

Proyección de Demanda de Largo Plazo del Sistema Eléctrico Nacional

Periodo 2025-2045

Noviembre de 2025

GERENCIA PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DE LA RED

Proyección de Demanda de Largo Plazo del Sistema Eléctrico Nacional, periodo 2025-2045
Informe preparado por el Departamento de Prospectiva

Ver.	Fecha	Descripción	Realizó	Revisó/Aprobó
1	05-11-2025	Informe publicado en el sitio web del Coordinador	Pablo Parraguez D. Patricio Santis T.	Patricio Lagos R. Deninson Fuentes del C.

CONTENIDO

<u>1. RESUMEN EJECUTIVO</u>	4
<u>2. INTRODUCCIÓN</u>	6
<u>3. OBJETIVO Y ALCANCE</u>	7
<u>4. ANTECEDENTES PROYECCIÓN DE DEMANDA</u>	8
4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO	8
4.2 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE LARGO PLAZO	9
<u>5. RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA, PERÍODO 2025-2045</u>	11
5.1 PROYECCIÓN DE IMACEC (TOP-DOWN)	11
5.2 ENCUESTA DE CLIENTES LIBRES (BOTTOM-UP)	14
5.3 ENCUESTA A EMPRESAS PROPIETARIAS SS/EE PRIMARIAS (BOTTOM-UP)	16
5.4 PROYECCIÓN DE DEMANDA POR ELECTROMOVILIDAD	17
5.5 PROYECCIÓN DE DEMANDA POR ELECTRIFICACIÓN DE LA CALEFACCIÓN	18
5.6 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE HIDRÓGENO VERDE	20
5.7 RESULTADOS PROYECCIÓN DE ENERGÍA DEL SEN	22
5.8 RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA MÁXIMA DEL SEN	30
<u>6. CONCLUSIONES</u>	33
<u>7. ANEXOS</u>	35
7.1 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA DE LARGO PLAZO	35

1. RESUMEN EJECUTIVO

En este informe se presenta la proyección de demanda de energía del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el periodo 2025-2045, la cual se construye considerando las instalaciones existentes y nuevos proyectos. La proyección de demanda de largo plazo se obtiene mediante la aplicación de un modelo econométrico y encuestas aplicadas a empresas propietarias de subestaciones primarias de distribución y a un segmento de grandes clientes libres. El estudio que refleja el presente informe fue desarrollado entre enero y junio de 2025, dado que constituye un insumo necesario para el desarrollo de la propuesta anual de expansión de los sistemas de transmisión del SEN y dar respuesta a la consulta que anualmente se remite a la Comisión Nacional de Energía (CNE) a mediados de cada año.

Se desarrollaron tres escenarios de demanda: Bajo, Medio y Alto, que representan distintas condiciones de crecimiento económico y de desarrollo de nuevos proyectos, tales como datacenter, plantas desaladoras e iniciativas de hidrógeno verde (H2V). Estos escenarios incorporan, además las proyecciones de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), entre otros antecedentes. El rango de crecimiento entre escenarios refleja la incertidumbre asociada a la materialización de proyectos industriales y a la evolución de la industria del H2V.

Los resultados muestran un incremento de la demanda eléctrica durante 2025, impulsado por la entrada en operación de nuevos proyectos, con aumentos estimados entre 4,8 % y 6,5 % respecto del año base 2024. Para el resto de la década, se proyecta un crecimiento sostenido, con tasas anuales en torno al 2 % – 3 % en el Escenario Bajo y entre 4 % – 6 % en el Escenario Alto, asociado principalmente al desarrollo minero, la expansión de la infraestructura de desalación y el crecimiento del consumo industrial en la zona norte del país, incluido el desarrollo de proyectos asociados al H2V.

En el Escenario Alto, la demanda asociada al H2V presenta un crecimiento relevante: entre 2024 y 2035 se duplicaría la demanda eléctrica en la zona norte (de 29,1 a 71,8 TWh) y se triplicaría hacia el 2045, alcanzando aproximadamente 101,9 TWh. Esto refleja el impacto significativo que el desarrollo de esta industria podría tener sobre la demanda eléctrica regional y eventuales requerimientos de infraestructura de transmisión, con el fin de adaptarla a estas nuevas exigencias y patrones de consumo derivados del desarrollo de esta industria.

Para evaluar el impacto de la electromovilidad y la electrificación de la calefacción de uso doméstico en la demanda eléctrica hacia 2045, se han considerado tres escenarios: Bajo, Medio y Alto. Estos escenarios permiten proyectar un consumo adicional entre 9,4 y 11,7 TWh en electromovilidad, con 2,4 a 2,9 TWh atribuidos a buses eléctricos y entre 7,0 a 8,8 TWh a automóviles particulares. En cuanto a la electrificación de la calefacción, se prevé un incremento entre 5,8 y 7,2 TWh, destacando un cambio significativo en regiones que tradicionalmente utilizaban otros energéticos, como biomasa, gas y leña, especialmente desde Valparaíso hacia el sur.

En la Figura 1-1 y la Tabla 1-1 se presentan los principales resultados de los escenarios de proyección de energía del SEN para el periodo 2025-2045. Los resultados muestran un crecimiento acumulado de la demanda eléctrica al final del periodo de análisis, de 91,1 %, 112,8 % y 190,7 % para los escenarios Bajo, Medio y Alto, respectivamente, en relación con el año 2024 (79,6 TWh). Esto equivale a una tasa promedio anual de crecimiento de 3,1 %, 3,7 % y 5,2 %, respectivamente.

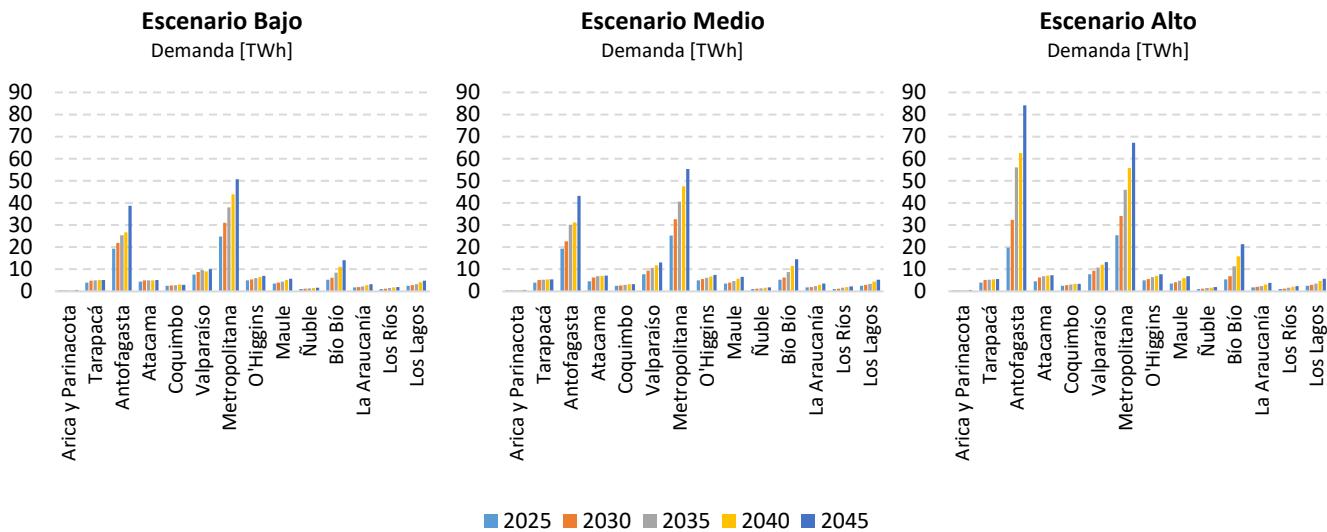


Figura 1-1. Proyecciones de Energía por Región escenarios Bajo, Medio y Alto.

Tabla 1-1: Proyección de energía del SEN, periodo 2025-2045.

Año	Escenario Bajo [TWh/año]	Escenario Medio [TWh/año]	Escenario Alto [TWh/año]	% crecimiento Escenario Bajo	% crecimiento Escenario Medio	% crecimiento Escenario Alto
2025	83,4	84,0	84,8	4,8%	5,5%	6,5%
2026	85,6	87,9	89,8	2,6%	4,6%	6,0%
2027	87,9	91,4	94,8	2,6%	4,0%	5,6%
2028	90,2	94,2	100,9	2,7%	3,1%	6,4%
2029	92,1	96,4	105,2	2,0%	2,3%	4,2%
2030	97,4	102,6	114,6	5,8%	6,5%	9,0%
2031	99,8	106,1	122,8	2,5%	3,4%	7,2%
2032	103,3	113,1	133,9	3,4%	6,5%	9,0%
2033	107,3	117,6	142,4	3,9%	4,1%	6,3%
2034	110,7	121,8	151,1	3,3%	3,5%	6,1%
2035	113,5	125,3	160,2	2,5%	2,8%	6,1%
2036	114,8	128,4	165,6	1,1%	2,5%	3,4%
2037	116,8	130,9	170,2	1,8%	2,0%	2,8%
2038	119,7	134,1	175,5	2,4%	2,5%	3,1%
2039	122,9	137,7	181,2	2,7%	2,7%	3,2%
2040	126,2	141,9	187,4	2,7%	3,1%	3,4%
2041	129,6	145,1	195,8	2,7%	2,3%	4,5%
2042	134,4	150,5	204,6	3,6%	3,7%	4,5%
2043	140,4	156,8	213,5	4,5%	4,2%	4,4%
2044	146,2	162,9	222,3	4,1%	3,9%	4,1%
2045	152,1	169,4	231,4	4,0%	4,0%	4,1%

2. INTRODUCCIÓN

Anualmente, el Coordinador Eléctrico Nacional elabora la proyección de demanda de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para un horizonte de 20 años. Esta información es requerida anualmente tanto para el desarrollo de la Propuesta de Expansión de la Transmisión, así como también para la Comisión Nacional de Energía (CNE) quien la solicita mediante oficio.

La proyección se realiza con granularidad mensual, por tipo de cliente, sector económico, región, comuna y punto de retiro (barra), considerando los consumos históricos y la incorporación de nueva demanda con alto potencial de desarrollo en sectores como la minería, electromovilidad, plantas desaladoras, centros de datos (datacenter) y proyectos de hidrógeno verde, entre otros.

La proyección de demanda eléctrica del SEN se obtiene mediante la aplicación de encuestas a clientes libres y a empresas propietarias de transmisión zonal, complementada con un modelo econométrico. Como resultado de este proceso, se generan proyecciones de consumo por región, con desagregación espacial y temporal en cada subestación donde se registran retiros de energía o se prevé el ingreso de nueva demanda, permitiendo de esta manera disponer de la información necesaria para los análisis de planificación de los Sistemas de Transmisión Zonal y Nacional respectivamente, así como para otros procesos del Coordinador.

El modelo econométrico se fundamenta en proyecciones macroeconómicas del país elaboradas a partir de indicadores del Banco Central y de otras instituciones financieras nacionales e internacionales. Esto permite representar la evolución esperada de la actividad económica y estimar sus efectos en los consumos eléctricos futuros.

Por su parte, se destaca la importancia de la aplicación anual de la encuesta de clientes libres y regulados, puesto que esta permite modelar el comportamiento de la demanda, diferenciando las dinámicas de crecimiento entre los distintos sectores productivos y regiones del SEN.

El presente informe se estructura de la siguiente manera:

- Capítulo 4: describe la metodología utilizada para la proyección de consumos de Clientes Libres y Regulados + Libres de Distribución, considerando tres escenarios de demanda (Bajo, Medio y Alto) que difieren en el desarrollo de nuevos proyectos y políticas energéticas.
- Capítulo 5: presenta la información utilizada en el desarrollo de la proyección de demanda bajo los enfoques Top-Down (modelo econométrico) y Bottom-Up (encuestas), destacando el nivel de respuesta de las empresas en 2025, y los resultados de la proyección de energía por región y tipo de cliente.
- Capítulos 6 y 7: incluyen las conclusiones y anexos, que resumen los principales resultados y aspectos metodológicos del proceso de proyección de demanda del SEN para el periodo 2025-2045.

3. OBJETIVO Y ALCANCE

Objetivo general

Determinar la proyección de la demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para un periodo de 20 años, desde el año 2025 hasta el 2045, en cumplimiento con las disposiciones establecidas en el artículo 106 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión (Decreto 37/2021 del Ministerio de Energía).

Objetivos específicos

- Evaluar los factores que impactan en la demanda eléctrica, como el crecimiento económico, demográfico, nuevos proyectos industriales y/o cambios en los patrones de consumo.
- Proyectar la demanda considerando diferentes escenarios económicos y de desarrollo de nuevos proyectos, utilizando modelos Top-Down y Bottom-Up de proyección de los consumos.
- Identificar los principales sectores impulsores del aumento de la demanda eléctrica.

Alcance

Este estudio contempla lo siguiente:

- Realizar una evaluación de distintos escenarios de proyección de demanda eléctrica para escenarios de crecimiento Bajo, Medio y Alto.
- Incorporar la proyección de demanda por electromovilidad y electrificación de la calefacción.
- Incluir la evaluación de las proyecciones de demanda relacionadas con el desarrollo de hidrógeno verde.
- Realizar un análisis de los resultados obtenidos en las proyecciones de demanda eléctrica para los diferentes escenarios definidos.

4. ANTECEDENTES PROYECCIÓN DE DEMANDA

4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

En la Figura 4-1, se presenta el diagrama de alto nivel del proceso de proyección de la demanda eléctrica de largo plazo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), donde se identifican las variables de entrada, la integración de los modelos Top-Down (modelo econométrico) y Bottom-Up (encuestas), así como la incorporación de nuevos consumos de uso final, como electromovilidad, calefacción, hidrógeno verde y otros, que no están intrínsecamente considerados en dichos modelos. En el Anexo 7.1 se entregan mayores detalles sobre la metodología aplicada en cada una de estas etapas.

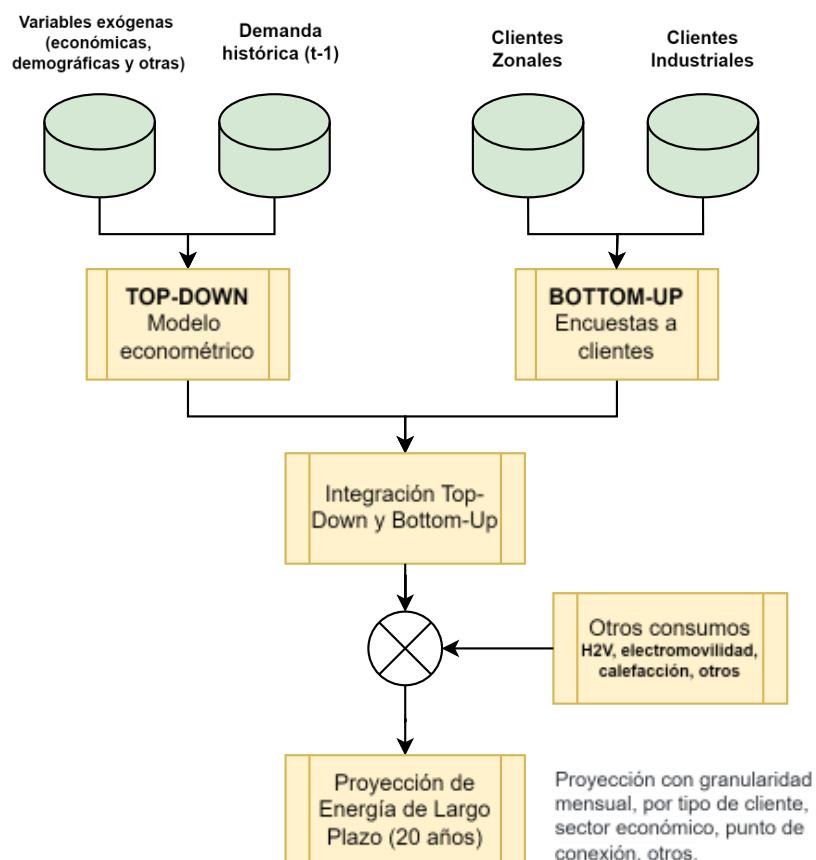


Figura 4-1. Diagrama de alto nivel del proceso de Proyección de Demanda de Largo Plazo del SEN.

4.2 ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE DEMANDA DE LARGO PLAZO

Tal como se indicó anteriormente, los principales insumos que utiliza el Coordinador para el desarrollo de la proyección de demanda corresponden a la aplicación del modelo económétrico y encuesta anual a clientes libres y empresas de transmisión zonal. Estas encuestas proporcionan información valiosa, pues permiten catastrar nuevos proyectos de consumo en diferentes regiones del país.

A partir de esta información, se desarrollaron tres escenarios de demanda: (i) Bajo, (ii) Medio, y (iii) Alto, los cuales presentan diferencias en el crecimiento de la economía (representado por el IMACEC¹) y en el desarrollo esperado de proyectos asociados a la gran minería del cobre, desaladoras, datacenter, transporte eléctrico, electrificación de la calefacción, el desarrollo de hidrógeno verde, entre otros.

En la Tabla 4-1 se presentan las principales variables utilizadas para el desarrollo de los escenarios de demanda. Acá se incluyen aquellas variables que en el último tiempo han presentado mayores variaciones, además de aquellas donde se prevé un mayor impacto en los próximos años.

Tabla 4-1. Principales variables utilizadas en la definición de los escenarios de demanda del SEN.

Variables	Escenario Bajo	Escenario Medio	Escenario Alto
IMACEC	Bajo	Medio	Alto
Minería del Cobre	Bajo	Medio	Alto
Desaladoras	Bajo	Medio	Alto
Datacenter	Bajo	Medio	Alto
Electromovilidad	Bajo	Medio	Alto
Calefacción	Bajo	Medio	Alto
Hidrógeno Verde (H₂V)	Bajo ⁽¹⁾	Bajo ⁽¹⁾	Medio ⁽²⁾

(1) **H₂V bajo:** Escenario de Recuperación Lenta de la PELP 2023-2027, informe definitivo.

(2) **H₂V medio:** Escenario de Carbono Neutralidad de la PELP 2023-2027, informe definitivo.

A continuación, se describen estas variables:

- **IMACEC:** Este indicador se utiliza en el modelo económétrico de proyección de demanda eléctrica del Coordinador. Para los escenarios Bajo, Medio y Alto, se consideran las proyecciones del PIB publicadas por el Banco Central en el Informe de Política Monetaria (IPoM) de marzo de 2025, con estimaciones hasta el año 2027. A partir del año 2028, se utilizan las proyecciones de PIB tendencial no minero informadas en el IPoM de septiembre de 2024, al ser las últimas disponibles al momento del desarrollo del presente estudio.
- **Minería del Cobre:** Considerando que la demanda de esta industria es significativa y se concentra en regiones específicas del país, se aborda de manera particular. Esto incluye tanto las instalaciones existentes como los nuevos proyectos reportados por las empresas. En cuanto a los nuevos proyectos, hay un número limitado de proyectos mineros con alta probabilidad de desarrollo y demanda considerable que ya están en ejecución, así como otros que se prevé desarrollar en los próximos años. Entre algunas de estas mineras se encuentra Codelco, Quebrada Blanca (Minera Teck), Collahuasi, Anglo American, Escondida (BHP), El Abra (Freeport

¹ Índice Mensual de Actividad Económica: <https://si3.bcentral.cl/estadisticas/Principal1/Metodologias/CCNN/imacec/Imacec.pdf>

McMoran). Estos proyectos podrían tener un impacto significativo en el sistema de transmisión, razón por la cual se ha considerado una sensibilidad en su demanda en los escenarios Bajo, Medio y Alto, acorde al avance de ejecución del proyecto.

- **Desaladoras:** Se han considerado tanto las plantas existentes como aquellas proyectadas por la industria minera. Asimismo, se incluyen proyectos en etapas iniciales de tramitación, tales como Aguas Marítimas (CRAMSA) y Aconcagua (Aguas Pacífico), entre otros. La incorporación de estas iniciativas resulta coherente con el escenario de escasez hídrica que ha afectado al país durante la última década y con la tendencia del sector minero a abastecerse mediante fuentes de agua desalada.
- **Datacenter:** Se han considerado tanto los proyectos existentes como aquellos nuevos informados por las empresas. La mayoría de estos proyectos se ubican en la Región Metropolitana, principalmente en zonas periféricas de la ciudad.
- **Electromovilidad:** Para efectos de modelar la proyección de demanda eléctrica por concepto de electromovilidad, se consideran los vehículos livianos particulares y los buses de transporte público. Para la proyección de vehículos livianos y medianos, se consideraron las proyecciones de ventas anuales hasta el año 2045, tomando en cuenta tasas de crecimiento similares al promedio de ventas de los últimos 5 años, según lo reportado mensualmente por la Asociación Nacional Automotriz de Chile (ANAC). En cuanto a la proyección del transporte público, se utilizó la proyección de flota de buses del Ministerio de Energía y se definieron tasas de reemplazo para distintos escenarios.
- **Calefacción:** Para desarrollar las proyecciones de demanda asociadas a la electrificación de los consumos de calefacción (en reemplazo de otros combustibles), se utiliza un modelo de uso final. Estas proyecciones van en línea con las políticas energéticas de Chile, en su esfuerzo por avanzar hacia un futuro más electrificado y sostenible hacia el 2050.
- **Hidrógeno Verde (H₂V):** La información utilizada para esta variable se basa en las proyecciones de demanda eléctrica on-grid, tanto para consumo interno como para exportación, contenidas en el informe definitivo de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027 del Ministerio de Energía. De los tres escenarios considerados en la PELP, se seleccionaron los de “Recuperación Lenta” y “Carbono Neutralidad”. Las proyecciones de demanda eléctrica on-grid se concentran en las regiones de Antofagasta, Valparaíso y Biobío.

5. RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA, PERÍODO 2025-2045

En la sección 5.1 se presentan las proyecciones económicas utilizadas en el modelo econométrico, en la sección 5.2 y 5.3 se detalla el proceso de aplicación de encuestas a clientes, mientras que en las secciones 5.4 a 5.7 se muestran los resultados de la proyección de demanda de Electromovilidad, proyección de demanda por la electrificación de la calefacción, proyección de consumos por producción de hidrógeno verde y las proyecciones de energía del SEN.

5.1 PROYECCIÓN DE IMACEC (TOP-DOWN)

Teniendo en consideración que el IMACEC corresponde a una de las variables que tiene mayor relevancia en el modelo econométrico de proyección de la demanda eléctrica que dispone el Coordinador, se recopilan las proyecciones económicas del país del Informe de Política Monetaria (IPoM) del Banco Central de Chile, así como de bancos e instituciones internacionales, con el propósito de incluir los efectos en el período 2025 a 2027, así como la tendencia esperada para el mediano y largo plazo.

A continuación, en la Figura 5-1² se presenta la proyección del PIB trimestral para el período 2025-2027, publicada por el Banco Central en el IPoM de marzo de 2025. Las proyecciones de crecimiento no presentan variaciones significativas respecto del año anterior, manteniendo una tasa esperada de entre 1.5% y 2.5%. La incertidumbre en el contexto macroeconómico y geopolítico global genera un amplio rango de dispersión a partir del segundo semestre de 2025.

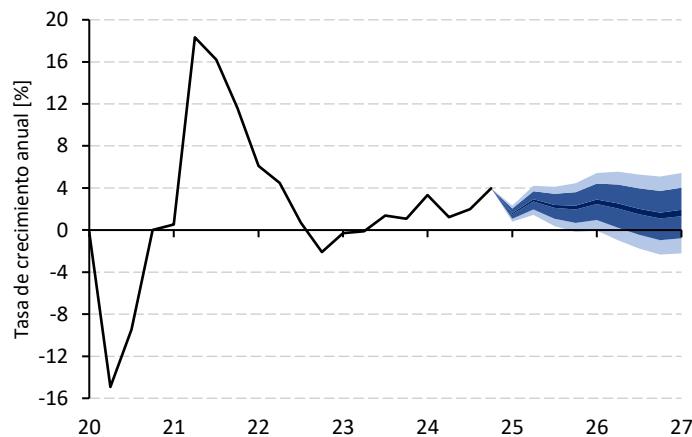


Figura 5-1. Proyección PIB Banco Central período 2025-2027.

Fuente: IPoM de marzo de 2025, Banco Central de Chile.

En la Tabla 5-1 se presenta un resumen de las proyecciones de crecimiento del PIB publicadas por diversas fuentes nacionales e internacionales disponibles a abril de 2025, utilizadas para contrastar y validar los supuestos

² “El gráfico muestra el intervalo de confianza de la proyección central al horizonte respectivo (zona de color). Se incluyen intervalos de 10, 70 y 90% de confianza en torno al escenario central. Los intervalos de confianza se construyen a partir de los RMSE de los modelos XMAS-MEP promedio 2009 al 2017.”
Fuente: IPoM de marzo de 2025, Banco Central de Chile.

macroeconómicos empleados en la proyección de demanda eléctrica. Las estimaciones para 2025 varían entre 1,8% y 2,8%, reflejando diferencias en las expectativas de crecimiento económico. La mayoría de las fuentes entrega proyecciones de corto plazo (hasta 2027), mientras que la DIPRES extiende su horizonte hasta 2029, proyectando una estabilización del crecimiento en torno al 2% hacia ese año. En general, las proyecciones coinciden en una tendencia de crecimiento moderado durante el período analizado.

Tabla 5-1. Proyecciones del PIB [%] para distintas fuentes consultadas³.

PIB [%]	2025	2026	2027	2028	2029
IPoM (1)	1,75 – 2,75	1,5 – 2,5	1,5 – 2,5	--	--
Banco Mundial (2)	2,2	2,2	--	--	--
OCDE (3)	2,3	2,1	--	--	--
FMI (4)	2,4	--	--	--	--
DIPRES (5)	2,5	2,3	2,2	2,1	2,0
CEPAL (6)	2,2	--	--	--	--

En resumen, en la Tabla 5-2 se presenta los valores de PIB utilizados en el modelo econométrico para la proyección de demanda del período 2025-2045, considerando los escenarios económicos **Bajo, Medio y Alto**. Para el período 2025-2027, las proyecciones se basan en distintas fuentes nacionales e internacionales, mientras que a partir de 2028 se emplea el PIB tendencial publicado por el Banco Central en el Informe de Política Monetaria (IPoM) de septiembre de 2024, en concordancia con los escenarios Pesimista, Base y Optimista, respectivamente.

Tabla 5-2. Proyección de PIB [%] utilizada en proyección de demanda, periodo 2025-2045.

	Escenario Económico Bajo	Escenario Económico Medio	Escenario Económico Alto
2025	1,8	2,3	2,8
2026	1,5	2,2	2,5
2027	1,5	2,2	2,5
2028	1,4	1,6	1,5
2029	1,7	2,0	2,2
2030	1,6	1,9	2,2
2031	1,5	1,8	2,1
2032	1,4	1,7	2,0
2033	1,3	1,6	1,9
...
2045	1,3	1,6	1,9

³ Fuentes de información de proyecciones económicas:

- (1) Informe de Política Monetaria marzo 2025. Banco Central de Chile.
- (2) Banco Mundial: Global Economics Prospect, enero 2025.
- (3) Organización para la Coop. y Desarrollo Económico: Economic Outlook, diciembre 2024.
- (4) Fondo Monetario Internacional: World Economic Outlook, octubre 2024.
- (5) Dirección de Presupuesto del Min. de Hacienda: Informe de Finanzas Públicas, cuarto trimestre 2024.
- (6) Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe 2024, diciembre 2024.

Con las proyecciones económicas definidas anteriormente se construyen las series de IMACEC mensual a utilizar en el modelo econométrico para los escenarios económicos⁴. En la Figura 5-2 se presenta la serie empalmada de IMACEC mensual para el periodo 2025-2045, valor promedio año base 2018 = 100%, utilizada en el modelo econométrico. Además, se muestran los valores históricos de esta variable⁵.

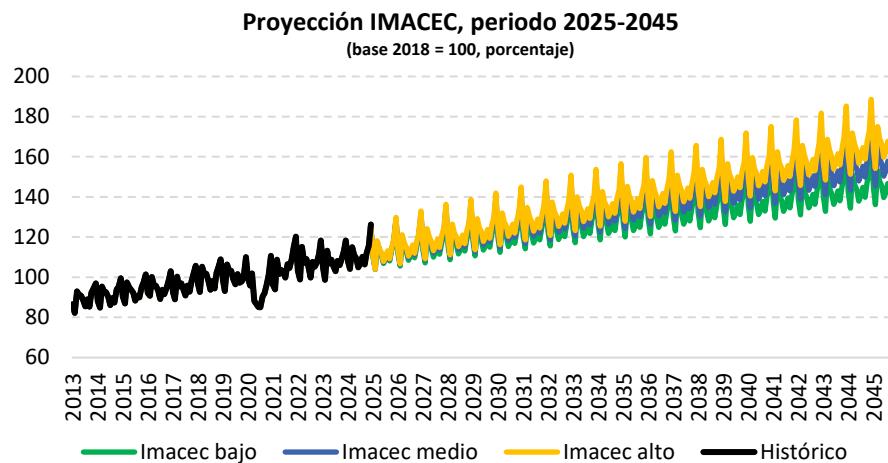


Figura 5-2. Serie empalmada de IMACEC periodo 2025-2045.

⁴ La variación interanual del IMACEC constituye una aproximación de la evolución mensual del producto interno bruto (PIB).

⁵ Fuente: https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_CCNN/MN_CCNN76/CCNN2018_IMACEC_01_A

5.2 ENCUESTA DE CLIENTES LIBRES (BOTTOM-UP)

La encuesta de clientes libres se utiliza para proyectar mensualmente los consumos de las instalaciones existentes y de los nuevos proyectos previstos en el SEN, con el objetivo de evaluar los requerimientos del sistema de transmisión de servicio público.

La información recopilada fue utilizada para dar respuesta al Oficio N°336 emitido por la Comisión Nacional de Energía (CNE) con fecha 29 de abril de 2025. En atención a dicho oficio, el Coordinador envió la carta DE04596-25 el 25 de julio de 2025, adjuntando las proyecciones de demanda eléctrica de clientes libres para el horizonte 2025-2045.

La encuesta correspondiente al presente proceso fue emitida el 24 de enero de 2025 mediante carta DE00530-25, estableciendo como plazo de respuesta el 21 de febrero de 2025. Además, se realizaron gestiones adicionales mediante correos electrónicos de seguimiento, con el propósito de incrementar la tasa de respuesta de las empresas participantes.

En total, se encuestaron 132 empresas, de las cuales 84 corresponden a empresas Coordinadas y 48 a empresas no Coordinadas, obteniéndose una tasa de respuesta del 48%, que representa aproximadamente el 78% de la demanda de clientes libres en transmisión.

A continuación, se presenta el listado de empresas que respondieron y aquellas que no remitieron información.

- **Empresas que no respondieron la Encuesta aplicada el año 2025.**

- | | | |
|---|---|--|
| 1. Agrocomercial A.S. Ltda. | 23. Desala | 45. Lo Espejo Data Center SpA |
| 2. Aguas del Valle S.A. | 24. EdgeconneX Chile V SpA | 46. Mainstream Renewable Power Chile |
| 3. Aguas Horizonte SpA | 25. EKA CHILE S.A. | 47. Mantos Copper S.A. |
| 4. Algorta Norte S.A. | 26. Eléctrica Padre Hurtado SpA | 48. Mantoverde S.A. |
| 5. Antuko Energy | 27. Eléctrica Santa Teresa SpA | 49. Masisa S.A. |
| 6. Ascenty Chile SpA | 28. Empresa de los Ferrocarriles del Estado | 50. Minera Altos de Punitaqui Ltda |
| 7. Atacama Hydrogen Hub | 29. Empresa Nacional de Minería, Fundición Hernán Videla Lira | 51. Minera Centinela |
| 8. Cementos Bío Bío Centro S.A. | 30. ENAP Refinerías S.A. | 52. Minera Florida Ltda. |
| 9. Cementos Bío Bío del Sur S.A. | 31. Energías y Aguas del Pacífico (ENAPAC) | 53. Minera Salar Blanco S.A. |
| 10. Chile Alimentos CIA | 32. ENTEL PCS Telecomunicaciones S.A. | 54. Minera Vizcachitas Holding |
| 11. Compañía Contractual Minera Candelaria | 33. Equinix Chile SpA | 55. Nueva Atacama S.A. |
| 12. Compañía Contractual Minera Ojos del Salado | 34. ESVAL S.A. | 56. Odata Chile S.A. |
| 13. Compañía Explotadora de Minas S.C.M. | 35. Forestal y Papelera Concepción S.A. | 57. Pampa Camarones SpA |
| 14. Compañía Minera Arqueros S.A. | 36. Glenfarne Energy Transition | 58. Planta Recuperadora de Metales SpA |
| 15. Compañía Minera Cerro Negro S.A. | 37. Grace S.A. | 59. Seven Seas Water Chile SpA |
| 16. Compañía Minera del Pacífico S.A. | 38. Guanaco Compañía Minera SpA | 60. Siemens S.A. |
| 17. Compañía Minera Maricunga | 39. Industria Chilena de Alambre S.A. | 61. Sociedad Contractual Minera Tres Valles |
| 18. Compañía Minera Sierra Norte S.A. | 40. INNA Soluciones Renovables SpA. | 62. Sociedad Punta del Cobre S.A. |
| 19. Compañía Regional Aguas Marítimas S.A. | 41. Inversiones y Servicios Dataluna LTDA | 63. Sonda S.A. |
| 20. Compañía SCM Minera Lumina Copper Chile | 42. InvestChile | 64. Statkraft Chile Inversiones Eléctricas Ltda. |
| 21. Compañía Siderurgica Huachipato S.A. | 43. Laguna Resources Chile Ltda. | 65. Susterra SpA |
| 22. Complejo Portuario Mejillones | 44. Linde GmbH | 66. TCI Chile SpA |

- **Empresas que sí respondieron la Encuesta aplicada el año 2025.**

- | | | |
|---|---|---|
| 1. AES Andes S.A. | 16. Compañía Minera Lomas Bayas | 37. Microsoft Datacenter Chile S.A. |
| 2. Aguas Antofagasta S.A. | 17. Compañía Minera Cerro Colorado Ltda | 38. Minera Antucoya |
| 3. Aguas Pacífico SpA | 18. Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo | 39. Minera Escondida Ltda. |
| 4. Air Liquide Chile S.A. | 19. Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A. | 40. Minera HMC S.A. |
| 5. Albemarle Ltda. | 20. Compañía Minera Zaldívar SpA | 41. Minera Las Cenizas S.A. |
| 6. Anglo American Sur S.A. | 21. Complejo Metalúrgico Altonorte S.A. | 42. Minera Los Pelambres |
| 7. Arauco Bioenergía SpA | 22. Cristalerías de Chile S.A. | 43. Minera Meridian Ltda. |
| 8. Bioenergías Forestales SpA | 23. EcoMetales Limited, Agencia en Chile | 44. Minera Spence S.A. |
| 9. Cemento Polpaico S.A. | 24. EFE Valparaíso S.A. | 45. Minera Valle Central S.A. |
| 10. CIA. Minera Mantos de Oro | 25. Empresa de Transporte de Pasajeros Metro S.A. | 46. Moly-Cop Chile S.A. |
| 11. Claro Comunicaciones S.A. | 26. Empresa Portuaria San Antonio | 47. Occidental Chemical Chile Ltda. |
| 12. Cleanairtech Sudamérica S.A. | 27. Empresa Portuaria Valparaíso | 48. Papelera Dos S.A. |
| 13. CODELCO (CORPORACIÓN NACIONAL DEL COBRE) | 28. Enaex S.A. | 49. Petroquímica S.A. |
| i. División Andina | 29. ESSBIO S.A. | 50. Sierra Gorda SCM |
| ii. División Chuquicamata | 30. FRV-X CHILE II SPA | 51. Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan |
| iii. División El Teniente | 31. Fundición Talleres Ltda. | 52. Sociedad Contractual Minera El Abra |
| iv. División Gabriela Mistral | 32. Gerdau Aza S.A. | 53. Sociedad Contractual Minera Franke |
| v. División Ministro Hales | 33. GNL Quintero S.A. | 54. Sociedad GNL Mejillones S.A. |
| vi. División Radomiro Tomic | 34. Haldeman Mining Company S.A. | 55. Sociedad Química y Minera de Chile S.A. |
| vii. División Salvador | 35. IBM de Chile S.A. | 56. SQM Nitratos S.A. |
| viii. División Ventanas | 36. Melon S.A. | 57. Volta Hidrógeno SpA |
| 14. Compañía Doña Inés de Collahuasi SCM | | |
| 15. Compañía Exploradora y Explotadora Minera Chileno Rumana S.A. | | |

La Figura 5-3 presenta la proyección del consumo de energía reportado por los clientes libres encuestados. Se observa una tendencia general de crecimiento sostenido en la demanda, impulsada principalmente por el sector minero, que continúa representando la mayor participación del consumo. A partir de la próxima década, se incorpora una participación creciente de nuevas categorías de consumo, como hidrógeno verde, reflejando la diversificación de la demanda eléctrica y la incorporación de nuevos usos energéticos en el SEN.

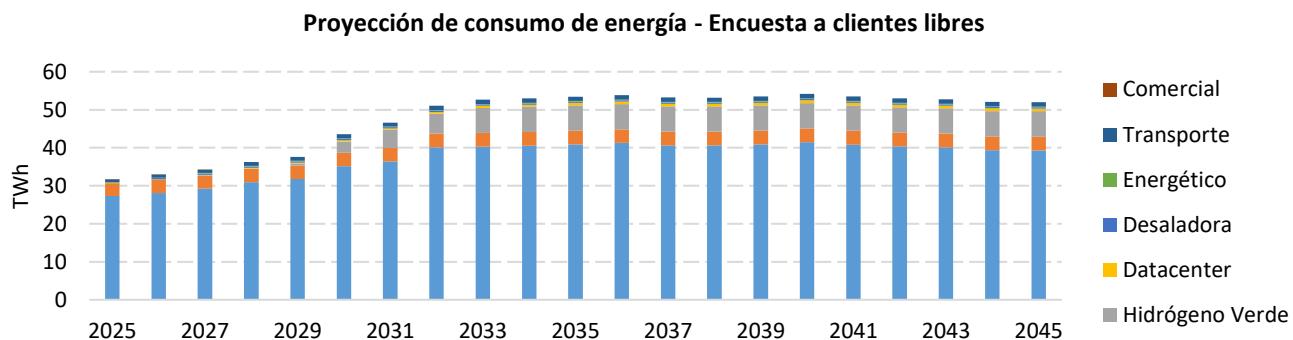


Figura 5-3. Proyección de consumos de energía de clientes libres encuestados, periodo 2025-2045.

5.3 ENCUESTA A EMPRESAS PROPIETARIAS SS/EE PRIMARIAS (BOTTOM-UP)

La encuesta anual aplicada a los propietarios de subestaciones primarias de distribución tiene por objetivo conocer las proyecciones de energía y potencia máxima de los transformadores AT/MT de cada una de las subestaciones del SEN. Adicionalmente, en esta encuesta se solicita los traspasos de carga proyectados entre transformadores de una misma subestación o entre subestaciones, las proyecciones de Electromovilidad y aumentos de demanda por nuevos proyectos informados. Este año la información fue solicitada el 24 de enero mediante carta DE00529-25.

Esta información es utilizada para evaluar si las instalaciones de transmisión permiten el abastecimiento futuro de la demanda, lo cual origina según sea el caso, propuestas de obras de transmisión a la CNE. Esta información se presenta en detalle en el Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión 2026⁶.

El total de empresas encuestadas fueron 18, obteniendo una tasa de respuesta de un 61%, las cuales representan aproximadamente un 92% de la demanda de clientes regulados y libres en distribución. A continuación, se presenta el listado de empresas que respondieron la encuesta, así como aquellos que no enviaron la información solicitada.

- **Empresas que no respondieron la Encuesta aplicada el año 2025.**

1. Besalco Transmisión SpA
2. Casablanca Transmisora de Energía S.A.
3. Compañía Distribuidora de Energía Eléctrica CODINER S.A.
4. Cooperativa Eléctrica Paillaco LTDA.
5. Edgeconnex Chile V SPA.
6. Mataquito Transmisora de Energía S.A.
7. Transmisora Eléctrica Cordillera SPA.

- **Empresas que sí respondieron la Encuesta aplicada el año 2025.**

1. CGE Transmisión S.A.
2. Chilquinta Transmisión S.A.
3. Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán LTDA.
4. Empresa de Transmisión Eléctrica Transelec S.A.
5. Engie Energía Chile S.A.
6. Litoral Transmisión S.A.
7. Luzparral Transmisión S.A.
8. Sistema de Transmisión del Sur S.A.
9. Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.
10. Transelec S.A.
11. Transquinta S.A.

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

5.4 PROYECCIÓN DE DEMANDA POR ELECTROMOVILIDAD

A continuación, se aborda la proyección de consumos por concepto de electromovilidad asociada a vehículos particulares y buses de transporte público, considerando tres escenarios: Bajo, Medio y Alto. En el caso de los vehículos particulares, la Estrategia Nacional de Electromovilidad del Ministerio de Energía (2021) establece como meta que el 100 % de las ventas de vehículos livianos y medianos correspondan a vehículos cero emisiones al año 2035. En base a este objetivo, el escenario Alto considera el cumplimiento de dicha meta en 2035, mientras que los escenarios Medio y Bajo suponen retardos progresivos en su adopción, alcanzando el 100 % de reemplazo en 2037 y 2039, respectivamente.

De manera similar, para los buses de transporte público, se establecen escenarios referenciales con tasas de reemplazo del 50%, 55% y 61% para el año 2045 en los escenarios Bajo, Medio y Alto, respectivamente, con el objetivo de lograr un 100% de transporte público urbano eléctrico para el año 2050 (Ministerio de Energía, Estrategia Nacional de Electromovilidad, 2017). La metodología utilizada para estas proyecciones se explica en el Anexo 7.1.

En la Figura 5-4, se presentan los resultados para la proyección de consumos asociados a electromovilidad para los escenarios Bajo, Medio y Alto. Se estima que al año 2045, exista un consumo adicional por electromovilidad entre 9,4 y 11,7 [TWh], de los cuales entre 2,4 y 2,9 [TWh] corresponde a buses eléctricos, y entre 7,0 y 8,8 [TWh] a automóviles particulares.

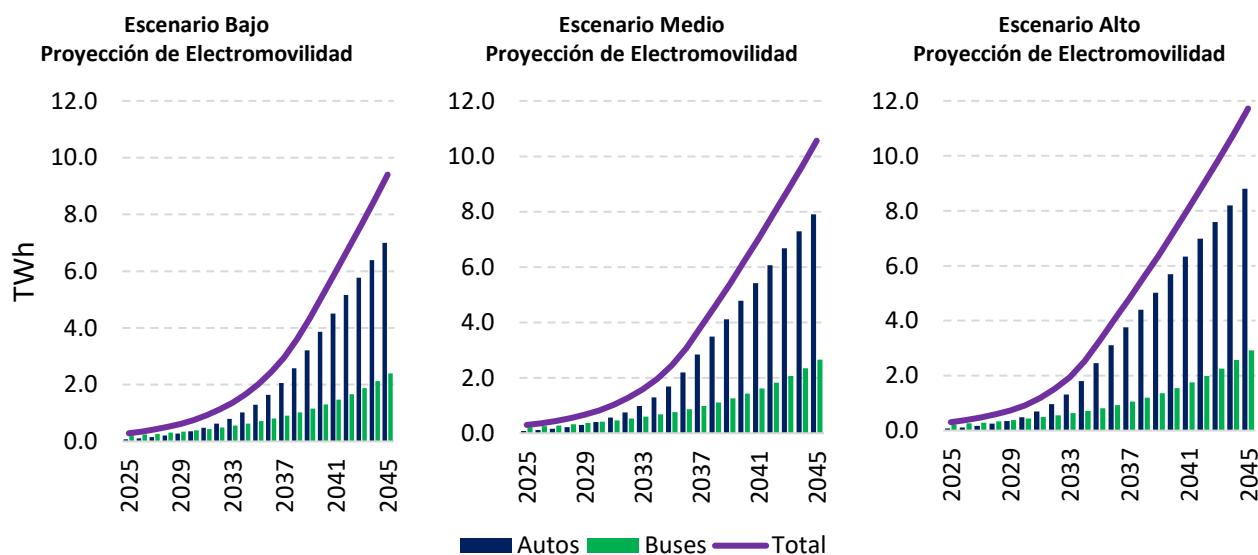


Figura 5-4. Proyección de consumos por electromovilidad en el SEN, periodo 2025-2045.

En la Figura 5-5 se muestran los resultados de electromovilidad por región para los escenarios Bajo, Medio y Alto. Al año 2045, el mayor consumo de energía corresponde a la Región Metropolitana con valores entre 6,0 y 7,4 [TWh], dada la cantidad de automóviles particulares y la implementación de nuevas políticas orientadas a fomentar la electromovilidad. Lo sigue la Región de Valparaíso con un consumo adicional entre 0,8 y 1,0 [TWh], la

Región del Maule con un rango entre 0,7 y 0,9 [TWh], y la Región de O'Higgins entre 0,5 y 0,6 [TWh], respectivamente.

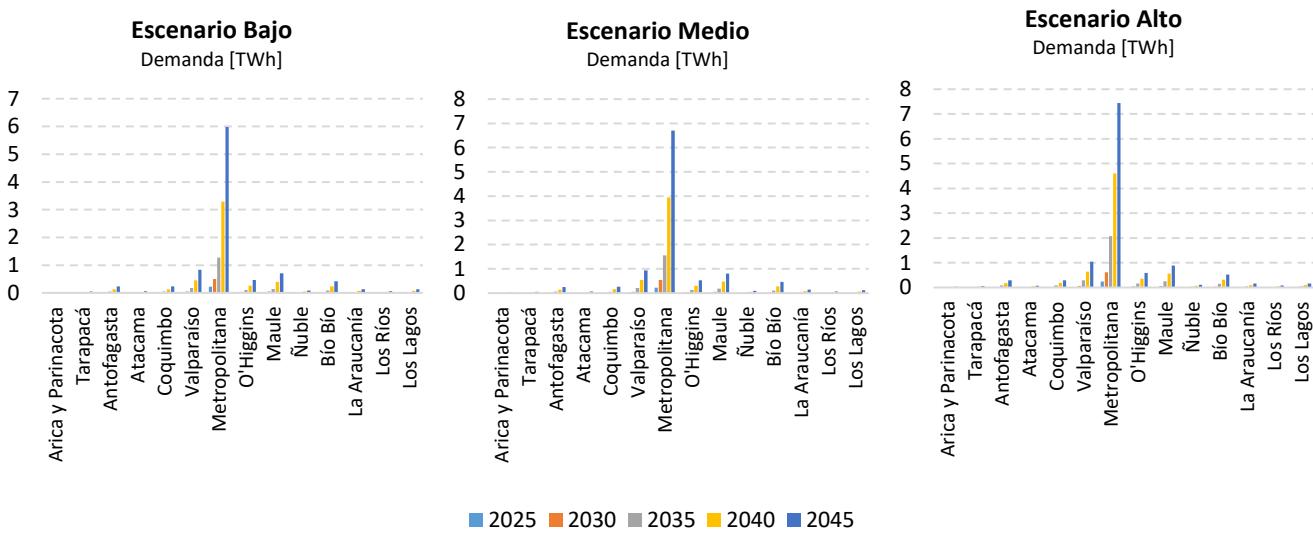


Figura 5-5. Proyección de consumos por electromovilidad por Región, periodo 2025-2045.

5.5 PROYECCIÓN DE DEMANDA POR ELECTRIFICACIÓN DE LA CALEFACCIÓN

En esta sección, se aborda la proyección de demanda derivada de la electrificación de la calefacción en hogares. Para evaluar la proyección, se comienza de un escenario base que asume la continuidad de la situación actual, esto es, sin cambios significativos en la adopción de nuevas tecnologías que impacten la demanda eléctrica. Este escenario base se compara con otro que contempla el desarrollo de políticas energéticas influenciadas por la actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés)⁷, tal como se describe en el informe de Carbono Neutralidad en el Sector Energía (Ministerio de Energía, 2019), sobre mitigación de gases de efecto invernadero. La metodología se explica en el Anexo 7.1.

En el escenario Bajo, se proyecta que hacia 2050 la participación de la electricidad en la calefacción alcanzará aproximadamente 46% en viviendas unifamiliares y 56% en departamentos. En el escenario Medio, estas participaciones aumentarían a 52% y 63%, respectivamente, mientras que en el escenario Alto (escenario NDC) se estiman valores de 57% en casas y 70% en departamentos.

⁷ Ver más detalles en el siguiente enlace: <https://cambioclimatico.mma.gob.cl/contribucion-determinada-ndc/#:~:text=Son%20los%20compromisos%20de%20los,de%20Gases%20de%20Efecto%20Invernadero>

Los resultados de estos escenarios se presentan en la Figura 5-6, se estima que para el año 2045 la demanda eléctrica podría incrementarse entre 5,8 y 7,2 TWh, con un impacto considerable en regiones que tradicionalmente han utilizado fuentes de energía como biomasa, leña, gas licuado, gas natural y kerosene para la calefacción, especialmente en las regiones desde Valparaíso hacia el sur.

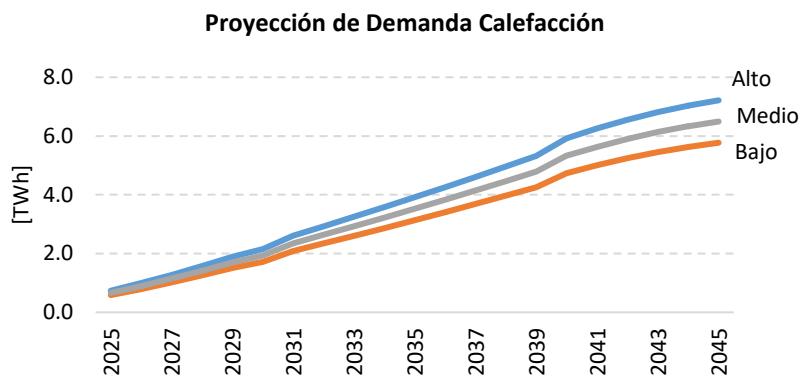


Figura 5-6. Proyección de demanda por electrificación de la calefacción, periodo 2025-2045.

En la Figura 5-7 se presenta la proyección de demanda asociada a la electrificación de la calefacción, donde se observa un incremento más pronunciado en la zona centro-sur del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Hacia 2045, se proyecta que la Región Metropolitana experimente el mayor aumento, con una demanda adicional estimada entre 1,3 y 1,6 TWh, seguida por la Región de Los Lagos, con incrementos entre 1,2 y 1,5 TWh, y la Región del Biobío, con valores entre 0,8 y 1,0 TWh.

Este comportamiento responde a la alta densidad poblacional y mayor demanda de calefacción en la Región Metropolitana, mientras que en las regiones de Los Lagos y Biobío el clima más frío constituye el principal factor de incremento. En conjunto, estos resultados destacan la relevancia de adecuar la infraestructura eléctrica y las políticas de eficiencia energética a las particularidades de cada región.

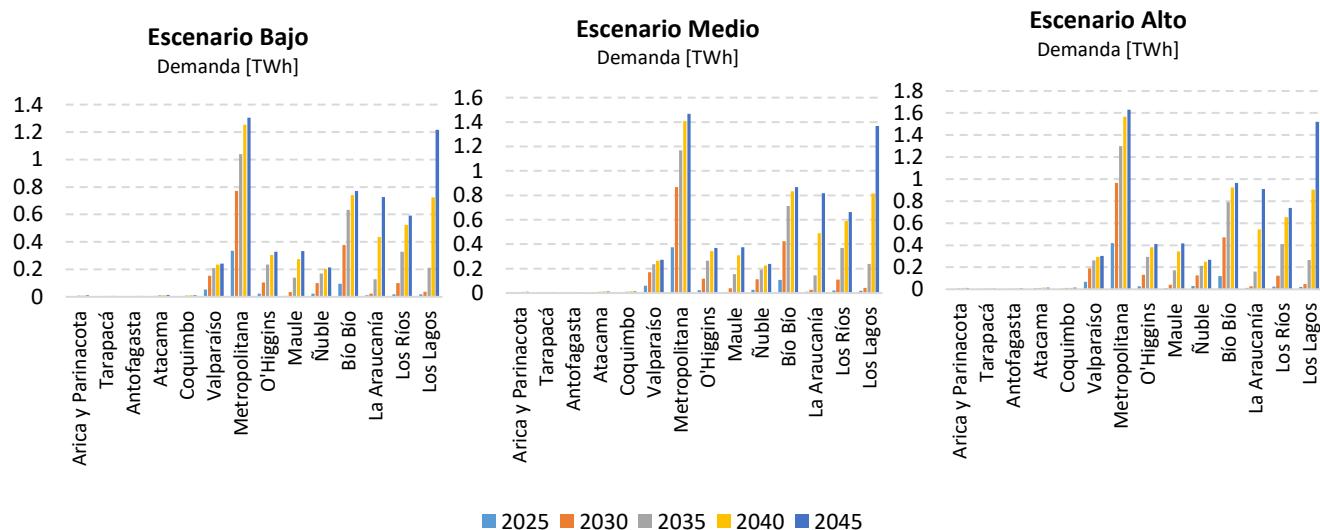


Figura 5-7. Proyección de demanda por electrificación de la calefacción por región, periodo 2025-2045.

5.6 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE HIDRÓGENO VERDE

Desde la publicación de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (H2V) en 2020, Chile ha avanzado de manera sostenida en el desarrollo de políticas y regulaciones orientadas al crecimiento de esta industria, especialmente con la implementación del Plan de Acción de Hidrógeno Verde 2023-2030, lanzado en abril de 2024. Este plan busca consolidar una industria de hidrógeno verde sostenible, destinada tanto al consumo interno como a la exportación, aprovechando el potencial de generación renovable existente en el país.

En este contexto, se proyecta un importante desarrollo de la industria del H2V, condicionado al avance de nuevos proyectos de producción y consumo que actualmente se encuentran en distintas etapas de estudio y evaluación. Algunos de estos proyectos contemplan conexión al sistema de transmisión (on-grid), mientras que otros se desarrollarían de forma aislada (off-grid), utilizando fuentes de generación locales para su suministro eléctrico.

En abril de 2025, el Ministerio de Energía publicó el informe definitivo de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027, el cual proyecta la demanda de hidrógeno y amoníaco verde tanto para consumo interno como para exportación. A continuación, se resumen los principales elementos considerados:

- De los tres escenarios de desarrollo de la industria H2V contemplados en la PELP, se seleccionaron los escenarios “Recuperación Lenta” y “Carbono Neutralidad”.
- La demanda eléctrica on-grid se modela en las zonas de Los Changos, Polpaico y Charrúa.
- En el escenario Recuperación Lenta, se considera que 45% de la demanda eléctrica de la industria del H2V será on-grid, mientras que en el escenario Carbono Neutralidad esta proporción aumenta a 60%.
- La PELP clasifica la producción de H2V según su destino: consumo directo como hidrógeno (demanda flexible) o síntesis de amoníaco (demanda inflexible).
- Se considera que 90% de la demanda de H2V para exportación corresponde a producción inflexible, y que 90% de la demanda para consumo local será de carácter flexible.

En particular, en la Tabla 5-3 y Figura 5-8 se presentan las proyecciones de consumo eléctrico asociadas a la producción de hidrógeno verde y amoníaco verde. Al año 2045, la demanda eléctrica podría incrementarse entre 29 TWh y 77 TWh, para los escenarios Recuperación Lenta y Carbono Neutralidad, respectivamente. Estos resultados reflejan la relevancia estratégica del desarrollo del H2V y la necesidad de adecuar la infraestructura eléctrica y de transmisión a las futuras exigencias de esta industria emergente.

Tabla 5-3. Proyección de Demanda de energía por producción de Hidrógeno Verde, PELP 2023-2027 (definitivo abril 2025).

Año	Recuperación Lenta [TWh/año]	Carbono Neutralidad [TWh/año]
2025	0,0	0,4
2026	0,0	1,1
2027	0,1	1,8
2028	0,3	2,5
2029	0,9	4,0
2030	2,7	6,3
2031	2,9	10,6
2032	3,9	15,5
2033	5,9	21,2
2034	7,8	27,1
2035	8,9	33,3
2036	9,7	35,9
2037	10,6	38,5
2038	11,5	41,1
2039	12,4	43,7
2040	13,3	46,3
2041	14,5	52,3
2042	17,6	58,4
2043	21,4	64,5
2044	25,3	70,5
2045	29,1	76,6

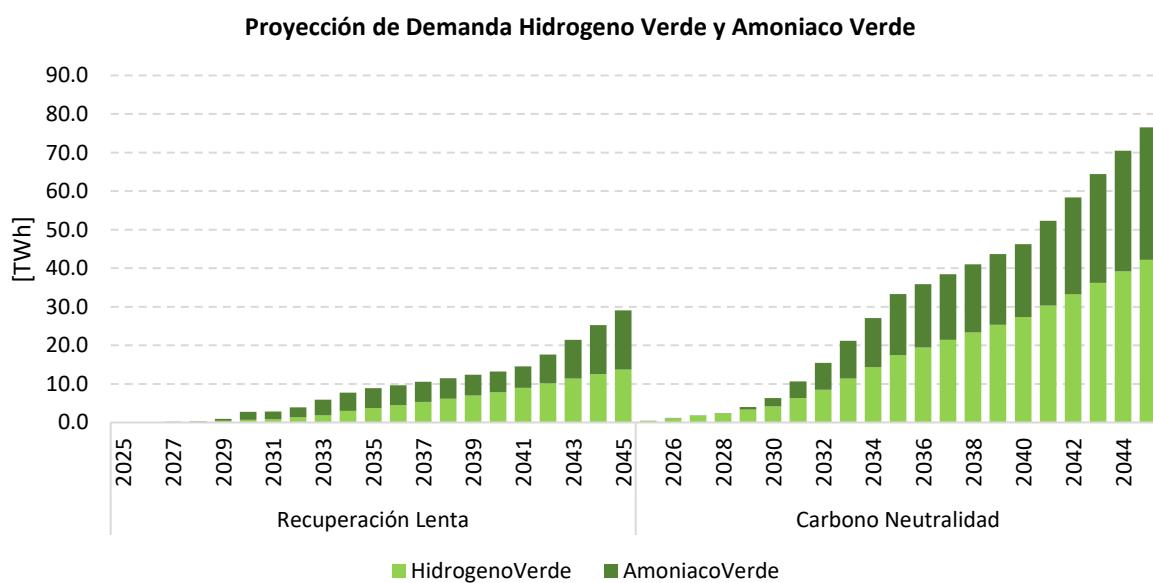


Figura 5-8. Proyección de Demanda de energía por producción de Hidrógeno Verde, PELP 2023-2027 (definitivo abril 2025).

5.7 RESULTADOS PROYECCIÓN DE ENERGÍA DEL SEN

Los resultados obtenidos de la proyección de energía para los escenarios Bajo, Medio y Alto se presentan en la Tabla 5-4, donde se observa un crecimiento de la demanda en el horizonte de evaluación de 91,1%, 112,8% y 190,7%, respectivamente, en relación con el año 2024 (79,6 TWh). En general, como es habitual, se pondera una mayor probabilidad de ocurrencia a los desarrollos de corto y mediano plazo, dado que se dispone de información más concreta sobre los proyectos considerados.

Al 2026, no se observan variaciones significativas en los niveles de energía entre escenarios, lo que resulta consistente con el avance de los proyectos actualmente en desarrollo, principalmente del sector minero, datacenter, y plantas desaladoras. Hacia fines de la presente década, se incorporan nuevos proyectos mineros y de hidrógeno verde (H2V), los cuales vuelven a incrementar las tasas de crecimiento en los años siguientes, especialmente en el Escenario Alto.

Se proyecta un crecimiento relevante en el consumo de clientes libres hasta 2029 en los distintos escenarios evaluados. Este aumento se asocia a la demanda esperada de diversos proyectos de gran magnitud, entre ellos Codelco Chuquicamata, Quebrada Blanca (Teck), Collahuasi, Anglo American, Spence, SQM Salar, y varias plantas desaladoras, como Aguas Marítimas y Aconcagua. Asimismo, el crecimiento se ve impulsado por la incorporación de nuevos datacenter, entre ellos los desarrollados por Microsoft y Scala.

Hacia finales de la década, se prevé la entrada en operación de importantes proyectos mineros e industriales, tales como Teck Quebrada Blanca Fase III, Escondida, Codelco Radomiro Tomic, El Abra, proyectos de desalación (como Aguas Marítimas de CRAMSA y Desala), así como iniciativas de hidrógeno verde (Proyecto INNA y Volta I) y desarrollos ferroviarios (EFE, Metro) y portuarios.

Respecto a los clientes regulados y libres de distribución, se observa un incremento relevante en 2025, de acuerdo con los resultados de las encuestas a clientes y las tendencias históricas de crecimiento de este segmento. Para el resto del período proyectado, se mantiene un crecimiento sostenido de los consumos, asociado al comportamiento tendencial de las variables exógenas consideradas en el modelo econométrico.

Tabla 5-4. Proyección de energía del SEN, periodo 2025-2045.

Año	ESCENARIO DEMANDA BAJA						ESCENARIO DEMANDA MEDIA						ESCENARIO DEMANDA ALTA					
	Demanda [TWh]			% crecimiento			Demanda [TWh]			% crecimiento			Demanda [TWh]			% crecimiento		
	Libre	Reg+LD	Total	Libre	Reg+LD	Total	Libre	Reg+LD	Total	Libre	Reg+LD	Total	Libre	Reg+LD	Total	Libre	Reg+LD	Total
2024	34,8	44,8	79,6	3,5%	3,0%	3,2%	34,8	44,8	79,6	3,5%	3,0%	3,2%	34,8	44,8	79,6	3,5%	3,0%	3,2%
2025	37,0	46,4	83,4	6,4%	3,5%	4,8%	37,4	46,6	84,0	7,5%	4,0%	5,5%	38,0	46,8	84,8	9,2%	4,4%	6,5%
2026	37,9	47,7	85,6	2,5%	2,7%	2,6%	39,7	48,2	87,9	6,1%	3,4%	4,6%	41,2	48,6	89,8	8,7%	3,8%	6,0%
2027	38,9	49,0	87,9	2,5%	2,7%	2,6%	41,6	49,9	91,4	4,8%	3,4%	4,0%	44,5	50,4	94,8	7,8%	3,7%	5,6%
2028	39,9	50,4	90,2	2,6%	2,8%	2,7%	42,9	51,3	94,2	3,2%	3,0%	3,1%	48,9	52,0	100,9	10,0%	3,2%	6,4%
2029	39,9	52,1	92,1	0,1%	3,5%	2,0%	43,1	53,3	96,4	0,4%	3,8%	2,3%	51,0	54,1	105,2	4,4%	4,1%	4,2%
2030	43,6	53,8	97,4	9,1%	3,2%	5,8%	47,4	55,3	102,6	10,0%	3,7%	6,5%	58,3	56,3	114,6	14,2%	4,0%	9,0%
2031	44,1	55,7	99,8	1,3%	3,6%	2,5%	48,7	57,5	106,1	2,8%	3,9%	3,4%	64,1	58,8	122,8	9,9%	4,3%	7,2%
2032	45,7	57,6	103,3	3,6%	3,3%	3,4%	53,5	59,6	113,1	9,9%	3,7%	6,5%	72,8	61,1	133,9	13,6%	4,0%	9,0%
2033	47,9	59,4	107,3	4,7%	3,2%	3,9%	56,0	61,7	117,6	4,6%	3,6%	4,1%	78,8	63,6	142,4	8,3%	4,0%	6,3%
2034	49,6	61,2	110,7	3,5%	3,0%	3,3%	57,9	63,9	121,8	3,5%	3,6%	3,5%	84,9	66,2	151,1	7,7%	4,1%	6,1%
2035	50,7	62,8	113,5	2,3%	2,7%	2,5%	59,4	65,9	125,3	2,5%	3,2%	2,8%	91,5	68,7	160,2	7,8%	3,8%	6,1%
2036	50,2	64,5	114,8	-0,9%	2,7%	1,1%	60,4	68,0	128,4	1,7%	3,2%	2,5%	94,4	71,2	165,6	3,2%	3,6%	3,4%
2037	50,4	66,4	116,8	0,4%	2,8%	1,8%	60,6	70,3	130,9	0,3%	3,4%	2,0%	96,4	73,7	170,2	2,1%	3,6%	2,8%
2038	51,4	68,3	119,7	1,8%	2,9%	2,4%	61,5	72,6	134,1	1,5%	3,3%	2,5%	99,2	76,3	175,5	2,9%	3,5%	3,1%
2039	52,5	70,4	122,9	2,2%	3,1%	2,7%	62,7	75,1	137,7	1,9%	3,4%	2,7%	102,1	79,0	181,2	3,0%	3,6%	3,2%
2040	53,5	72,7	126,2	2,0%	3,3%	2,7%	64,2	77,7	141,9	2,5%	3,5%	3,1%	105,5	81,9	187,4	3,2%	3,7%	3,4%
2041	54,8	74,8	129,6	2,5%	2,9%	2,7%	65,1	80,1	145,1	1,3%	3,1%	2,3%	111,2	84,6	195,8	5,4%	3,2%	4,5%
2042	57,4	76,9	134,4	4,8%	2,8%	3,6%	67,9	82,5	150,5	4,5%	3,0%	3,7%	117,3	87,3	204,6	5,5%	3,2%	4,5%
2043	61,4	79,0	140,4	6,9%	2,7%	4,5%	71,9	84,9	156,8	5,9%	2,9%	4,2%	123,6	90,0	213,5	5,3%	3,1%	4,4%
2044	65,0	81,1	146,2	6,0%	2,6%	4,1%	75,7	87,3	162,9	5,2%	2,8%	3,9%	129,6	92,6	222,3	4,9%	3,0%	4,1%
2045	68,8	83,2	152,1	5,8%	2,6%	4,0%	79,7	89,7	169,4	5,3%	2,8%	4,0%	136,0	95,4	231,4	4,9%	3,0%	4,1%

La tabla anterior se representa en la Figura 5-9, siendo la curva negra los datos reales de demanda:

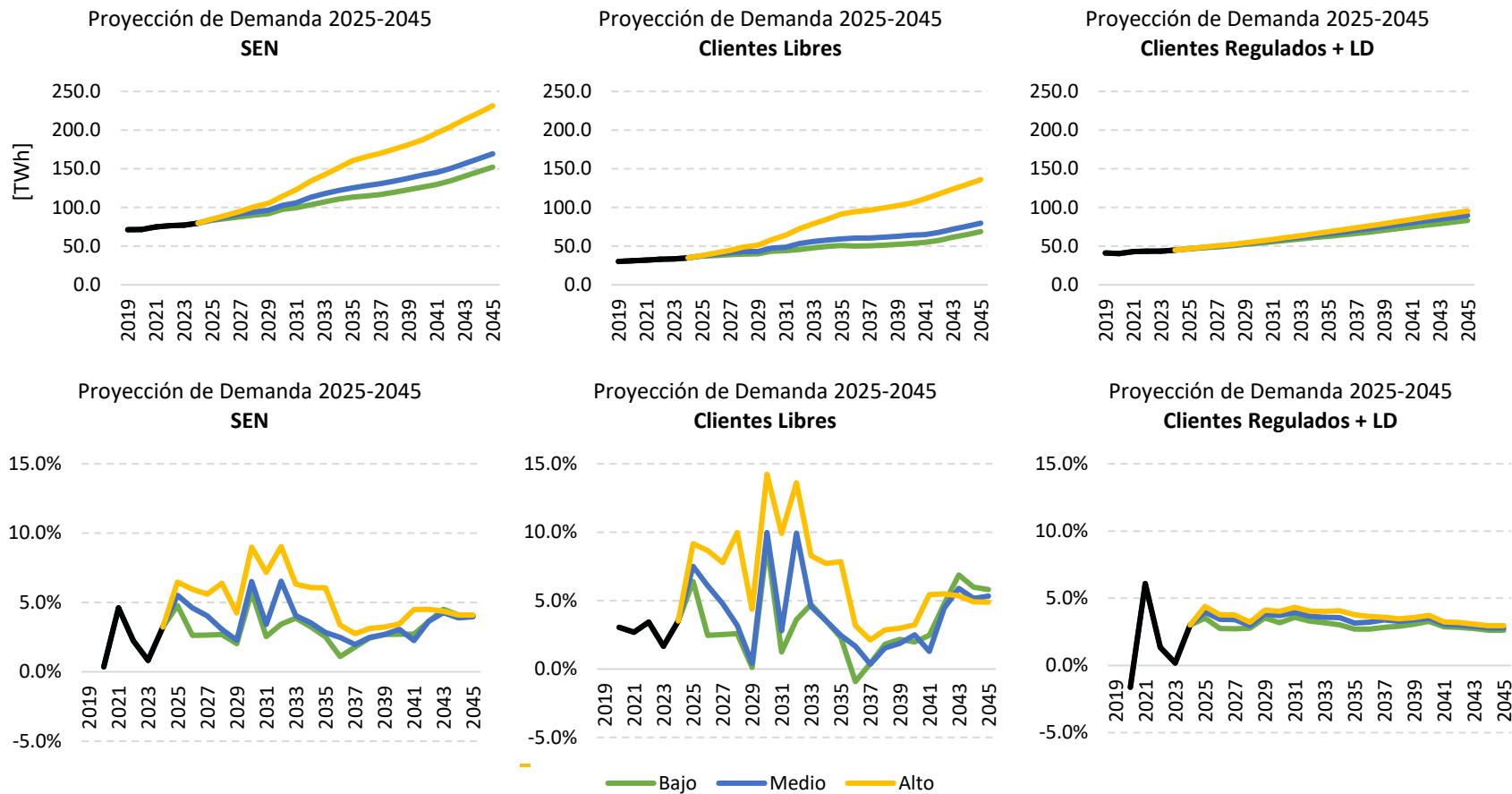


Figura 5-9. Proyección de energía del SEN periodo 2025-2045.

En la Figura 5-10 se muestra la proyección de energía, donde se aprecia que una parte importante de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se concentra en las regiones de Antofagasta y Metropolitana. Esta distribución responde al desarrollo de la gran minería del cobre en el norte y a la alta densidad de clientes regulados y libres de distribución en la zona central, particularmente en la ciudad de Santiago. En este contexto, se evidencian las exigencias sobre el corredor de transmisión norte – centro para el abastecimiento de la demanda futura, considerando además una creciente integración de energías renovables variables (ERV).

En el Escenario Alto, se estima que la demanda eléctrica asociada al hidrógeno verde (H2V) en la zona norte duplicará su valor entre 2024 y 2035, pasando de 29,1 TWh a 71,8 TWh, y que superará más de tres veces su valor hacia 2045, alcanzando aproximadamente 101,9 TWh. El mayor crecimiento se proyecta en la Región de Antofagasta, donde se concentran las principales proyecciones de exportación de hidrógeno verde. Estos resultados reflejan el impacto significativo que el desarrollo del H2V podría tener sobre la demanda eléctrica regional y las futuras necesidades de infraestructura de transmisión.

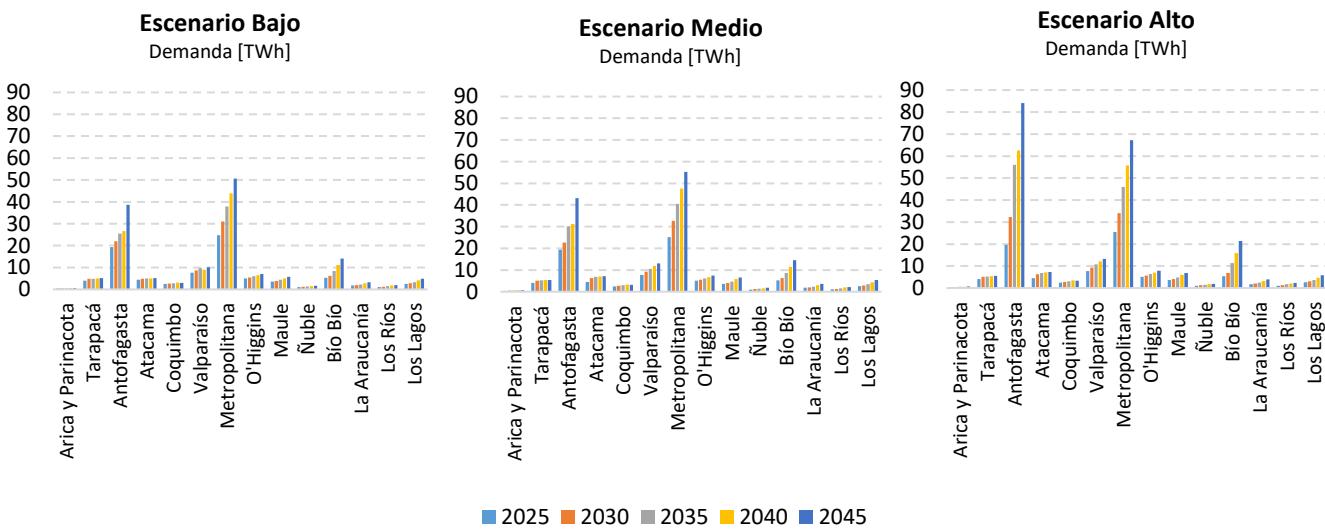


Figura 5-10. Proyecciones de Energía por Región escenarios Bajo, Medio y Alto.

En la Figura 5-11 se presenta la proyección de demanda eléctrica para los distintos escenarios, desagregada según los tipos de consumo descritos en este informe. Se observa que los nuevos consumos asociados a la electromovilidad, la calefacción y el hidrógeno verde (H2V) adquieren una relevancia creciente a lo largo del período analizado.

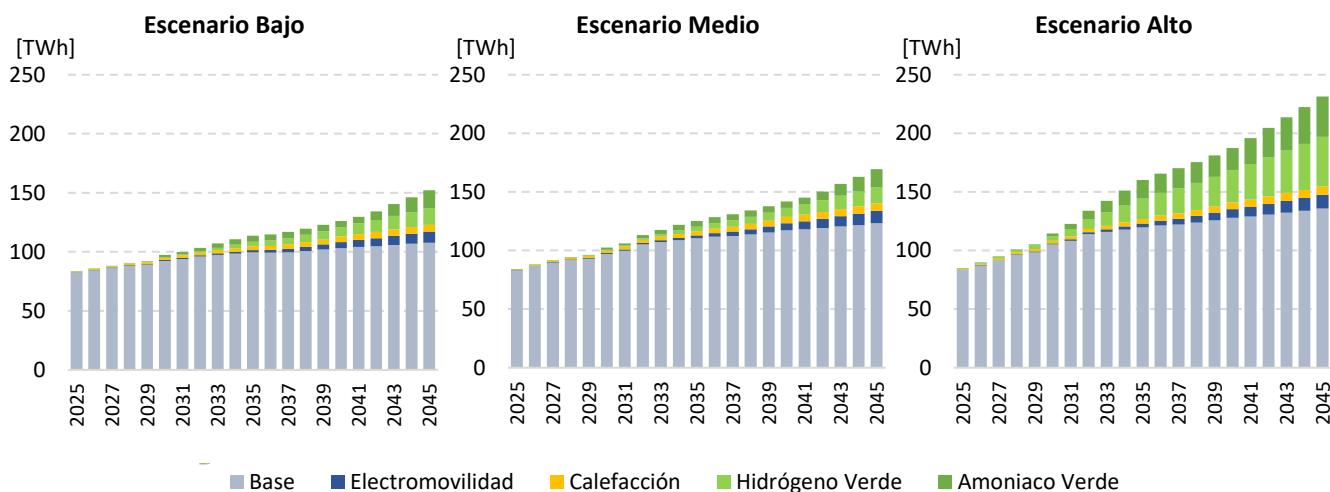


Figura 5-11. Proyección de Energía en el SEN por tipo de consumo, periodo 2025-2045.

Base: es la proyección Top-Down (modelo econométrico) y Bottom-Up (Encuestas) según escenario medio o alto.

En la Figura 5-12 se presenta la distribución proyectada de la demanda eléctrica de largo plazo según tipo de cliente. Se observan tendencias similares en los escenarios Bajo y Medio, a diferencia del Escenario Alto, donde se evidencia un aumento más pronunciado del consumo, asociado principalmente a la producción de hidrógeno verde (H2V).

En el caso de los Clientes Libres – Otros Sectores (Libre Otros), correspondientes a consumos no regulados que agrupan industrias como celulosa, hierro, cemento y marítimo, entre otras, se proyecta un leve aumento hacia fines de la década, impulsado por nuevos consumos de datacenter y plantas desaladoras.

Para los Clientes Libres – Cobre, vinculados a la gran minería del cobre, se estima una disminución en su participación hacia fines de la década, en línea con la reducción esperada en la producción cuprífera para este período, según información de Cochilco⁸. Además, hacia el final del horizonte de proyección, se considera una baja adicional en el consumo producto del cierre de faenas mineras.

Por otra parte, se observa un aumento en la participación de los Clientes Regulados y Libres de Distribución (Regulados+LD), explicado principalmente por los resultados del modelo econométrico, que reflejan un crecimiento sostenido en población, vivienda e indicadores macroeconómicos.

Por último, en el Escenario Alto, se proyecta que hacia 2045 la industria del hidrógeno y amoníaco verde podría alcanzar una participación cercana al doble de la gran minería del cobre, evidenciando la relevancia estratégica de este nuevo sector en la demanda eléctrica nacional.

⁸ <https://www.cochilco.cl/web/download/975/2025/13093/proyeccion-de-la-produccion-de-cobre-en-chile-periodo-2024-2034.pdf>

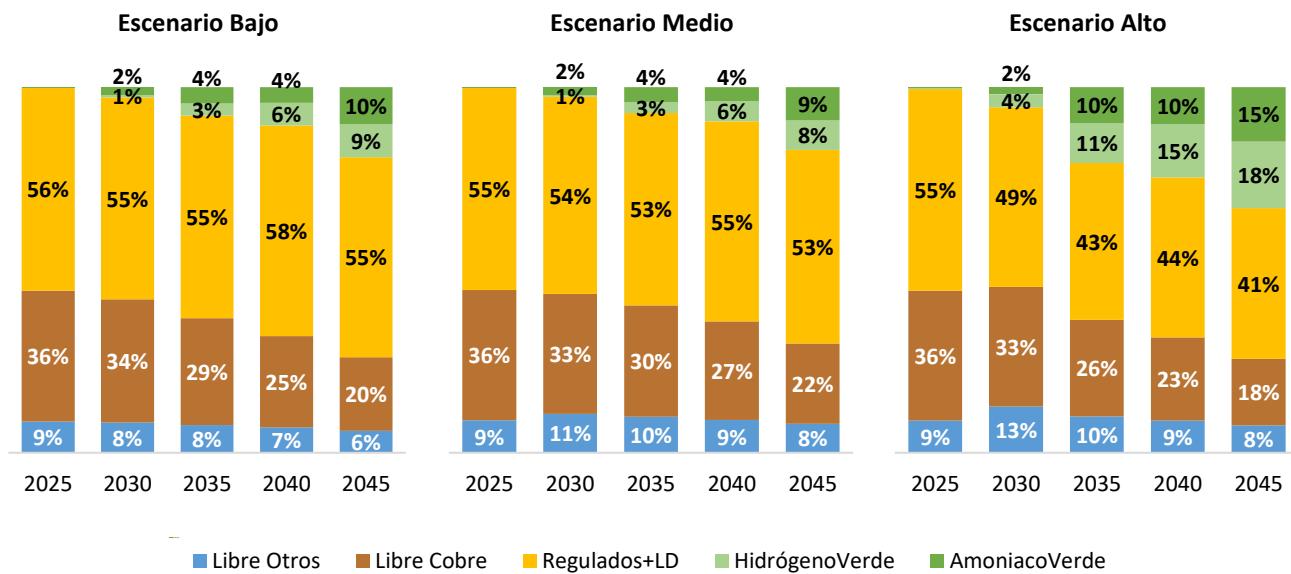


Figura 5-12. Porcentaje de participación por tipo de cliente en la Proyección de Energía del SEN, periodo 2025-2045.

Respecto del comportamiento de la proyección de demanda según zona geográfica, se puede destacar lo siguiente:

1. Zona Norte Grande, incluye las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta:

- Predomina el consumo asociado a la gran minería del cobre, coherente con la naturaleza productiva de la zona, que concentra los principales yacimientos del país y cuya actividad está estrechamente vinculada a la minería.
- Se proyecta un aumento significativo de la demanda, especialmente en el Escenario Alto, donde los consumos podrían triplicarse hacia 2045. Este incremento refleja la creciente participación del hidrógeno verde (H2V) en la demanda eléctrica regional, superando incluso el consumo histórico de la minería.

2. Zona Norte Chico, incluye las regiones de Atacama y Coquimbo:

- Se observa una mayor participación de clientes regulados y libres de distribución, atribuible a una mayor diversidad industrial y densidad poblacional en comparación con el Norte Grande.
- La demanda proyectada presenta un crecimiento moderado, con aumentos entre 24% y 62% al final del período de evaluación, sin registrar el desarrollo de proyectos de consumo de gran escala.

3. Zona Centro, incluye las regiones de Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule, Ñuble y Biobío:

- Predomina el consumo de clientes regulados y libres de distribución, asociado a la concentración industrial y poblacional del país.

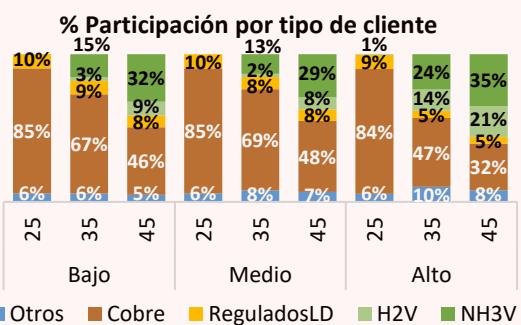
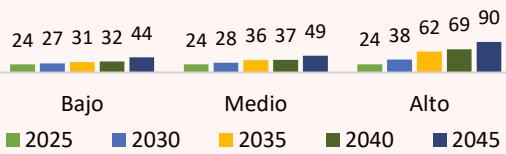
- Se proyecta un aumento de entre 100% y 164% hacia 2045, impulsado principalmente por la incorporación de nuevos usos eléctricos, como datacenter, hidrógeno verde (H2V) y electromovilidad.

4. Zona Sur, incluye las zonas de La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos:

- La participación de clientes libres de otros sectores es baja en comparación con los clientes regulados y libres de distribución, vinculados principalmente a la industria de la celulosa, el sector ferroviario y otras industrias menores.
- Se proyecta un incremento de entre 83% y 115% en la demanda hacia 2045, asociado principalmente a la electrificación de la calefacción, dada la alta demanda energética residencial propia del clima de esta zona.

En la Figura 5-13 se observa la distribución geográfica por zona de la proyección de demanda de largo plazo.

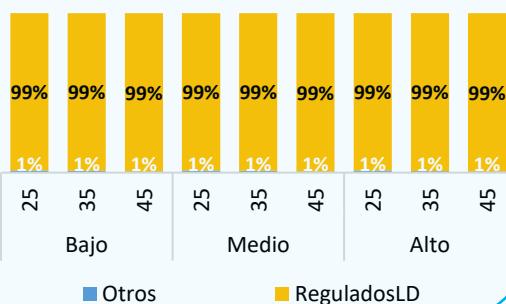
Proyección de Energía [TWh] Zona Norte Grande



Proyección de Energía [TWh] Zona Sur



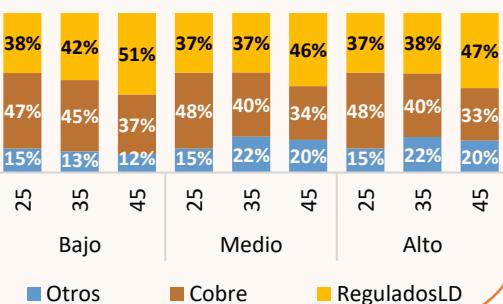
% Participación por tipo de cliente



Proyección de Energía [TWh] Zona Norte Chico



% Participación por tipo de cliente



Proyección de Energía [TWh] Zona Centro



% Participación por tipo de cliente

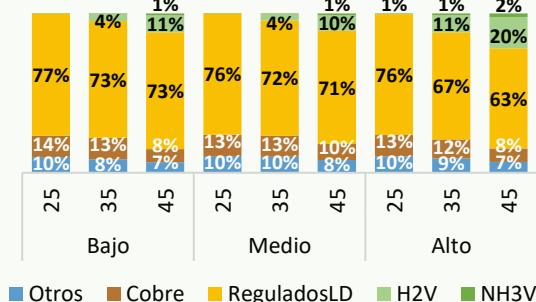


Figura 5-13. Proyección de Energía del SEN según zona geográfica, periodo 2025-2045.

5.8 RESULTADOS PROYECCIÓN DE DEMANDA MÁXIMA DEL SEN

Para el proceso de Planificación de la Transmisión y como insumo para la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2026, se generaron los perfiles de demanda basados en la proyección energética explicada anteriormente. En la Tabla 5-5 se muestran los resultados de la demanda máxima horaria anual para cada escenario para los softwares PLEXOS y PLP. Al final del periodo analizado, se estima que la demanda máxima alcance entre 20,2 y 33,7 GWh/h, dependiendo del escenario considerado.

El detalle de la metodología utilizada para el cálculo se explica en el Anexo, en el punto 7.1.

Tabla 5-5. Proyección de demanda máxima horaria para PLP y PLEXOS.

Año	ESCENARIO BAJO		ESCENARIO MEDIO		ESCENARIO ALTO	
	PLP [GWh/h]	PLEXOS [GWh/h]	PLP [GWh/h]	PLEXOS [GWh/h]	PLP [GWh/h]	PLEXOS [GWh/h]
2025	11,6	11,6	11,7	11,7	11,7	11,8
2026	11,9	11,9	12,2	12,2	12,4	12,6
2027	12,2	12,2	12,6	12,6	13,1	13,3
2028	12,1	12,4	12,6	12,9	13,1	14,0
2029	13,2	12,8	13,7	13,4	15,3	14,9
2030	13,2	13,3	13,9	14,0	15,8	15,9
2031	13,5	13,7	14,5	14,6	17,1	17,3
2032	14,1	14,3	15,2	15,4	18,5	18,7
2033	14,0	14,6	15,2	15,9	19,4	20,0
2034	14,2	15,1	15,5	16,4	20,2	21,3
2035	15,9	15,5	17,2	16,8	23,3	22,7
2036	15,5	15,7	17,0	17,2	23,3	23,5
2037	15,9	16,0	17,4	17,6	24,1	24,3
2038	16,3	16,4	17,8	18,1	25,0	25,2
2039	16,1	16,8	17,8	18,5	25,4	26,0
2040	17,7	17,2	19,4	19,0	27,5	26,9
2041	17,6	17,7	19,2	19,5	28,0	28,2
2042	18,2	18,4	20,0	20,2	29,3	29,6
2043	19,0	19,2	21,0	21,1	30,7	31,0
2044	19,8	19,9	22,1	21,9	31,7	32,3
2045	20,2	20,7	22,5	22,7	32,0	33,7

Para la desagregación de la demanda mensual a demanda horaria, se utilizaron como base las curvas horarias contenidas en la Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027, las cuales representan la distribución típica de consumo a lo largo del día para cada tipo de uso final. En particular, se incorporaron perfiles específicos para los nuevos consumos asociados a electromovilidad, calefacción eléctrica, hidrógeno verde y amoníaco verde. Esta incorporación permite representar la evolución esperada en la dinámica horaria de la demanda del SEN, capturando las variaciones que introducen estos consumos en la forma de la curva a medida que adquieren mayor relevancia en el largo plazo.

En las figuras siguientes se presentan los perfiles horarios representativos de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para los años 2025, 2035 y 2045, considerando los escenarios Bajo, Medio y Alto. Estas curvas permiten observar la evolución de la demanda horaria a lo largo del tiempo, incorporando el efecto de nuevos consumos como la electromovilidad, la calefacción eléctrica y la producción de hidrógeno y amoníaco verde, cuya participación se incrementa progresivamente en el horizonte de análisis. La caracterización de estos perfiles resulta necesaria para comprender cómo la incorporación de nuevos usos eléctricos influirá en la dinámica horaria del sistema y en los requerimientos futuros de generación, transmisión y almacenamiento.

En la Figura 5-14 se observa que, para el año 2025, la demanda horaria del SEN mantiene la estructura tradicional del sistema, dominada por el consumo base y con una participación aún limitada de nuevos usos eléctricos. Los aportes de electromovilidad y calefacción eléctrica son incipientes y no generan cambios relevantes en la forma diaria de la curva, la cual conserva los patrones característicos de la demanda residencial e industrial. Las diferencias entre escenarios son mínimas, lo que refleja que los consumos emergentes tienen todavía una participación acotada dentro del total sistémico.

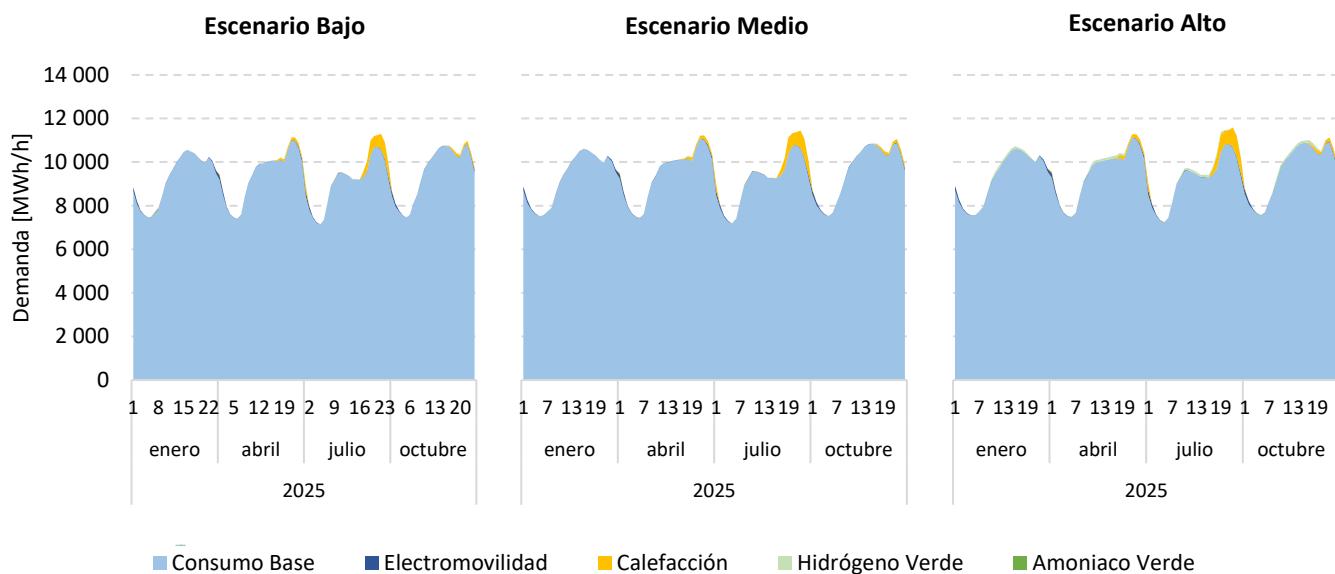


Figura 5-14. Demanda horaria para cuatro meses representativos del año 2025 para los escenarios Bajo, Medio y Alto.

Por su parte, la Figura 5-15 muestra una intensificación gradual de los consumos emergentes hacia 2035, especialmente en los escenarios Medio y Alto, donde la electromovilidad, la calefacción eléctrica y la producción de hidrógeno verde comienzan a incidir en la forma de la curva horaria. Estos consumos incrementan la demanda en horas diurnas y vespertinas, elevando la carga base y reduciendo ligeramente la estacionalidad del sistema. En el escenario Alto, la incorporación de los consumos industriales asociados al hidrógeno y amoníaco verde contribuye a un aumento sostenido de la demanda total, reflejando una evolución progresiva hacia un perfil de consumo más diversificado en el SEN.

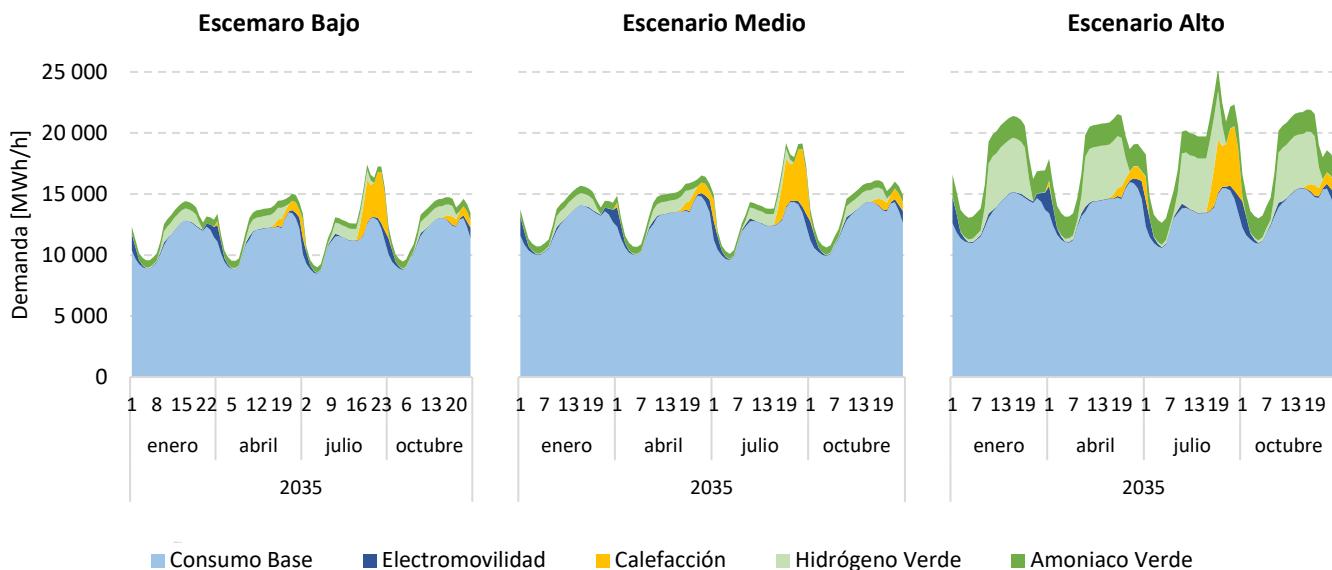


Figura 5-15. Demanda horaria para cuatro meses representativos del año 2035 para los escenarios Bajo, Medio y Alto.

Según lo mostrado en la Figura 5-16, hacia el año 2045 la demanda horaria del SEN presenta una estructura más compleja, con mayores niveles de carga sostenida durante el día y una participación relevante de los consumos asociados al hidrógeno verde y amoníaco verde. En paralelo, la expansión de la electromovilidad y la calefacción eléctrica incrementa la demanda residencial en los períodos de mayor consumo, generando variaciones horarias más marcadas respecto de los años anteriores. Este comportamiento refleja una evolución natural del sistema hacia un perfil de demanda más dinámico, que requerirá una mayor capacidad de respuesta y flexibilidad operativa en el largo plazo.

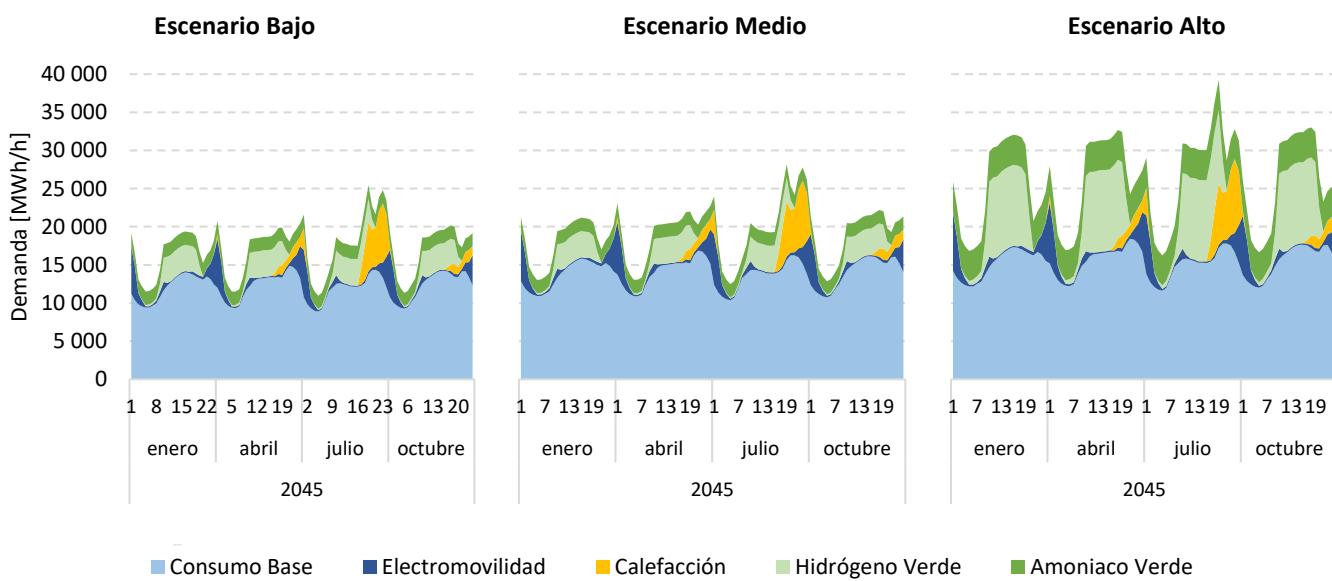


Figura 5-16. Demanda horaria para cuatro meses representativos del año 2045 para los escenarios Bajo, Medio y Alto.

6. CONCLUSIONES

En relación con la aplicación de encuestas a clientes libres y empresas propietarias de subestaciones primarias de distribución, se observa una tasa de respuesta que alcanza un 48% en el caso de los clientes industriales, los cuales representan aproximadamente el 78% de la demanda de clientes libres en transmisión. En el caso de los clientes zonales, la tasa de respuesta alcanzó un 61%, correspondiente al 92% de la demanda de clientes regulados y libres conectados en distribución.

Los resultados obtenidos de las proyecciones de demanda eléctrica, tanto por los enfoques Top-Down (modelo econométrico) como Bottom-Up (encuestas), indican un crecimiento estimado entre 4,8% y 6,5% para 2025, en los escenarios Bajo y Alto, respectivamente. Este incremento se asocia principalmente a la entrada en operación de plantas desaladoras, el aumento de consumos industriales y la expansión de proyectos mineros en la zona norte del país.

Se proyecta que, durante el resto de la década, las tasas de crecimiento anual se mantengan en torno al 2% – 3% en el Escenario Bajo y entre 4% – 6% en el Escenario Alto. En las décadas siguientes, la incorporación de nuevos proyectos mineros, plantas desaladoras, datacenter y el desarrollo de la industria del hidrógeno verde (H2V) podrían generar incrementos adicionales en el consumo energético, por lo que será relevante dar seguimiento al nivel de avance real de esta industria respecto de sus proyecciones.

En particular, se observa una tendencia sostenida de alto crecimiento en la demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el largo plazo, impulsada principalmente por el desarrollo de la industria del H2V y la expansión de grandes proyectos mineros, tales como Codelco, Quebrada Blanca (Teck), Collahuasi, Anglo American, Escondida (BHP) y El Abra (Freeport-McMoRan), entre otros. Asimismo, la creciente incorporación de plantas desaladoras, especialmente en regiones como Antofagasta, junto con el desarrollo de datacenter e infraestructura ferroviaria y portuaria, contribuye significativamente al aumento de la demanda eléctrica, consolidando una tendencia ascendente hacia el final del período de proyección.

Con respecto a la demanda de electromovilidad en el SEN, se analizó el efecto de la incorporación de buses eléctricos en el transporte público y de vehículos particulares eléctricos. Hacia 2045, se proyecta un consumo adicional de entre 9,4 y 11,7 TWh, de los cuales 2,4 a 2,9 TWh corresponden a buses eléctricos y 7,0 a 8,8 TWh a automóviles particulares. Este incremento refleja el impacto relevante que la masificación de la electromovilidad tendrá en el SEN, tanto en el transporte público como en el uso privado.

En cuanto a la demanda eléctrica para calefacción residencial, se estima un aumento de entre 5,8 y 7,2 TWh hacia 2045. Este incremento es más pronunciado en las regiones que tradicionalmente utilizan biomasa, leña, gas licuado, gas natural y kerosene para calefacción, es decir, desde la Región de Valparaíso hacia el sur.

En el caso del hidrógeno verde (H2V), se proyecta un aumento significativo de la demanda eléctrica, particularmente en la Región de Antofagasta. Hacia 2045, bajo el Escenario Alto, se estima que la demanda asociada al H2V en la Zona Norte Grande podría triplicar los consumos actuales. Este incremento implicará la necesidad de reconfigurar la infraestructura de transmisión en la zona, con el fin de adaptarla a las nuevas exigencias y patrones de consumo derivados del desarrollo de esta industria.

A diferencia del ejercicio de proyección anterior, la demanda eléctrica asociada al H2V aumentó de 11,6 a 29,1 TWh en el escenario de Recuperación Lenta, y de 43,3 a 76,6 TWh en el escenario de Carbono Neutralidad. Estas

cifras provienen de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027, en su versión definitiva, la cual entrega las proyecciones de demanda eléctrica on-grid, tanto para la producción de hidrógeno destinada al consumo interno como para la exportación.

En consideración al aumento proyectado de la demanda eléctrica, impulsado principalmente por sectores como la minería, la desalinización, la electromovilidad y el hidrógeno verde (H2V), resulta fundamental que el país avance en la expansión y fortalecimiento de su infraestructura eléctrica, en coherencia con la transición energética hacia una matriz 100% renovable.

Finalmente, en el marco de la mejora continua del proceso de proyección de demanda de largo plazo, el Coordinador se encuentra implementando una serie de iniciativas que se verán reflejadas en los próximos ejercicios, entre las cuales destacan:

- **Desarrollo de la Plataforma de Proyección de Demanda de Largo Plazo (PDLP):** desarrollada durante 2025 y que será puesta en marcha durante el proceso 2026. Esta herramienta facilitará la recolección y el análisis de información sobre consumos eléctricos proyectados informados por las empresas mediante encuestas, integrando estos antecedentes con el modelo econométrico del Coordinador para generar las proyecciones de demanda del SEN, cuyos resultados se desplegarán en un nuevo dashboard en el sitio web del Coordinador.
- **Actualización del modelo econométrico:** durante el segundo semestre de 2025, el Coordinador se encuentra implementando una actualización del modelo econométrico, incorporando la última información histórica disponible y ajustando los modelos de proyección asociados a electromovilidad, generación distribuida y electrificación de consumos. Adicionalmente, se está desarrollando un modelo de inteligencia artificial (IA) basado en Random Forest, con el propósito de complementar al modelo econométrico mediante la predicción de errores y la captura de no linealidades que este, por su naturaleza lineal, no logra representar.

7. ANEXOS

7.1 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA DE LARGO PLAZO

La metodología utilizada para la proyección de la demanda eléctrica del SEN para el periodo 2025-2045 considera un enfoque combinado “Top-Down” y “Bottom-Up”, que permite obtener proyecciones mensuales de demanda para clientes regulados, libres de distribución y libres. A continuación, se describen en detalle las etapas del proceso.

7.1.1 CLASIFICACIÓN DE CLIENTES

Considerando que los clientes del SEN tienen un comportamiento que se encuentra definido por la actividad productiva que se desarrolla en cada región y comuna, se separa el análisis de proyecciones de demanda por los siguientes tipos de cliente:

- **Clientes Regulados y Libres de Distribución:** Compuesto por clientes residenciales y clientes del sector industrial que se encuentran sujetos a regulación de precios. Además, incluye a aquellos clientes que han optado a contrato libre en zonas de distribución.
- **Clientes Libres de Cobre:** Compuesto por empresas e industrias de la gran minería del cobre, no sujetas a regulación de precios.
- **Clientes Libres Otros Sectores:** Compuesto por empresas e industrias de diferentes sectores productivos no sujetas a regulación de precios, caracterizados en distintas industrias como la celulosa, hierro, acero, cemento, marítimo, etc.

7.1.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA “TOP-DOWN”

La proyección “Top-Down” se construye por medio de la aplicación de un modelo econométrico que utiliza como variables de entrada las proyecciones económicas del IMACEC, población, vivienda, producción esperada por rubro económico, entre otros y como salida entrega la proyección de demanda mensual para cada una de las barras del SEN, diferenciando aquellas pertenecientes a clientes libres y aquellos en zona de distribución (regulados y libres de distribución).

Esta proyección se utiliza para contrastar las proyecciones de demanda por barra obtenidas de la aplicación de encuestas. Además, permite obtener la demanda de clientes libres a los cuales no se aplica la encuesta, puesto que estos corresponden a un gran número de clientes de menor tamaño desagregados en las distintas regiones y barras del SEN, y de aquellos clientes libres y regulados que no hayan respondido la encuesta aplicada anualmente por el Coordinador.

En la siguiente figura se presenta el diagrama de flujo con las variables de entrada y sus fuentes de información, y las salidas correspondientes del modelo.

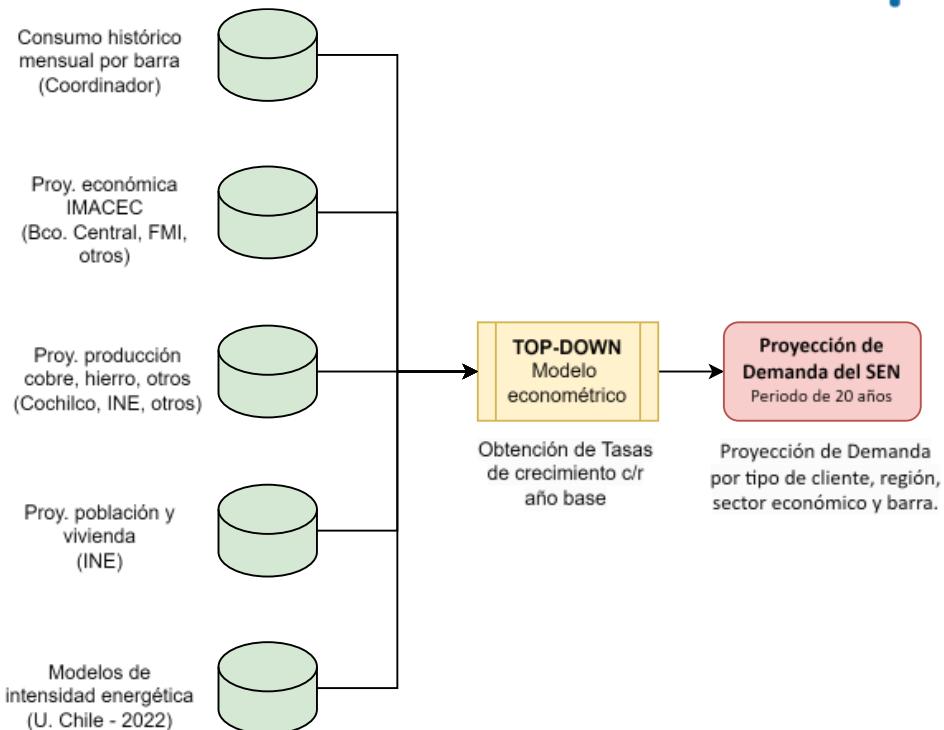


Figura 7-1. Diagrama de proyección de demanda “Top-Down” (modelo econométrico).

7.1.3 PROYECCIÓN DE DEMANDA “BOTTOM-UP”

La proyección “Bottom-Up” se obtiene por medio de la aplicación anual de encuestas a grandes clientes industriales y zonales, por lo que considera directamente la proyección de estas empresas para el conjunto de instalaciones del SEN.

En la encuesta de clientes industriales, se les solicita a las empresas que envíen sus proyecciones de energía y potencia con resolución mensual para cada una de las barras donde efectúan retiros, indicando si la información enviada corresponde a instalaciones existentes y/o nuevos proyectos. La información recibida se valida internamente, revisando las encuestas aplicadas en años previos, considerando además sus consumos históricos por barra y perfil de demanda interanual. En algunos casos, se realizan reuniones con las principales empresas que tienen grandes proyectos de consumo, para conocer en mayor detalle los antecedentes de sus proyectos, así como el grado de avance y planificación de estos. En aquellos casos donde se detectan variaciones importantes, se realizan consultas respectivas y se realizan los ajustes. La información obtenida se envía posteriormente a la CNE, para dar respuesta a sus requerimientos anuales, resguardando la confidencialidad de la información de aquellos clientes que lo solicitan de manera explícita.

En la encuesta de clientes zonales, se les solicita a las empresas el envío de las proyecciones de energía y potencia máxima anual para cada uno de sus transformadores zonales existentes y proyectados (Obras en Decretos). Además, se le pide informar los traspasos de carga previstos entre los transformadores de una misma subestación o entre subestaciones, con el objetivo de determinar posibles incrementos o reducciones de carga de los

transformadores zonales en el horizonte de evaluación. Adicional a lo anterior, se solicita las proyecciones de consumos de proyectos de electromovilidad y las subestaciones/transformadores que abastecerán estos consumos. La información recibida de las empresas se revisa y valida, solicitando en algunos casos la actualización de la información en caso de ser requerido.

Con la información obtenida de la aplicación de las encuestas de clientes libres y regulados, y con los ajustes realizados en casos de detectar desviaciones, se obtiene la proyección de demanda para este conjunto de clientes en el horizonte de evaluación.

A continuación, se presenta el diagrama de bloques de la proyección de demanda Top-Down del SEN, donde se separan las actividades correspondientes a la aplicación de la encuesta de clientes libres y regulados. Con los resultados obtenidos bajo esta metodología y con los ajustes realizados en caso de ser necesario, se obtiene la proyección de demanda para el conjunto de clientes libres y regulados, por región, tipo de cliente y barra de consumo, en el horizonte de evaluación de 20 años.

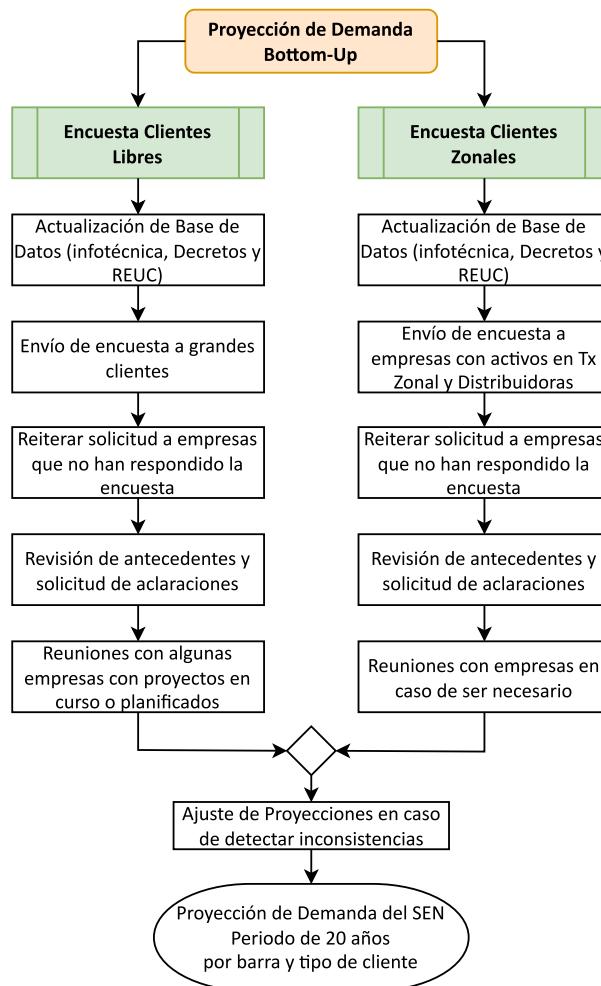


Figura 7-2. Diagrama de Flujo proyección de demanda “Bottom-Up”.

7.1.4 INTEGRACIÓN DE PROYECCIÓN DE DEMANDA “TOP DOWN” Y “BOTTOM-UP”

Posteriormente, con motivo de hacer coincidir ambas proyecciones para obtener la demanda definitiva del SEN, se trabaja sobre la proyección Bottom-Up, revisando las tasas de crecimiento informadas por las empresas en las diferentes barras del SEN y aplicando ajustes en caso de ser necesario. Como resultado de esta etapa, se espera que las tasas de crecimiento mantengan un crecimiento tendencial en las barras donde no existen nuevos proyectos informados, mientras que en los casos donde existen nuevos proyectos se espera que el crecimiento de demanda sea gradual y consistente con los tiempos de puesta en servicio y toma de carga de las diferentes industrias.

En general, la integración de ambas proyecciones de demanda tiene suma relevancia, puesto que, en el proceso de aplicación de encuestas a la industria, históricamente se ha visto que los grandes clientes tienden a sobreestimar sus demandas y adelantar la puesta en servicio de sus proyectos, resultando demandas abultadas que sobrepasan las estimaciones de la proyección Top-Down.

No obstante, se destaca la relevancia de la aplicación anual de las encuestas a clientes industriales y zonales, ya que sus resultados reflejan de manera representativa el comportamiento esperado de los consumos eléctricos en el largo plazo. Estas encuestas consideran tanto los consumos actuales como los proyectados, siendo el corto y mediano plazo determinantes para la planificación de los sistemas de transmisión.

7.1.5 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE ELECTROMOVILIDAD

En esta sección se proyecta la demanda de energía eléctrica asociada a la electromovilidad, considerando tanto vehículos particulares como la flota de buses de transporte público urbano, en el horizonte temporal desde el año 2025 hasta el 2045.

Para realizar la proyección, se sigue un enfoque metodológico estructurado en los siguientes pasos⁹:

1. **Análisis del Crecimiento Vehicular:** Se examina el crecimiento real del parque automotriz y de la flota de buses, lo que permite estimar la penetración futura de los vehículos eléctricos¹⁰.
2. **Tasas de Reemplazo:**
 - a) Se establecen tres escenarios – bajo, medio y alto - para la sustitución de vehículos de combustión por eléctricos. En el escenario alto, se prevé alcanzar una tasa de reemplazo del 100% para el año 2035, mientras que los escenarios Medio y Bajo suponen retardos progresivos en su adopción, alcanzando el 100 % de reemplazo en 2037 y 2039, respectivamente. (Ministerio de Energía, Nueva Estrategia de Electromovilidad, 2021).
 - b) De manera similar, para los buses de transporte público, se establecen escenarios referenciales con tasas de reemplazo del 50%, 55% y 61% para el año 2045 en los escenarios Bajo, Medio y Alto,

⁹ Mayores detalles de la metodología de proyección y supuestos se presentan en el informe de Proyección de Demanda 2020-2040 <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/12/AP%C3%89NDICE-II-Previs%C3%B3n-de-Demanda-y-Electromovilidad-2020-2040.pdf>

¹⁰ Para el parque de vehículos livianos y medianos se realizó una proyección de ventas anual, considerando tasas de crecimiento según el incremento promedio de ventas de los últimos 5 años informados por ANAC en sus reportes mensuales del mercado automotriz.

respectivamente, con el objetivo de lograr un 100% de transporte público urbano eléctrico para el año 2050 (Ministerio de Energía, Estrategia Nacional de Electromovilidad, 2017).

Estas tasas se aplican para proyectar la cantidad de vehículos y buses eléctricos desde 2025 hasta 2045, por escenario.

3. **Determinación del Consumo de Energía por Alimentador:** Se distribuye el consumo de energía proporcionalmente a la capacidad de los alimentadores. Se considera el rendimiento de los vehículos y buses eléctricos (0,1 kWh/km para vehículos y 1,0 kWh/km para buses) y la estimación de kilómetros recorridos por año (20.000 para vehículos y 58.106 para buses. Este último, según información proporcionada por el Directorio de Transporte Público Metropolitano (DTPM)).

7.1.6 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE MODELOS DE USO FINAL

Las proyecciones de demanda de energía deben considerar la inclusión de nuevos requerimientos energéticos que podrían afectar la proyección de demanda, tales como la electrificación de consumos residencial (por ejemplo, aumento de la calefacción eléctrica, uso de aire acondicionado, etc.), electromovilidad pública y privada, eficiencia energética, producción de hidrógeno, etc. Estas proyecciones se realizarán utilizando un modelo de uso final, las cuales se presentan en la siguiente figura:



Figura 7-3. Diagrama de modelo de uso final.

La propuesta metodológica permite caracterizar la demanda energética considerando todos los energéticos y los usos finales más representativos: calefacción, agua caliente sanitaria, cocción, artefactos eléctricos. De esta forma, es factible caracterizar el aumento de demanda eléctrica producto de la electrificación de los sistemas de calefacción, el reemplazo de leña que se espera en la zona centro-sur del país, la electrificación de los sistemas de agua caliente sanitaria, la electrificación de los sistemas de cocción, aumento de la demanda eléctrica por uso de aire acondicionado, etc.

A partir del crecimiento del número de viviendas, la caracterización del consumo energético de las viviendas y sus usos finales (calefacción, agua caliente sanitaria, artefactos eléctricos, etc.), es posible realizar proyecciones de demanda de energía anual para cada comuna utilizando la siguiente expresión:

$$E_{r,c,v,u,e,t} = N_{r,c,v,t} \cdot I_{r,v,u,e,t} \cdot A_{r,v,u,t} \cdot P_{r,v,u,e,t} \quad (1)$$

Donde:

$E_{r,c,v,u,e,t}$: Energía consumida en región r, comuna c, tipo de vivienda v (casa o departamento), uso final u, energético e y año t.
$N_{r,c,v,t}$: Cantidad de viviendas según región r, comuna c, tipo de vivienda v y año t.
$I_{r,v,u,e,t}$: Intensidad energética de cada uso final u (expresado en kWh/vivienda) según región r, tipo de vivienda v, energético e y año t.
$A_{r,v,u,t}$: Acceso a uso final u, para cada región r, tipo de vivienda v y año t.
$P_{r,v,u,e,t}$: Participación de cada energético e, en uso final u, según región r, tipo de vivienda v y año t.

La metodología general considera información desagregada a nivel temporal (año y mes), espacial (región, comuna y barra) y de energía (uso final y energéticos).

En este trabajo en particular, se utilizó la base de datos del sector residencial de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) periodo 2018-2022, para los cálculos energéticos y valores de referencia. Para las intensidades y participación de cada energético en los distintos usos finales, y el nivel de acceso de las viviendas, se utiliza la información del estudio de usos de energía de los hogares de Chile (Corporación de Desarrollo Tecnológico, 2018). Luego, para actualizar y calibrar la información con los últimos resultados oficiales, se ponderaron los valores de intensidad hasta lograr los mismos consumos por energético y región, que lo expuesto en los Balances Regionales de Energía (BNE), entre los años 2017 y 2020.

Luego, las intensidades energéticas posteriores corresponden al promedio de las intensidades en el mismo periodo, como supuesto del incremento de demanda solo por cambios en la participación de energéticos, acceso a los usos finales y crecimiento en el número de viviendas.

La proyección del número de vivienda se realiza en función del crecimiento de la población comunal o regional y estimaciones de número de personas por vivienda (lo cual se basa en estadísticas nacionales e internacionales).

De la ecuación anterior, es posible obtener los valores de energía mensual m y por barra b, ponderando por factores de distribución temporal y espacial.

$$E_{r,c,b,u,e,t,m} = E_{u,e,t} \cdot d_m [\%] \cdot d_b [\%] \quad (2)$$

La desagregación de la demanda anual en meses responde al comportamiento de cada uso final: calefacción se distribuye en los meses de invierno, aire acondicionado en los meses de mayor calor y frío. Para los usos de Cocción, ACS y otros eléctricos, se supone una distribución homogénea para todos los meses.

La desagregación espacial de la demanda comunal a barras responde a la capacidad de los alimentadores de cada comuna. Es decir, la demanda se distribuye en forma proporcional a la capacidad de los alimentadores. Si una comuna no dispone de alimentadores o subestaciones, se asigna la demanda de esa comuna a los alimentadores de la comuna más cercana.

7.1.7 METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE DEMANDA MÁXIMA HORARIA

La demanda máxima del SEN se obtiene a partir de la proyección energética previamente explicada, y se utiliza en los softwares PLP y PLEXOS disponibles para el Coordinador.

Para el **software PLP**, se construye primero un perfil horario de demanda por barra, utilizando las medidas de transferencia de energía calculadas por el Coordinador¹¹. Este perfil considera cuatro días tipo: lunes, martes a viernes, sábado y domingo. A partir de estos perfiles, se generan los perfiles horarios anuales que se emplearán en el horizonte de estudio de 23 años. La energía proyectada para cada mes se ajusta al valor de la demanda proyectada mediante 10 bloques mensuales, aplicando un algoritmo de minimización del error cuadrático medio y utilizando curvas de duración a través del método K-means.

El tratamiento en el **software PLEXOS** es similar, aunque aquí se utiliza un día tipo mes correspondiente al día de máxima demanda sistémica para generar los perfiles horarios. En este caso, la potencia puede ajustarse independientemente de la proyección de energía, con el objetivo de mejorar la modelación de la potencia punta. Para ello, se considera la demanda energética base sistémica mensual y se compara con la proyección. Si la proyección indica un corte de la potencia punta, esta se ignora o se ajusta a un nivel de tolerancia definido.

A continuación, en la Figura 7-4 se presenta el diagrama de flujo que resume los pasos seguidos para obtener la demanda máxima del SEN.

¹¹ La información se puede obtener desde el siguiente enlace: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/>

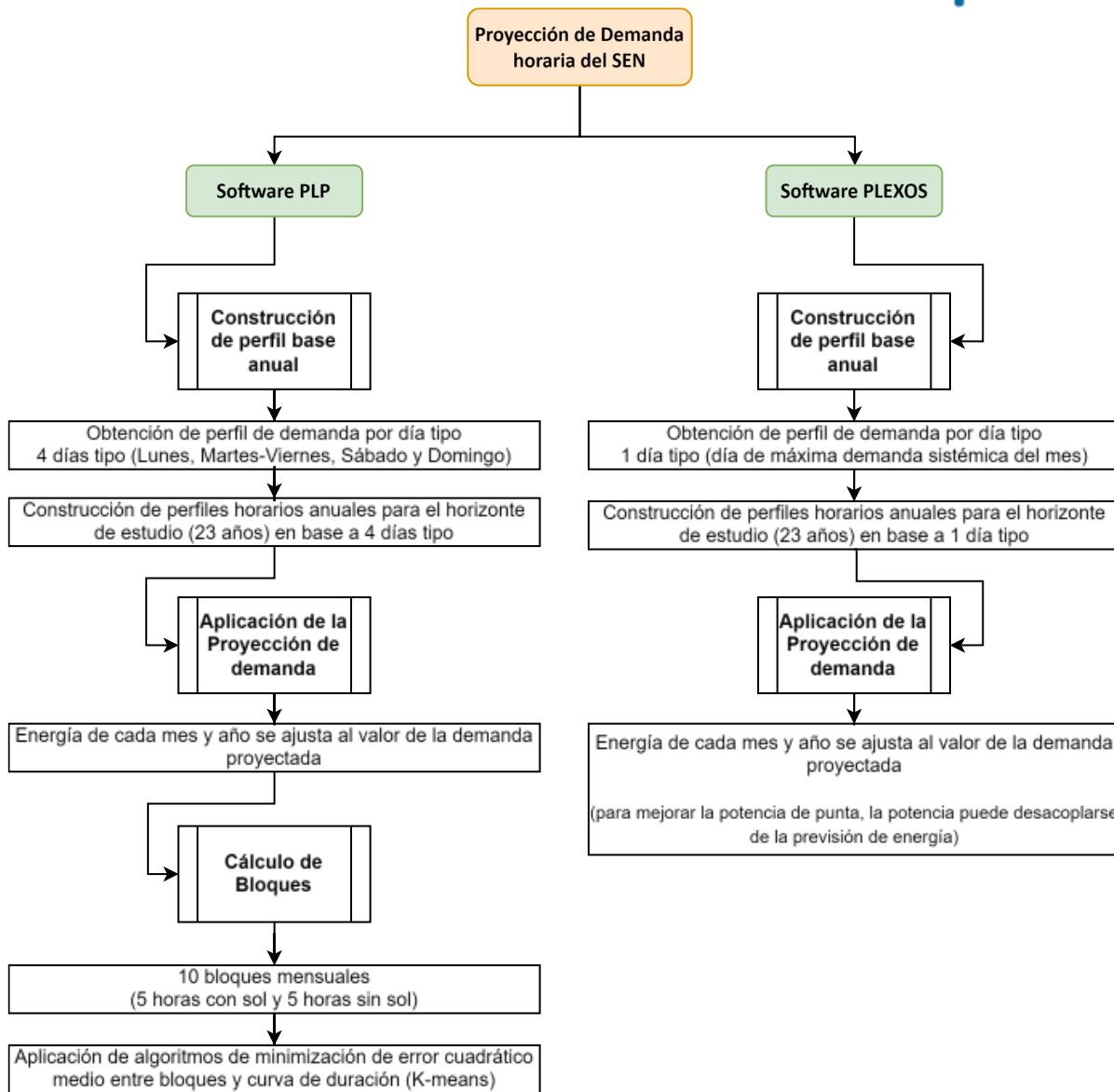


Figura 7-4. Diagrama del modelo de demanda máxima horaria para PLP y PLEXOS.

Adicionalmente, para asegurar que las proyecciones generadas por los modelos PLP y PLEXOS no presenten diferencias significativas en las demandas punta sistémicas resultantes, se calculan las diferencias a través de curvas horarias. Cuando estas diferencias superan las tolerancias definidas, se realizan ajustes mensuales para mantener la coherencia entre ambos modelos.