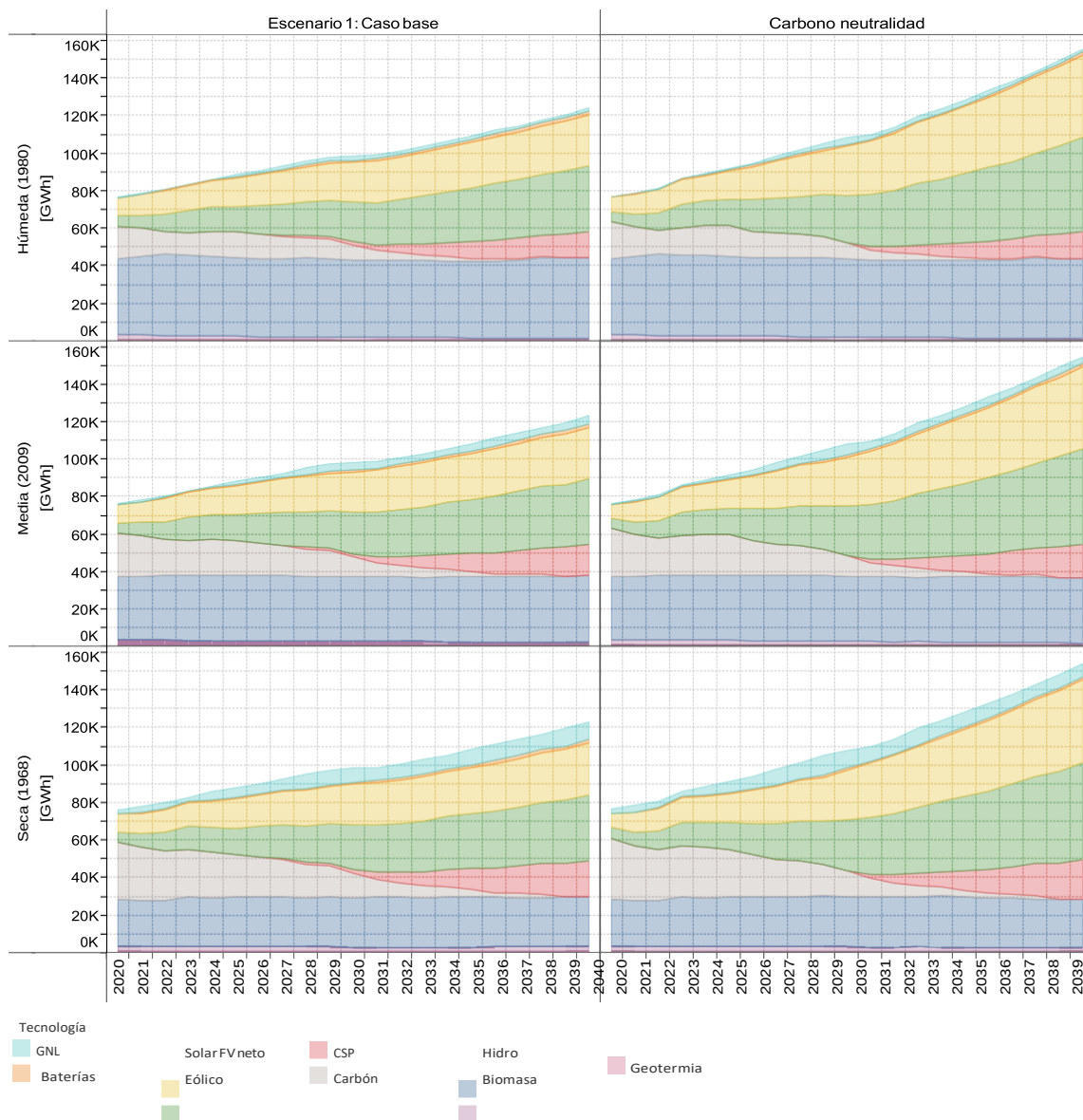


Figura 47: Energía generada por tecnología 2020-2040 en cada escenario de desarrollo futuro (caso base y carbono neutralidad) y para las tres hidrologías representativas.

En primer lugar, se pueden ver las diferencias de magnitud en el total generado, donde el escenario carbono neutralidad tiene una mayor tasa de crecimiento de la demanda. Con respecto al escenario 1, ya en 2030 la generación en el escenario CN es un 11% superior, llegando hasta un 20% más en 2040, duplicando la generación total de energía y sobrepasando los 150.000 GWh.

Luego, ya a nivel individual de las tecnologías, se observa que, durante el periodo de disminución de generación en base a carbón, el escenario de carbono neutralidad presenta niveles mayores en la generación en base a esta tecnología, a pesar de tener una expansión del sistema con un nivel mayor de ERNC.

En la Figura 48 (a) se presenta el valor esperado de emisiones de CO₂ anuales en ambos escenarios, donde se evidencia la mayor presencia de generación termoeléctrica en el escenario CN, como consecuencia de la mayor demanda por energía eléctrica, situación que se invierte solo en el largo plazo. En cualquier caso, las emisiones por unidad de energía generada son menores a partir de 2031 en el escenario carbono neutralidad, dado que la generación total de energía es mayor con respecto al escenario base (ver Figura 48 (b)).

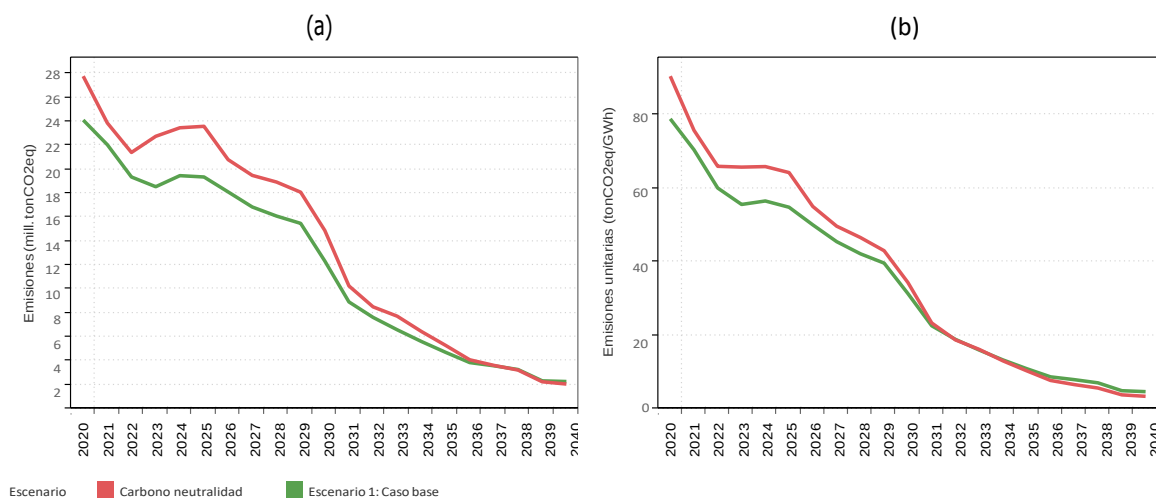


Figura 48: Emisiones totales de CO₂eq (millones de toneladas) y emisiones unitarias (toneladas/GWh) por año para ambos escenarios.

Las principales diferencias entre ambos escenarios se evidencian de mejor manera al analizar cómo se visualiza la generación por tecnología a nivel horario. En la Figura 49 se presenta el análisis comparativo desarrollado con anterioridad a partir de los perfiles de generación horaria y su evolución en el tiempo, donde se puede apreciar la significativa magnitud de la participación solar fotovoltaica y el cambio general en el patrón de generación total.

Los roles de las distintas tecnologías -analizados previamente- se mantienen inalterados, aunque a nivel horario se confirma la mayor participación termoeléctrica entre 2020-2030, y la disminución en el largo plazo del aporte de los sistemas de almacenamiento en baterías.

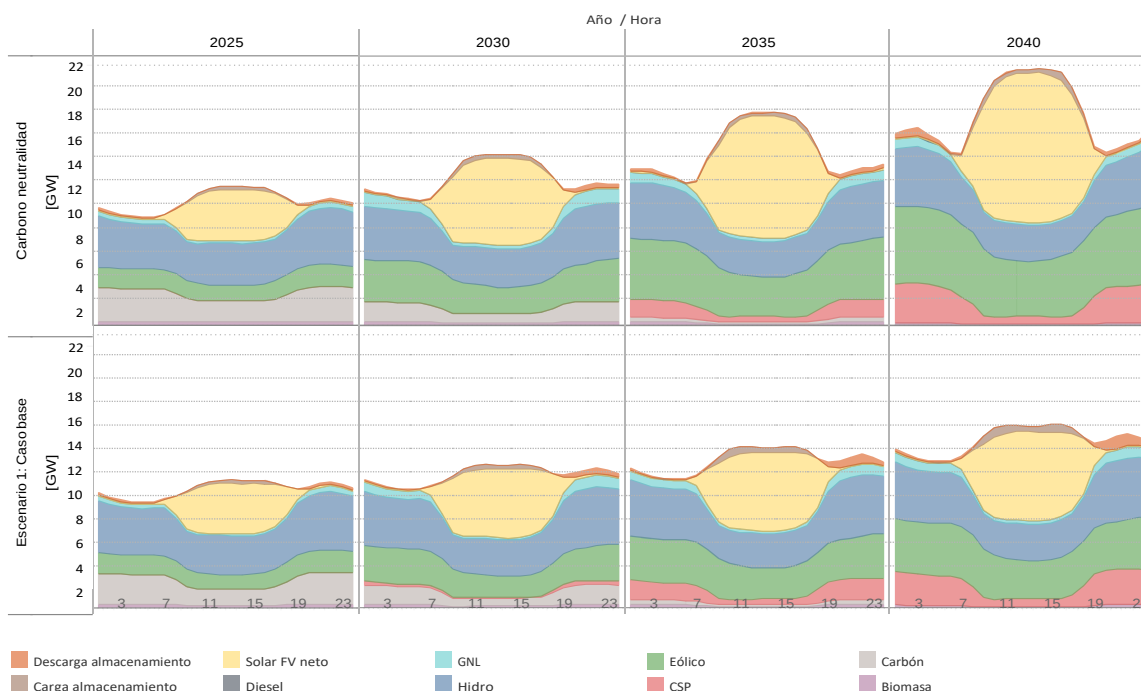


Figura 49. Perfiles horarios de generación por tecnología para escenario caso base y carbono neutralidad, valor esperado para hidrologías seleccionadas.

A partir del resultado anterior es posible analizar también la magnitud de los efectos en la demanda neta. La Figura 50 presenta la evolución de los montos de demanda total y al mismo tiempo los de demanda neta¹⁹. Se observa como aumenta la demanda total año a año de manera importante en horas solares, mientras que el aumento en las horas de madrugada (0 a 7 hrs) tiende a equiparar a la demanda en horas de noche (19 a 23 hrs). A nivel de demanda neta, se observa una menor variabilidad en los primeros años, dado el aumento de demanda en horas solares. En el largo plazo, las diferencias máximas intra diarias que se obtienen son similares, aunque los valores máximos de demanda neta se han desplazado hacia las horas de la madrugada. Asimismo, se observa que las rampas de subida de la demanda en las horas de la tarde se disminuyen desde 2035 en adelante, mientras que aumenta la rampa de bajada desde las horas de madrugada hasta las horas solares.

¹⁹ Demanda neta = Demanda total – generación eólica – generación solar fotovoltaica

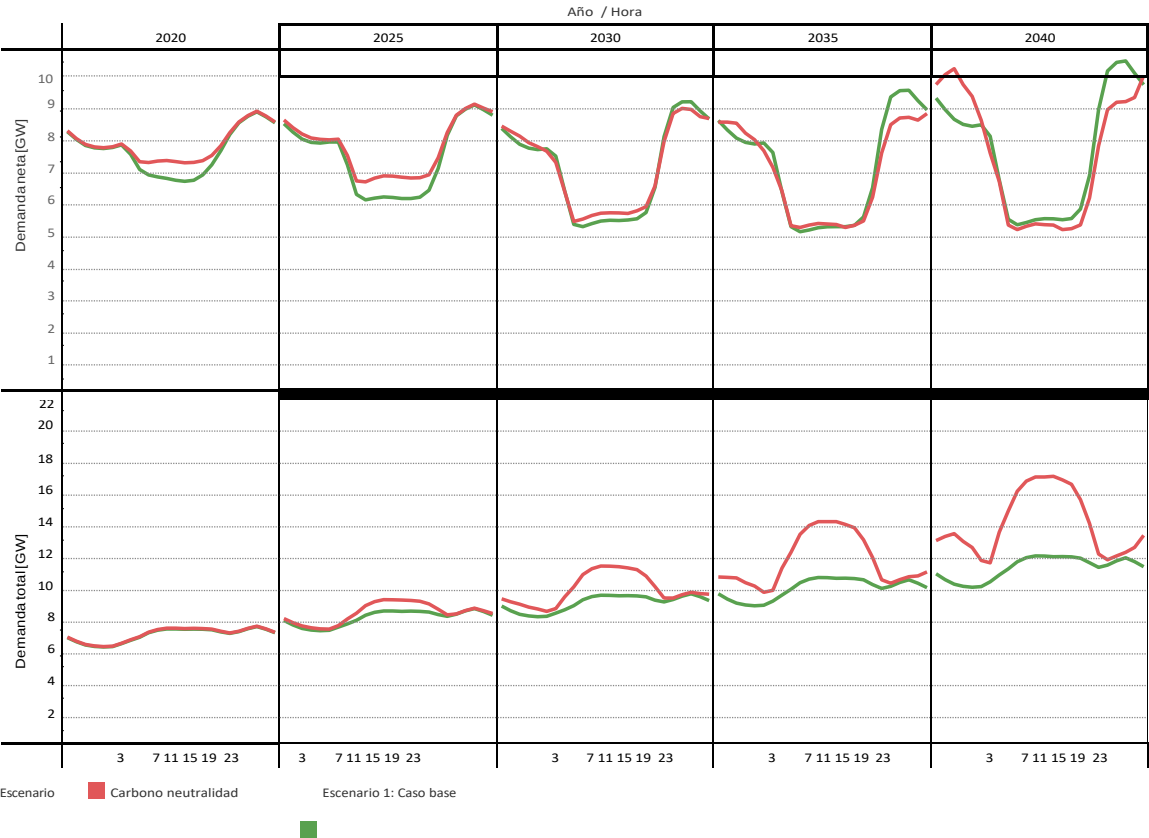


Figura50: Análisis de demanda total y de demanda neta del sistema para escenario caso base y carbono neutralidad.

6.3.8.2 Costos marginales

En esta sección se presenta la consecuente composición de los costos marginales respecto los despachos por tecnología resumidos anteriormente. En primer lugar, en la Figura 51 se presenta una comparación de los costos marginales promedio anual en la s/e Quillota 220 kV, para las hidrologías húmeda, media y seca.

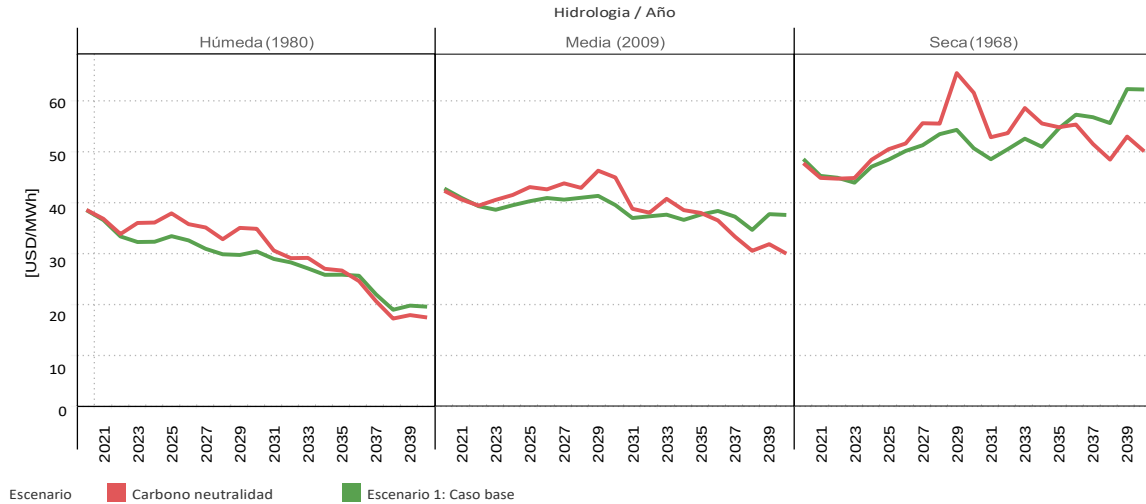


Figura 51. Costo marginal anual en Quillota 220 kV, para tres hidrologías y los escenarios Caso base y Carbono neutralidad.

Se puede observar que, si bien existe un aumento importante de la demanda en el escenario CN, los costos marginales siguen una tendencia similar al caso base, teniendo incluso valores menores luego del año 2035 para hidrologías media y seca. Existe un alza transitoria antes de ese año, asociada al mayor uso de termoelectricidad, pero con valores acotados. Esta cierta estabilidad está asociada a que el desarrollo de la matriz eléctrica fue calculado de manera “adaptada” al crecimiento de demanda adicional, resultando en las siguientes tasas de expansión (MW/año) de las distintas tecnologías:

- 750 solar FV (330 en caso base)
- 380 solar CSP (220 en caso base)
- 820 eólico (430 en caso base)
- 95 almacenamiento en baterías (120 en caso base)

Es evidente que cualquier retraso en el desarrollo de una u otra tecnología, manteniendo las tasas de crecimiento de la demanda, puede resultar en alzas transitorias de los costos marginales. Esto quiere decir que este escenario presenta una mayor exposición a riesgos de concreción de los proyectos, tanto de generación como de refuerzos del sistema de transmisión. El análisis de la variación intra diaria a través de los costos marginales por bloques horarios también refleja las características anteriores, observando que en el largo plazo los costos marginales en bloques de día y de noche principalmente tienden a la baja. Dado esto, se observa que los valores obtenidos en bloque solar y en madrugada tienden a acercarse, lo que está asociado al cambio en el perfil de demanda analizado previamente. En el periodo 2020- 2035, el alza de los costos marginales del escenario CN con respecto al caso base se concentra principalmente en el bloque solar, por sobre los otros bloques.

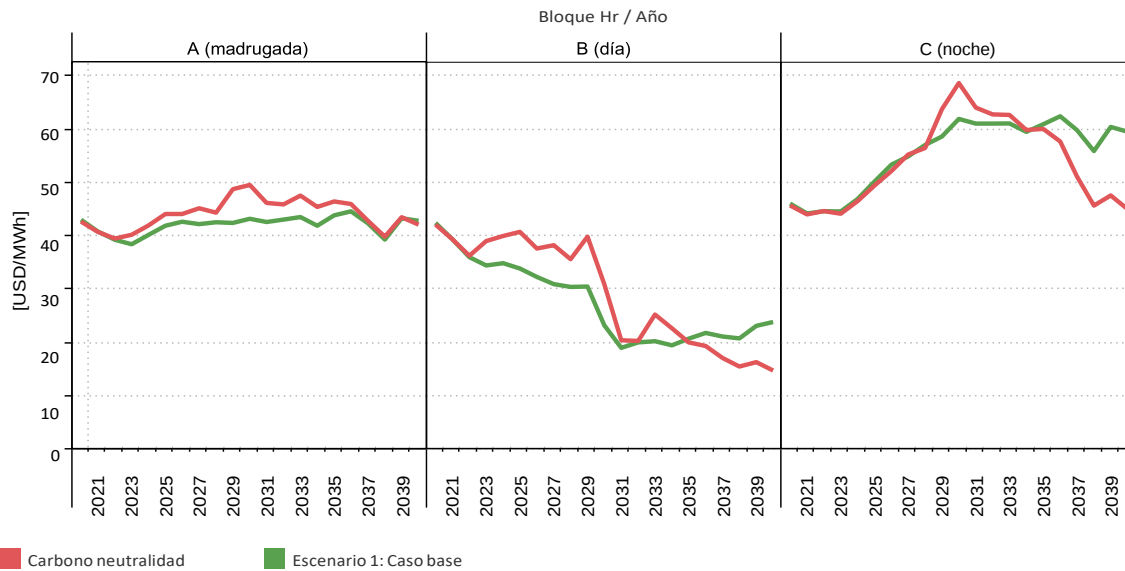


Figura 52: Costo marginal anual esperado en Quillota 220kV, separado por bloques horarios A (mañana) B (día) y C (noche).

Dadas las importantes expansiones de la matriz de generación en este nuevo escenario, se hace necesario analizar que sucede con las señales de costo marginal a lo largo de la red, a fin de revisar posibles congestiones al integrar generación y demanda adicional. En la Figura 53 se desagrega el análisis de bloques horarios para distintos nodos representativos de las principales inyecciones de centrales carboneras; Kimal (zona norte ex SING) Maitencillo (Central Guacolda) Quillota (zona de Quintero) y Charrua (Zona de Lota y Coronel).



Figura 53: Costo marginal esperado separado por bloques y distintos nodos representativos de la red de transmisión.

De la figura anterior se visualiza que entre 2025 y 2030 los desacoples entre nodos durante las horas de sol (ver bloque B) se ven exacerbados con mayores diferencias entre los nodos del centro del sistema y aquellos en la zona norte. Si bien, en el caso base esta situación se corrige a partir de 2031 con la entrada del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre, en el caso del escenario carbono neutralidad esto no es permanente en el tiempo, continuando con un desacople en horas solares hasta el año 2035.

Cabe mencionar en este punto que el plan de expansión de generación desarrollado para ambos escenarios considera al mismo tiempo la expansión de la red de transmisión en el largo plazo, post año 2031 (ver sección Anexo A sobre la metodología). Por efectos de simplicidad en la presentación de los escenarios y sus resultados no se ha discutido este punto hasta ahora, pero en el escenario carbono neutralidad, el resultado del plan de expansión recomienda la

construcción de un segundo enlace expreso (tipo HVDC Kimal – Lo Aguirre) desde la zona norte hacia el centro del sistema a partir del año 2035.

Esto se hace evidente cuando se analizan los flujos de transmisión resultantes de las simulaciones horarias de la operación, presentados en la Figura 54 en la forma de gráficos de caja para los años 2031, 2035 y 2040. En el Caso base, la distribución de los flujos de la línea HVDC muestra que se mantiene principalmente fuera de los límites máximos (2000 MVA), sin saturaciones significativas, a pesar de que los flujos van aumentando hacia el sentido sur- norte.

Por otro lado, en el caso Carbono neutralidad, en el año 2031 se presenta una distribución de flujos similar al Caso base, no obstante, luego queda en evidencia como sería necesaria la expansión del enlace HVDC: Los flujos en el año 2035 luego de la expansión del enlace ya tienen una concentración no despreciable por sobre el límite del proyecto original (alrededor de un 25% del tiempo sobre los 2000 MVA) lo que continúa aumentando hacia 2040.

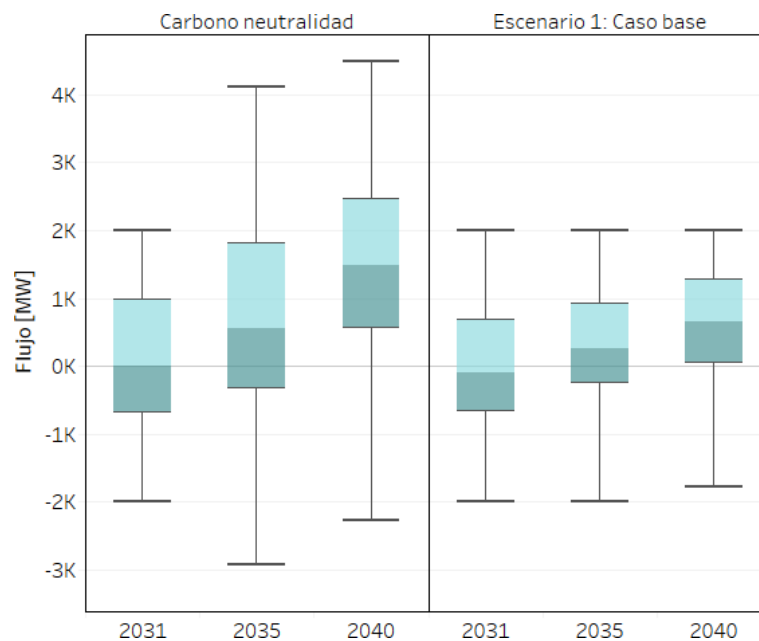


Figura 54: Gráfico de caja de los flujos horarios por los enlaces HVDC (positivo de sur a norte).

7 Conclusiones y trabajo futuro

El presente estudio tiene por objetivo llevar a cabo diversas proyecciones del desarrollo del mercado eléctrico chileno para el periodo comprendido entre los años 2023 y 2040. Para abordar este desafío, el Consultor ha utilizado el estado del arte en cuanto a metodologías y modelos matemáticos para la simulación del mercado con resolución horaria, de modo de realizar estimaciones representativas de las dinámicas futuras del costo marginal que puedan ser útiles para evaluaciones por parte del Cliente.

Dentro del alcance del estudio se han contemplado dos escenarios de desarrollo futuro elaborados por el Consultor, los cuales se diferencian principalmente en las tecnologías de desarrollo. El escenario 1 (Caso base) considera un proceso acelerado de cierre de centrales a carbón y un importante desarrollo de la tecnología solar de concentración (CSP) a partir de 2026. En el caso del escenario 2 (costos medios), el desarrollo de la solar CSP es más lento, partiendo solo en el largo plazo desde el año 2035, requiriendo un mayor desarrollo de un mix eólico, solar fotovoltaico y de sistemas de almacenamiento.

A nivel de resultados de la proyección de costos marginales, se han analizado las tendencias a nivel promedio anual, el impacto de las distintas hidrologías y la variabilidad intra diaria que resulta de la operación y complemento de las tecnologías de generación.

Dichos resultados muestran como a medida que el sistema experimenta el cierre de las centrales a carbón y aumenta la penetración de renovables, aumenta su volatilidad de precios en términos intra diarios y también la exposición a la incertidumbre hidrológica. El almacenamiento ya sea en forma de baterías o solar CSP (u otra alternativa) juega un rol fundamental en otorgar flexibilidad y complementariedad a las fuentes renovables variables, aunque también se visualiza una importante participación de GNL en esta tarea.

Asimismo, se visualizan importantes desacoples entre nodos durante las horas diurnas, con menores costos en la zona norte con respecto al centro y sur hasta la entrada del proyecto HVDC Kimal – Lo Aguirre, siendo el más importante dentro de las obras relevantes consideradas.

Las sensibilidades permiten capturar las tendencias y magnitudes de posibles desviaciones por cambios en las declaraciones de gas inflexible, atrasos en el desarrollo de proyectos de transmisión relevantes y cambios en el desarrollo de la matriz eléctrica en el largo plazo.

En particular, en el caso analizado sobre el cambio del desarrollo de la matriz eléctrica en el largo plazo (escenario Carbono neutralidad), existen diversos supuestos tomados por el Consultor en relación con el consumo eléctrico de los distintos sectores, que fueron necesarios para el modelamiento. Estos podrán ser revisados a futuro en base a los resultados obtenidos en este estudio, no obstante, el análisis realizado constituye la primera aproximación cuantitativa que aborda en mayor detalle los desafíos e impactos en el mercado eléctrico de la electrificación de otros sectores en vías de la carbono-neutralidad del país.

Desde los resultados de este escenario, es evidente que para lograr los objetivos asociados a la carbono neutralidad se requerirá un gran desarrollo proyectos de generación y también de refuerzos del sistema de transmisión en el largo plazo, aunque esto está íntimamente ligado a los supuestos tomados al momento de la modelación.

Como trabajos futuros relevantes se puede mencionar la evaluación de la interacción de un reemplazo de las centrales carboneras mediante la tecnología de baterías de Carnot, lo que

eventualmente cambiaría los equilibrios de mercado calculados en este estudio. Asimismo, dada la gran cantidad de supuestos involucrados en el escenario carbono neutralidad, sería adecuado realizar diversos análisis como (1) cuantificar los costos asociados a la concentración de la producción de hidrógeno (y posterior transmisión de hidrógeno a lo largo del país) versus costos asociados a la transmisión de electricidad para tener una producción más cerca de los centros de consumo (como la asumida en este estudio) (2) analizar los distintos comportamientos de la electromovilidad y los potenciales beneficios de tener un perfil de consumo que responda a señales de precio, (3) analizar los riesgos asociados a no contar con capacidad de generación o transmisión suficiente para cubrir el desarrollo de la demanda eléctrica.

Anexo A MÉTODO DE ANÁLISIS DE MERCADO

Para la correcta ejecución de las actividades solicitadas por el Cliente, el Consultor un análisis prospectivo sobre el desarrollo futuro de la matriz eléctrica nacional a través del uso concatenado de diversos modelos de optimización, que forman parte integral de la plataforma de simulación AMEBA20.

El esquema general de dicha metodología se presenta en la figura siguiente.



Figura 55. Método de análisis de mercado de tres etapas-

La aplicación de estas tres etapas permite llevar a cabo el objetivo de proyectar el desarrollo futuro del mercado eléctrico y los precios/costos marginales con detalle horario. En cada una de estas etapas, los modelos de optimización utilizados y sus objetivos particulares se resumen en la siguiente tabla.

1 Modelo de planificación centralizada	2 ModelodeCoordinación Hidrotérmica	3 Modelo de Unit Commitment
• Resuelveelproblemade encontrar cuál es el desarrollo futuro de la matriz de generación eléctrica • Representación temporal reducida de etapastrimestralesy24 bloquesdedemanda • Incluye, de manera aproximada, restricciones de la operacióndecortoplazo • Representa los costos asociados a expandir la red (co-optimización)	• Resuelveelproblemade usodelaguaembalsada ante incertidumbre hidrológica • Representación temporal reducida, etapas mensuales y 12 bloques de demanda • Se utiliza el modelo PLP, actualmente en uso por el Coordinador Eléctrico Nacional	• Resuelveelproblemade determinar la operación hora a hora de las centrales del sistema, conforme las condiciones debordequevienendela etapaanterior • Representa todas las restricciones relevantes del corto plazo como rampas, tiempos mínimos, mínimos técnicos, reservas engiro • Se resuelve de manera secuencial, semana a semana, que es la práctica habitual

A continuación, se describe en mayor detalle cada una de las etapas relevantes de este marco general.

²⁰ AMEBA Plataforma online de simulación de mercados eléctricos: www.ameba.cloud

A.1.1 Planificación de largo plazo

El primer proceso corresponde a la Planificación de Largo Plazo cuyo objetivo está en línea con los objetivos de la Actividad 1. Tradicionalmente, para obtener el plan de expansión de generación del sistema, se utiliza un esquema iterativo, con dos etapas;

- En la primera etapa, un “juicio experto” establece preliminarmente un conjunto de plantas de generación que podrían ingresar al mercado.
- En la segunda etapa, basada en el plan de expansión de generación preliminar de la primera etapa, se lleva a cabo una simulación operacional del mercado. Esto permite obtener los impactos en el costo marginal de energía a largo plazo, junto con un análisis económico y financiero de cada central eléctrica incluida en el plan de expansión.

Estas dos etapas se ejecutan ajustando iterativamente el plan de expansión en la primera etapa basándose en el supuesto de la racionalidad de los agentes, de modo que el costo marginal converja a un costo de desarrollo objetivo en el largo plazo (normalmente carbón). Una empresa invertiría en un proyecto solo si tiene sentido de acuerdo con su tasa de retorno esperada. Por lo tanto, el plan se ajusta hasta que se alcanza un criterio de convergencia, como la viabilidad económica de cada proyecto y/o la tendencia del costo marginal a largo plazo.

Sin embargo, este esquema iterativo tiene dos desventajas principales;

- Demandante en tiempo: básicamente, la metodología es un ejercicio de prueba y error, que requiere múltiples simulaciones del mercado.
- No hay garantía de alcanzar una solución factible única: la metodología podría llevar a diferentes soluciones, ya que depende del experto que esté evaluando los nuevos proyectos que posiblemente podrían ingresar al mercado. Es decir, es posible que el experto sesgue los resultados hacia una tecnología en particular.

En los días en que las tecnologías convencionales dominaban el mercado, este era un enfoque razonable. No obstante, en condiciones como las actuales, caracterizada por un mayor número de tecnologías y compañías que compiten en el mercado, no hay garantía de que el plan determinado sea la "solución única" aunque los proyectos sean factibles en términos de su saldo financiero. En términos simples, varias combinaciones de tecnologías de generación y fechas de puesta en servicio podrían satisfacer el mismo criterio de convergencia. Asimismo, poner un costo de desarrollo de antemano como objetivo, no va en línea con la competencia actual y el desarrollo de nuevas tecnologías

En este sentido, el Consultor aborda este desafío mediante la aplicación de metodologías y modelos de optimización de vanguardia en lugar de un método de prueba y error. Dichos modelos, se han aplicado para analizar el impacto de las políticas a largo plazo para sistemas hidrotermales como el sistema chileno por parte del Ministerio de Energía de Chile y GIZ Chile. Algunas de las ventajas clave de usar un modelo de optimización en lugar de un enfoque de prueba y error son las siguientes:

- El plan de expansión obtenido es una respuesta a las principales variables económicas impulsoras para las decisiones de inversión, como el costo de las diferentes tecnologías, el crecimiento de la demanda, el costo del desarrollo de nuevas líneas de transmisión o actualizaciones, los costos de operación del sistema. No se necesitan suposiciones previas para el desarrollo del mercado, por lo que no está sesgado a ninguna tecnología en particular.

- El modelo considera la incertidumbre a largo plazo (como la hidrología y los costos de combustible y costos de capital de ciertas tecnologías todavía en fase de maduración) en un marco de optimización estocástica de dos etapas.
- El modelo considera endógenamente las restricciones de operación, como son la flexibilidad de las centrales termoeléctricas y servicios complementarios. Estos aspectos son claves para que los planes de expansión sean consistentes con la forma de operar en la realidad.
- La red de transmisión y la interacción de generación son necesarias, ya que los diferentes desarrollos de la red pueden llevar a diferentes escenarios de expansión de generación (por ejemplo, viento en el sur o solar en el norte).

De acuerdo con la literatura científica, el resultado del modelo aplicado por el Consultor es el pronóstico más probable de la futura expansión del sector de generación bajo el supuesto de:

(1) competencia perfecta con un gran número de empresas y sin barreras de entrada (2) un mercado de precios nodales considerando restricciones de transmisión. Bajo estas suposiciones, se ha demostrado que la solución obtenida por el enfoque de minimización de costos será la misma que la obtenida con varias empresas que maximizan sus ganancias de manera independiente. No obstante, el Consultor considera revisiones a los planes obtenidos de manera de garantizar la consistencia de resultados obtenidos al usar modelos de optimización.

A.1.2 Planificación de mediano plazo

A partir de los supuestos y resultados utilizados en la etapa anterior, el Consultor ejecutará el modelo de optimización utilizado por el Coordinador Eléctrico Nacional, etapa denominada Planificación de Mediano Plazo, con el objetivo de determinar la evolución de cotas y los precios estratégicos de uso del agua embalsada ante múltiples condiciones hidrológicas para el horizonte de interés. El modelo estocástico de Coordinación Hidrotérmica corresponde al software PLP, disponible en la plataforma AMEBA, el cual será ejecutado en consideración de 57 condiciones hidrológicas históricas, siguiendo la metodología utilizada por el Coordinador para tales propósitos. En vista de la fuerte entrada de energía renovable no convencional de carácter variable, principalmente solar y eólica, el Consultor ejecutará la simulación utilizando una caracterización de etapas mensuales y bloques de demanda separando adecuadamente el día y la noche (para una adecuada representación de la generación fotovoltaica).

Durante de la Planificación de Mediano Plazo, el modelo de optimización utilizado permite determinar perfiles característicos de costos marginales, flujos por las líneas de transmisión, así como los niveles de despacho de las unidades generadoras del Sistema Eléctrico Nacional.

A.1.3 Simulaciones de corto plazo

Si bien los modelos de planificación de mediano 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 de precios 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 orden económico, impacto de restricciones de seguridad, rampas de subida y bajada, entre otros.

El impacto en precios de utilizar modelos de mediano plazo es claro; existe una **menor** variabilidad o dispersión entre ambos periodos, sistemáticamente **sobreestimando el costo marginal de la energía en horas de día, y subestima aquellos en horas de noche/madrugada**.

Para subsanar lo antedicho, el Consultor propone ejecutar de forma adicional una tercera etapa, denominada Corridos de Corto Plazo, de modo de representar adecuadamente los fenómenos horarios que se experimentan actualmente en el SEN (por ejemplo, en la zona norte del SIC y el SING). Las simulaciones se ejecutarán usando el modelo de unit-commitment disponible en la plataforma AMEBA, de modo de incorporar todas las restricciones técnicas utilizadas por el Coordinador durante la programación de la operación, así como también los requerimientos de Servicios Complementarios de Regulación de Frecuencia utilizados en dicho proceso. ²¹

Si bien, este tipo de modelos requiere de un altísimo esfuerzo computacional, la visión del Consultor apunta a la necesidad de incorporar esta etapa de análisis en las proyecciones de mercado en cuanto la variabilidad de corto plazo es difícil de capturar en modelos con baja resolución, como aquellos utilizados durante la Planificación de Mediano Plazo. Es en el corto plazo donde las restricciones técnicas cobran relevancia en la operación e introducen distorsiones en la señal de precio, y donde es posible extraer estimaciones de precios de otros servicios, como por ejemplo la reserva primaria y secundaria orientadas a brindar el servicio de Control de Frecuencia.

²¹ 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.

Por su parte, un modelo tipo PLP corresponde a una representación exclusivamente lineal, cuya aplicación está 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.

Si bien, la resolución de problemas tipo MIP es más compleja comparada con problemas lineales, en AMEBA se han implementado soluciones algorítmicas tendientes a reducir los tiempos de convergencia experimentados por el usuario: ajuste de bounds para lograr una formulación más apretada, reducción de variables binarias previo envío del problema de optimización al *solver*, aproximación en representación de unidades de partida rápida, uso del algoritmo *Rolling Planning*, técnicas de paralelización, uso de computación distribuida, entre otros.

La ventaja de modelos MIP, es que permite representar, entre otros, los siguientes fenómenos:

- Mínimos técnicos en máquinas térmicas.
- Tiempos mínimos operación/fuera de servicio.
- Rampas máximas de toma/bajada de carga.
- Costos de partida-parada.
- Reservas en giro y reserva pronta.
- Modelo de modos de operación ciclos combinados.