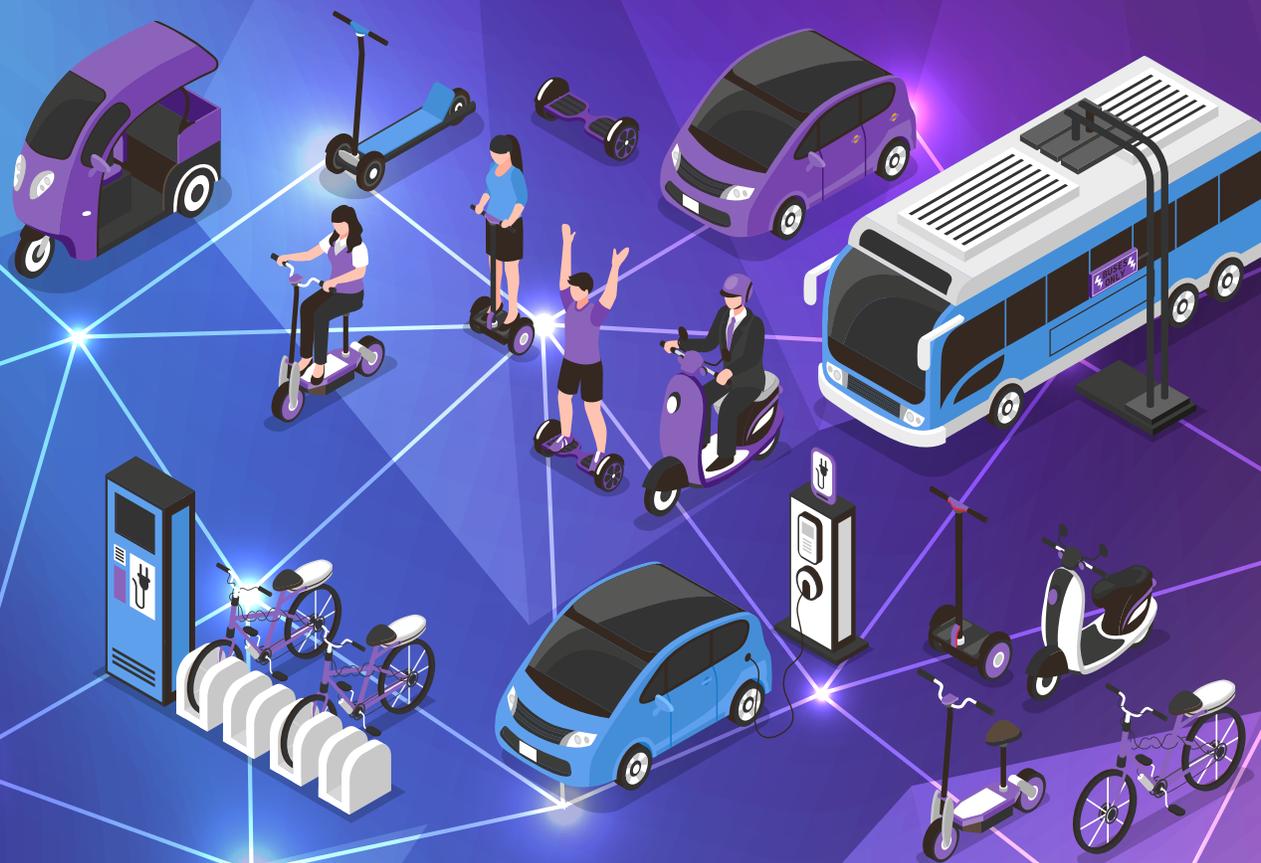


# Electromovilidad y su aporte a la flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional: Próximos pasos



## Agencia de Sostenibilidad Energética

### "Electromovilidad y su aporte a la flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional: Próximos pasos"

Ha sido desarrollado por: IESD y Plataforma Pública con la revisión de la Agencia de Sostenibilidad Energética y del Ministerio de Energía.

#### **Autores:**

Iván Saavedra Dote, IESD

Ximena Oviedo Carrasco, IESD

Fernando Dazarola Leichtle, IESD

Felipe Feijoo Palacios, IESD

Nicolás Bustos Bustos, IESD

Cristián Letelier Gálvez, Plataforma Pública

Karina Véliz Rojas, Plataforma Pública

Valentina Villegas Rivera, Plataforma Pública

#### **Revisión y edición:**

Yanina Inostroza Medina, Agencia de Sostenibilidad Energética

Diland Castro Castro, Agencia de Sostenibilidad Energética

#### **Diseño gráfico:**

Tamara Osses

Derechos reservados prohibida su reproducción.

Agosto, 2024.





Glosario

**1.** Resumen ejecutivo

**2.** Introducción

**3.** Desarrollo del estudio

**3.1** Revisión de experiencias internacionales y nacionales

**3.2** Cuantificación de impactos técnicos y económicos de la electromovilidad en el sistema eléctrico chileno

**3.2.1** Consideraciones metodológicas

**3.2.2** Segmento de Generación

**3.2.3** Segmento de Distribución

**3.2.4** Segmento de Transmisión

**3.3** Procesos participativos

**4.** Conclusiones y recomendaciones

**5.** Pasos necesarios para habilitar la flexibilidad de la Electromovilidad en el sistema eléctrico chileno

**6.** Bibliografía

## Glosario

- **Carga Inteligente o Smart charging:** Sistema de carga mediante el cual los vehículos eléctricos se pueden comunicar con la red eléctrica, por lo cual se puede monitorear, gestionar y restringir el uso de los dispositivos de carga para el consumo de energía. En el estudio cuyos resultados se consignan en el presente documento, se asume que los vehículos siguen un patrón de demanda correlacionado con el nivel de generación de energía renovable (solar) para así reducir el vertimiento de energía.
- **Carga No Inteligente o Dumb Charging:** Sistema de carga que no es gestionada, cuyo único objetivo es satisfacer la demanda.
- **Comisión (CNE):** Comisión Nacional de Energía.
- **Coordinador (CEN):** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- **CSP:** Concentración Solar de Potencia.
- **Distribución (Dx):** Conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro o permitir inyecciones a Clientes o Usuarios que se conecten, directa o indirectamente, a las instalaciones de una Empresa Distribuidora. La tensión nominal del sistema deberá ser igual o inferior a 23 kV.
- **Electromovilidad (EM):** Sistemas de impulso o tracción que utilizan energía eléctrica aplicados a distintos medios de transporte.
- **Generación (Gx):** Sector que tiene como función la producción de la energía eléctrica a través de distintas tecnologías, tales como la hidroeléctrica, termoeléctrica, eólica, solar, entre otras.
- **Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE):** Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.
- **Patrón de carga:** Distribución o comportamiento de la carga en cada periodo de tiempo.
- **PELP:** Planificación Energética de Largo Plazo.
- **Puntos de carga:** Puntos donde se efectúa la carga de vehículos eléctricos u otro medio de electromovilidad.
- **Sistema Eléctrico Nacional (SEN):** Sistema eléctrico interconectado de Chile que abarca territorialmente desde la región de Arica y Parinacota por el Norte, hasta la región de los Lagos por el Sur.
- **Superintendencia (SEC):** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- **Tarifas dinámicas (ToU):** Tarifas que entregan señales de precios por intervalos de tiempos.
- **Transmisión (Tx):** Conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de la LGSE.
- **V1G:** Sistema de carga de vehículos eléctricos inteligente unidireccional, mediante el cual se puede gestionar el momento y la velocidad de su carga de energía eléctrica.
- **V2G:** Sistema de carga de vehículos eléctricos mediante el cual la energía almacenada en un vehículo puede ser transferida a la red eléctrica cuando no esté siendo utilizado para el transporte.
- **V2X:** Tecnología que permite la comunicación y transferencia de energía entre vehículos eléctricos y otros dispositivos o infraestructuras.
- **VE:** Vehículos Eléctricos.
- **VPN:** Valor Presente Neto.

# 1. Resumen Ejecutivo

El presente documento da cuenta de los resultados del “Estudio para cuantificar impactos de la Electromovilidad en el Sistema Eléctrico Chileno y el Costo-beneficio de Estrategias de Flexibilidad para Vehículos Eléctricos”, elaborado por IESD y Plataforma Pública, bajo la supervisión técnica de la Agencia de Sostenibilidad Energética y del Ministerio de Energía.

El objetivo general del estudio era generar información que apoye la toma de decisiones en la utilización de vehículos eléctricos como recursos energéticos distribuidos y beneficiar así al sistema eléctrico chileno. Con tal propósito, se definieron como objetivos específicos, cuantificar los impactos económicos de la penetración de la electromovilidad en el sistema ante distintos escenarios y el costo-beneficio de distintas estrategias de flexibilidad con dichos vehículos, para lo cual se desarrollaron las actividades que a continuación se señalan.

## Metodología

En primer lugar, se efectuó una revisión de la literatura nacional e internacional en la materia, se analizó el marco regulatorio asociado al sistema eléctrico nacional y los recursos energéticos distribuidos, y se realizó un levantamiento cualitativo que consideró la realización de entrevistas y talleres. A partir de lo anterior, se identificó que se utilizan principalmente dos modelos para evaluar y cuantificar los beneficios de la electromovilidad: uno de simulación de la operación a nivel sistémico energético y otros de despachos de energía.

Así, para cuantificar el impacto de la electromovilidad en el sistema eléctrico nacional se utilizaron distintas herramientas, principalmente el modelo EnergyPLAN y modelos de optimización, los cuales fueron calibrados usando diversas fuentes de información. En estas herramientas se modeló el impacto de la electromovilidad bajo tres modos de carga: dumb charging, smart charging y V2G, para los años 2035 y 2040.

Por otro lado, tanto para validar la metodología, como los resultados obtenidos y para la identificación de los pasos necesarios para habilitar la flexibilidad de la electromovilidad en Chile, se empleó una estrategia participativa con distintos actores principalmente del sector eléctrico y de transportes, mediante el uso de entrevistas y talleres participativos que acompañaron todo el desarrollo del estudio.

## Resultados

El estudio concluye que la electromovilidad puede aportar significativamente a la flexibilidad del sistema eléctrico chileno si se gestionan adecuadamente las demandas de carga de los vehículos eléctricos.

Los resultados para el **segmento de Generación** demuestran que con el modo smart charging se observa una reducción significativa de los costos de operación respecto del modo dumb charging, llegando a reducir el costo de operación en términos promedio entre un 11% y 15% para 2035 y 2040, respectivamente. Una mejora aún mayor se observa al modelar y analizar los resultados en términos comparativos con el modo V2G, que mejora la integración de recursos renovables, especialmente la energía solar, al utilizar las baterías de los vehículos para almacenar electricidad durante horas de exceso de generación y despacharla cuando la disponibilidad renovable disminuye. Esto reduce la necesidad del aporte de flexibilidad desde las plantas de generación en base a combustibles fósiles; este modo de carga genera ahorros significativos llegando a reducciones del costo de operación, en términos promedio, entre un 20% y 26% para 2035 y 2040, respectivamente.

Al analizar el **segmento de Distribución** los resultados demuestran que al comparar el modo *smart charging* respecto de dumb charging se produce un aumento de los requerimientos de inversión del orden del 20%, debido a que se ve un aumento de la demanda máxima del sistema de distribución por la coincidencia de la demanda de vehículos eléctricos con la demanda máxima típica de distribución. En comparación, el modo V2G permite reducir los requerimientos de inversión en un 40% respecto al caso base y desplazar dicha inversión en el tiempo entre 3 a 4 años.

En el **segmento de Transmisión** no hay beneficios claros, pero existen requerimientos de inversión en transmisión que podrían ser entre un 7% y 9% más altos para la habilitación de carga inteligente respecto de la carga no inteligente; aunque contribuye a reducir el vertimiento de recursos renovables, su mayor aporte se ve en la reducción del costo de operación. Por otro lado, el escenario V2G no requiere una mayor inversión en transmisión que lo observado para el caso smart charging considerando entonces dicho valor como el valor referencial para este escenario.

Finalmente, ambos modos de carga analizados, alternativos a *dumb charging*, presentan ahorros operacionales anuales que superan los costos de degradación de las baterías y las inversiones necesarias en distribución y transmisión. Para 2035, los ahorros operacionales se estiman entre 1.000 y 1.700 millones de USD y para 2040 entre 600 y 1.100 millones de USD.

## Pasos necesarios para habilitar la flexibilidad de la Electromovilidad en el Sistema Eléctrico chileno

Por último, se presenta una propuesta de agenda con metas y acciones concretas para habilitar el aporte de la flexibilidad de la electromovilidad en el sistema eléctrico chileno. Estas metas y acciones resultan de un proceso participativo que enfatiza la necesidad de establecer un entorno regulatorio favorable. Este entorno debe generar incentivos y condiciones propicias para desarrollar un mercado donde la electromovilidad pueda proveer servicios como un medio energético distribuido. Las instituciones estatales pertinentes deben planificar, dirigir y ejecutar estas definiciones, colaborando con expertos nacionales e internacionales, actores de la sociedad civil, empresas del mercado eléctrico, gremios y otros, manteniendo la participación ciudadana a lo largo de todo el proceso.

Para alcanzar el objetivo establecido, se han identificado las siguientes metas:

- Desarrollar infraestructura de carga a nivel nacional.
- Implementar medidores inteligentes y una red observable.
- Crear incentivos para los usuarios de electromovilidad, como tarifas dinámicas y compensaciones por servicios a la red.
- Fomentar los centros de carga en lugares de trabajo, aprovechando la energía solar disponible en Chile.
- Establecer el marco normativo y técnico para V1G, V2X y V2G.
- Incorporar nuevos actores como agregadores de demanda y operadores de infraestructura de carga.
- Permitir a las empresas distribuidoras utilizar la flexibilidad de los recursos distribuidos.
- Generar demanda y desarrollo de tecnologías mediante alianzas regionales.
- Informar a la ciudadanía sobre los beneficios de la electromovilidad.

Para este efecto se definieron cinco dimensiones de trabajo: Gobernanza; Diseño de Mercado y Regulación; Infraestructura y Nuevas Tecnologías; Planificación del Sistema y Operación; y Comunicaciones.

Las dimensiones se desglosan en 24 acciones concretas, cada una con objetivos específicos, plazos/frecuencias requeridos, actores involucrados y responsables, tendientes a integrar eficazmente la electromovilidad con el sistema eléctrico.



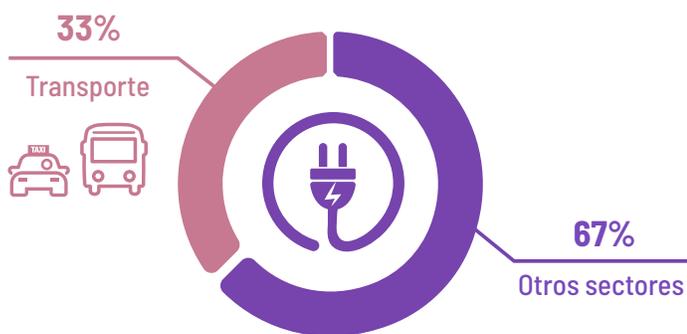
## 2. Introducción

El presente documento es resultado del “Estudio para cuantificar impactos de la Electromovilidad en el Sistema Eléctrico Chileno y el Costo-beneficio de Estrategias de Flexibilidad para Vehículos Eléctricos”, cuyo objetivo general era generar información que apoye la toma de decisiones en la utilización de los vehículos eléctricos como recursos energéticos distribuidos y beneficiar así al sistema eléctrico chileno; en particular, cuantificando los impactos económicos de la penetración de la electromovilidad en el sistema, ante distintos escenarios, y el costo-beneficio de distintas estrategias de flexibilidad para vehículos eléctricos.

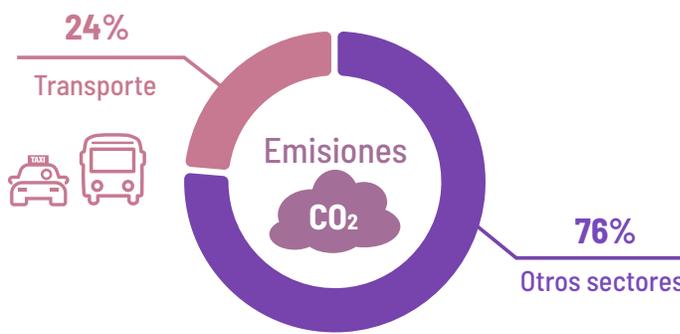
El referido estudio se enmarca en el Proyecto GEF7 Electromovilidad: “Accelerating the adoption of electric mobility in Chile”, el cual es financiado por el Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF), implementado por ONU Ambiente y ejecutado por la Agencia de Sostenibilidad Energética. El Proyecto busca escalar y acelerar la adopción de vehículos eléctricos de bajas emisiones de carbono en las regiones de Chile, apoyando la Estrategia

Nacional de Electromovilidad y constituye una de las prioridades de la Agencia, en línea con su misión de promover, fortalecer y consolidar el uso eficiente y sostenible de la energía, articulando a los actores relevantes, a nivel nacional e internacional, e implementando iniciativas público privadas en los distintos sectores de consumo energético, contribuyendo al desarrollo competitivo y sustentable del país. Asimismo, resulta primordial para el Ministerio de Energía en su esfuerzo por promover el uso eficiente de los recursos energéticos distribuidos.

Chile se ha propuesto alcanzar y mantener la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2050<sup>1</sup> y el sector de transporte es uno de los mayores responsables de dichas emisiones. Por ende, su descarbonización es uno de los objetivos principales en la lucha contra el cambio climático. El contexto nacional chileno se puede apreciar en los siguientes gráficos.



**Gráfico 1:** Consumo de Energía en Chile, sector transporte.  
**Fuente:** Balance Nacional de Energía, Ministerio de Energía 2020.



**Gráfico 2:** Emisiones de gases de efecto invernadero, sector transporte.  
**Fuente:** Inventario Nacional de Emisiones, Ministerio de Medio Ambiente 2020.

Para lograr la reducción de emisiones en el sector de transporte, distintas alternativas han sido discutidas y propuestas en la literatura, desde un uso más eficiente del transporte (por ejemplo “car-sharing”), hasta la transformación de la flota vehicular particular, de carga y de transporte de pasajeros, entre otras, para que usen electricidad como fuente directa o hidrógeno (verde).

En este contexto, la electromovilidad ha comenzado a desarrollarse globalmente, con una penetración importante en países asiáticos, en Estados

Unidos y en Europa.

Por su parte, Chile se ha erigido como país líder de la región, gracias a sus ambiciosas metas y a la promoción de esta tecnología como política de Estado. Sólo el primer semestre de 2024, las inscripciones de vehículos propulsados con tecnologías de cero y bajas emisiones registraron un incremento de 106,4%<sup>2</sup> y se calcula que al año 2035 habría más de 1 millón y medio de vehículos eléctricos<sup>3</sup>.

1. Artículo 1 de la Ley Marco de Cambio Climático (<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286>)

2. <https://www.anac.cl/wp-content/uploads/2024/07/06-ANAC-Informe-Cero-y-Bajas-Emisiones-Junio-2024.pdf>

3. Análisis del potencial de gestión de demanda de vehículos eléctricos para proveer flexibilidad al Sistema Eléctrico Nacional, Universidad de Chile, 2023.

Mediante Resolución Exenta N°8, de febrero de 2022, del Ministerio de Energía, se aprobó la Estrategia Nacional de Electromovilidad<sup>4</sup>, cuyo objetivo es establecer ejes estratégicos, así como medidas y metas específicas que permitan el desarrollo acelerado y sostenible de la electromovilidad en el país. Considera metas ambiciosas, dentro de las cuales se destaca que al año 2035 el 100% de las ventas de vehículos livianos y medianos serán de cero emisiones.

De manera complementaria, la "Hoja de Ruta para el Avance de la Electromovilidad en Chile", presentada en agosto de 2023, contempla acciones concretas al año 2026 para masificar el uso de esta tecnología. En un aspecto

que se vincula estrechamente con el estudio que da origen al presente documento, la hoja de ruta define como uno de sus objetivos "crear una red de carga pública robusta para los vehículos eléctricos, que entregue seguridad a los usuarios para transitar por todo el territorio nacional". En efecto, se dice que "uno de los elementos habilitantes para el despliegue de la electromovilidad es la infraestructura de carga pública, en particular, asegurar una cobertura territorial mínima para disminuir la "ansiedad de rango". A nivel nacional, el 66,4% de cargadores públicos disponibles se encuentran en la Región Metropolitana de Chile, existiendo comunas en distintas regiones de nuestro país que aún no cuentan con esta infraestructura, lo que es un impedimento para la promoción de la movilidad eléctrica<sup>5</sup>.



Desde otra perspectiva, diversos países han iniciado el estudio e implementación de mecanismos que permiten utilizar a los vehículos eléctricos (VE) como medios energéticos distribuidos, posibilitando que la demanda de energía eléctrica asociada a la electromovilidad pueda ser gestionada de manera inteligente, convirtiéndose en un aporte a la estabilidad de los sistemas eléctricos.

En ese contexto, el presente documento da cuenta del trabajo que permitió i) hacer un levantamiento y sistematización de información de distintas fuentes bibliográficas, referidas al estado del arte sobre el uso de la flexibilidad que otorga la EM para los sistemas eléctricos; ii) realizar las modelaciones correspondientes que permitieron estimar los beneficios de dicha flexibilidad en los distintos segmentos del sector eléctrico chileno (generación, transmisión y distribución); y, iii) finalmente, entregar una propuesta de los pasos a seguir en los próximos años para efectos de que la referida flexibilidad pueda materializarse,

lo que requiere -como veremos en el capítulo final del presente documento- una serie de acciones institucionales y regulatorias, entre otras medidas.

Resulta particularmente importante señalar que uno de los objetivos fundamentales del estudio desarrollado, fue la integración de metodologías participativas, con el objeto de definir, con la opinión de diversos actores, los pasos a seguir. Así, el uso de entrevistas y talleres forma parte de una estrategia general de involucramiento participativo con los actores del sistema, tanto del sector público (Ministerios de Energía, de Transportes y Telecomunicaciones, del Medio Ambiente, y de Vivienda y Urbanismo; Comisión Nacional de Energía; Superintendencia de Electricidad y Combustibles; y Coordinador Eléctrico Nacional), como privado (empresas eléctricas de los distintos segmentos, fabricantes de vehículos, desarrolladores de infraestructura de carga, entre otros) y de la academia.

4. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1173033>

5. "Hoja de Ruta para el Avance de la Electromovilidad en Chile", Gobierno de Chile, Ministerio de Energía y Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, 2023, pág. 16.

## 3. Desarrollo del estudio

En el presente capítulo se describe la metodología utilizada en el desarrollo del estudio, los análisis efectuados y sus resultados.

### 3.1

#### Revisión de experiencias internacionales y nacionales

En primer lugar, se identificaron distintas metodologías utilizadas para medir los beneficios e impactos de la electromovilidad. Destacan en este contexto los modelos de simulación y de optimización de flujo, dada su interpretabilidad y funcionalidad.

La literatura ha analizado los desafíos que la electromovilidad genera respecto a la infraestructura asociada a puntos de carga y al aumento de la demanda eléctrica. A su vez, ha sido necesario comprender los beneficios que la movilidad eléctrica genera, adicionales a la reducción de las emisiones desde el sector de transporte; por ejemplo, la flexibilidad que el uso de las baterías de vehículos eléctricos podría entregar al sistema para manejar de mejor manera los *peaks* de demanda y la variabilidad presente en la generación de energía renovable, principalmente eólica y solar (Tirunagari et al., 2022). En este contexto, se presenta a continuación un resumen de la revisión bibliográfica realizada, centrada en las experiencias relacionadas al impacto de la electromovilidad en los sistemas eléctricos, a las estrategias para aprovechar la flexibilidad de los vehículos eléctricos, y las metodologías empleadas para cuantificar el costo-beneficio de las distintas estrategias de flexibilidad, todo lo anterior entendiendo a la electromovilidad como un recurso energético distribuido.

Los autores en (Tirunagari et al., 2022) presentan una revisión crítica de los efectos de la carga no gestionada de vehículos eléctricos y examinan los beneficios de la carga inteligente y la tecnología de V2G a través de estudios de investigación publicados y casos de estudio en contextos reales. Esta revisión concluyó que tanto los casos de estudio reales como los estudios de simulación, evidencian los efectos adversos de la carga no coordinada y los beneficios de la carga inteligente. Específicamente, se determinó que la carga no gestionada incrementa la carga pico, generando altas pérdidas de energía, violaciones y desequilibrio de voltaje, reducción de la vida útil del transformador y distorsión armónica. Por otro lado, se estableció que la carga inteligente contribuye a mitigar estos problemas en la red eléctrica, además de proporcionar diversos beneficios económicos, sociales y ambientales. Se destaca también el rol de la carga inteligente como requisito obligatorio para lograr la descarbonización en el sector de transporte. Por último, el artículo subraya la importancia de implementar políticas, estándares y marcos regulatorios que promuevan las tecnologías de carga inteligente y V2G entre propietarios de vehículos eléctricos y desarrolladores de infraestructura de carga.

El estudio presentando en (Das et al., 2020) comparte resultados similares a los presentados en (Tirunagari et al., 2022) en relación a los beneficios y desafíos que impone la electromovilidad, pero con un foco de desarrollo en India. En particular, destacan los beneficios de la electromovilidad y la gestión de la carga frente a la carga no gestionada para los distintos actores: clientes, sistemas de distribución y transmisión, así como beneficios en los mercados y en términos sociales y medioambientales en la transición energética a largo plazo.

Entre los beneficios más relevantes se encuentran:

- **Clientes:** Reducción en costo de consumo mediante tarifas temporales y flexibilidad de consumo (evitar horas de alta demanda), uso de sus baterías en su residencia en caso de corte de suministro eléctrico y aumento de uso de energía solar local.
- **Sistemas de distribución:** Mejora en la integración de energías renovables y reducción del flujo inverso en el sistema de distribución en áreas con alta penetración solar. Soporte de voltaje y servicios de resiliencia (servicios de confiabilidad).
- **Sistemas de transmisión:** postergación de la expansión de capacidad de transmisión, mejor integración de energías renovables, soporte de voltaje y respuesta primaria, eficiencia operativa y servicios de arranque en negro (*black start*).
- **Sociales y ambientales:** Reducción de emisiones en el sector eléctrico y de transporte, nuevos empleos y oportunidades económicas.

El estudio concluye con un conjunto de recomendaciones recolectadas de distintos *stakeholders*, tales como: efectuar estudios piloto respecto a la integración de vehículos eléctricos, realizar investigación respecto a la degradación de las baterías, en particular en el contexto de V2G, actualizar aspectos regulatorios y de mercado para facilitar la inclusión de vehículos eléctricos y analizar el beneficio económico de la participación de éstos. Las recomendaciones concuerdan con conclusiones obtenidas tanto por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2020) como por Consultor GTD (GTD 2023) y lo recabado en el presente estudio en las instancias participativas.

En este contexto, los autores en Yuan et al. (2021) realizaron un análisis técnico-económico sobre el rol de la electromovilidad en la transición de sistemas energéticos en un horizonte de tiempo de mediano a largo plazo. El análisis considera también el impacto de la electromovilidad de diferentes tipos de vehículos (automóviles, buses y camiones) y de modos de carga y manejo. El estudio fue desarrollado mediante el uso de distintas metodologías. Utilizando un caso de estudio en China (Beijing-Tianjin-Hebei), los autores demostraron que, incluso cuando no existe un alto incremento de generación eléctrica renovable (solar-eólica), un aumento significativo en el nivel de penetración de vehículos eléctricos con carga inteligente (*smart charging*) genera ahorros económicos y una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de, al menos, un 11%.

Kubli (Kubli, 2022) enfatiza en la necesidad de mejorar las condiciones para que los conductores de vehículos eléctricos adopten la carga inteligente.

Dentro de estas condiciones, el autor destaca que los conductores de vehículos eléctricos requieren una compensación económica por la mayor incertidumbre asociada a una carga inteligente. La carga estándar, que permite moderar el proceso de carga, solo requeriría una pequeña compensación adicional en comparación con la carga cómoda, donde los conductores de vehículos eléctricos tienen la máxima prioridad. Las opciones de carga menos atractivas pueden ser compensadas con costos de carga más bajos, duraciones de cargas cortas o con un cambio de ubicación de centros de cargas a áreas más favorables. Estas condiciones habilitantes fueron obtenidas mediante un experimento de elección, así este estudio midió en qué medida y en qué condiciones los conductores de vehículos eléctricos estarían dispuestos a ajustar la ubicación, duración y modo de carga. Basándose en una muestra de 202 conductores de vehículos eléctricos actuales y potenciales<sup>6</sup>, se analizaron un total de 6.240 decisiones experimentales para diferentes ofertas de carga inteligente, identificando las recomendaciones mencionadas para los proveedores de carga inteligente a fin de atraer a los primeros adoptantes. En este contexto, el autor concluye que, si bien la mayoría de los conductores de vehículos eléctricos no tienen como objetivo cargar sus vehículos de manera inteligente, sí existe un segmento particular de adoptantes tempranos y potenciales que buscan activamente participar en opciones de carga inteligente. Según los autores, este grupo (segmento 3 del estudio), en comparación con los otros evaluados, no se alinea con la clasificación típica de los primeros adoptantes de productos ecológicos. Tiene una exposición previa menor a los vehículos eléctricos y muestra una distribución amplia de ingresos, indicando que no es una clase de altos ingresos. Los encuestados en este segmento son un grupo particularmente interesante para ser abordados primero con ofertas de carga inteligente recién lanzadas.

De manera similar, la literatura ha estudiado incentivos económicos para modificar el patrón de carga de vehículos eléctricos (González et al., 2022). En este estudio en particular, los autores desarrollaron un modelo teórico que analiza el vínculo existente entre la red eléctrica con una red de transporte, mediante la carga de vehículos eléctricos, sin consideración de V2G. Por ende, el estudio busca evaluar el impacto de la demanda proveniente de la electromovilidad y distintos modos de carga (no inteligente e inteligente). Los

autores identifican que cuando los vehículos eléctricos no tienen una voluntad o preferencia por modificar su conducta (la conducta base consiste en cargar cuando es conveniente para acortar tiempos de viaje), bajo un alto nivel de penetración de vehículos eléctricos, se pueden generar distorsiones en la red de distribución, resultando en congestión y en incrementos de precios de suministro eléctrico. Sin embargo, es posible modificar el patrón de carga de vehículos eléctricos, siempre y cuando sus usuarios tengan una voluntad de tener una demanda gestionada (basada en un incentivo económico). Estos cambios de patrones ayudan a aliviar congestiones en la red y a disminuir la demanda pico en el sistema. Lo anterior, ha sido también identificado en otros estudios que analizan flotas de vehículos eléctricos de larga distancia, como, por ejemplo, buses interurbanos (Subramanian et al., 2022).

Como ha sido identificado en la literatura descrita, los vehículos eléctricos, mediante V2G pueden ofrecer flexibilidad al sistema eléctrico, facilitando la integración de energías renovables variables.

Fachrizal y coautores (Fachrizal et al., 2020) enfatizan en la oportunidad que la energía fotovoltaica y los vehículos eléctricos entregan como tecnologías emergentes. Sin embargo, destacan que ambas deben integrarse en los sistemas de energía y operarse junto con las cargas y generadores ya existentes. Por lo tanto, reconocen que una alta penetración tanto de energía fotovoltaica como de vehículos eléctricos plantea nuevos desafíos, por lo que se hace necesario comprender las sinergias entre energía fotovoltaica, vehículos eléctricos y el consumo de electricidad existente. En este contexto, los autores hacen una revisión de estudios sobre la carga inteligente que considera la producción de energía fotovoltaica y el consumo de electricidad. Los principales aspectos de la carga inteligente que los autores estudiaron fueron los objetivos, las configuraciones, los algoritmos y los modelos matemáticos para su evaluación, además de discutir diferentes configuraciones de control de carga, es decir, centralizadas y distribuidas, junto con varias configuraciones espaciales, como hogares y lugares de trabajo. Su principal conclusión es que la literatura existente no es capaz de proveer un esquema de análisis sencillo que ayude a los potenciales consumidores de vehículos eléctricos y stakeholders a adoptar estrategias de carga inteligente.



6. Potenciales usuarios de VE, se refiere a i) Personas que tienen la intención de comprar un automóvil en los próximos dos años y consideran un vehículo eléctrico como su primera o segunda opción y ii) Personas que tienen la intención de comprar un automóvil en los próximos tres a cinco años y consideran un vehículo eléctrico como su primera o segunda opción.

Considerando la complejidad de los modelos existentes, la literatura reciente ha optado por el uso de **modelos de simulación** para análisis agregados de los impactos de la electromovilidad. En particular, el modelo EnergyPLAN (Østergaard, 2015) ha sido ampliamente utilizado para evaluar el impacto de la electromovilidad en variados contextos. Por ejemplo, recientemente, distintas estrategias de descarbonización eficiente en el sector de transporte de Dinamarca han sido estudiadas utilizando el modelo EnergyPLAN (Kany et al., 2022). En este estudio, los autores estiman el potencial de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del sector de transporte danés en el año 2030 y proponen una ruta hacia la descarbonización total para el año 2045 evaluando una amplia gama de medidas con EnergyPLAN. Los resultados del estudio identifican que es posible tener una reducción del 41% en las emisiones al año 2030 y una descarbonización completa hacia el año 2045. Esta reducción se logra sin un aumento significativo en los costos socioeconómicos, considerando una electrificación sustancial del transporte por carretera y un enfoque en trasladar la necesidad de movilidad de las carreteras hacia modos de transporte más limpios, teniendo en cuenta también electro-combustibles (hidrógeno, amonio, e-jetfuel, e-fuels, entre otros) para la aviación, la navegación y el transporte por carretera de carga pesada.

**De lo expuesto se concluye que para cuantificar el impacto económico de los vehículos eléctricos en el sistema eléctrico chileno y el costo-beneficio de distintas estrategias de flexibilidad, se deben modelar -en primer lugar- a los vehículos eléctricos simplemente como una demanda adicional del sistema eléctrico, obteniendo así el impacto económico relacionado con los requerimientos de mayor infraestructura tanto de red como de generación, para luego analizar qué mecanismos técnicos y económicos se deben integrar al sistema con el fin de gestionar la carga de los vehículos eléctricos, de manera que estos aporten beneficios al sistema, no solo desde un punto de vista de reemplazar la flota de vehículos en base a combustibles fósiles, sino también posibiliten una mayor integración de generación renovable tanto a gran escala como distribuida, permitan aplanar la curva de demanda, dar soporte a la red de distribución y generen otros beneficios antes mencionados en los estudios analizados.**

Por otra parte, se hace necesario hacer mención del reporte "Grid Integration Of Electric Vehicles - A Manual For Policy Makers" (IEA 2022), que presenta un análisis y evaluación para los diseñadores de políticas públicas para la mitigación de los impactos de la electromovilidad en el sector energético, mediante el diseño de estrategias para aprovechar la flexibilidad de los

vehículos eléctricos. Este reporte proporciona recomendaciones clave en tres áreas principales, con el objetivo de una integración exitosa de la electromovilidad. La primera de ellas está relacionada con la preparación de las instituciones para el cambio hacia la electromovilidad, dado que la misma es un desafío multisectorial y debe ser abordado involucrando a los distintos stakeholders, y romper silos en planificación y formulación de políticas; la segunda, está relacionada con la evaluación del impacto de la carga de vehículos eléctricos, procurando definir una estrategia de electromovilidad o una hoja de ruta que se base en análisis de diversos escenarios; y la tercera, está relacionada con el diseño de medidas operativas para integrar los vehículos eléctricos como recurso energético.

Por último, cabe citar el estudio "Impacto de los vehículos eléctricos en Chile" (Consultor GTD, 2023) que analizó el efecto del aumento del consumo eléctrico de la electromovilidad y los requerimientos respecto a infraestructura de distribución para dar respuesta a este incremento de demanda en el contexto chileno. El estudio reporta -además- el rol de diferentes posibles estructuras tarifarias (plana y ToU) y su impacto en la infraestructura requerida en el año 2030 y 2035 bajo distintos escenarios. El estudio concluye que el impacto de los vehículos eléctricos, en términos de los costos económicos asociados a nueva infraestructura en las redes de distribución estudiadas, no supera el 9% (escenario de mayor penetración de EM) en comparación a un escenario sin penetración de vehículos eléctricos. El costo adicional en infraestructura es, además, más bajo cuando se consideran estructuras tarifarias de tipo ToU en comparación a tarifas planas. El costo adicional está asociado a que las redes de distribución deben de igual manera potenciar su infraestructura actual al año 2030-2035 para soportar el incremento de la demanda base o convencional (sin consideración de vehículos eléctricos). Dentro de las recomendaciones para mitigar el impacto de los vehículos eléctricos se considera la necesidad de avanzar en nuevas estructuras tarifarias, reglamentos de potencia, comercialización para beneficiar consumos flexibles y en la gestión de la demanda.



## 3.2

### Cuantificación de impactos técnicos y económicos de la electromovilidad en el Sistema Eléctrico chileno

#### 3.2.1

#### Consideraciones metodológicas

A continuación, se hace una reseña de la herramienta de simulación utilizada para modelar el impacto de la electromovilidad en los distintos segmentos del sector eléctrico chileno y las principales fuentes de información que se tuvieron a la vista. Con todo, en las secciones referidas a la modelación de cada segmento, Generación (3.2.2.), Distribución (3.2.3.) y Transmisión (3.2.4.) se entregan mayores detalles metodológicos.

##### 3.2.1.1

#### EnergyPLAN

En base a la revisión bibliográfica reseñada en la sección 3.1., se concluye que los desafíos que la electromovilidad impone a los sistemas eléctricos y a sus mercados se resumen en un aumento de la demanda eléctrica, la que, de no ser gestionada adecuadamente, puede provocar peaks de demandas en ciertos horarios, requiriendo una sobreinversión en infraestructura eléctrica. Es por estas razones que debe plantearse una metodología para modelar de una manera adecuada estos requerimientos de inversión, así como analizar qué mecanismos de gestión de esta demanda son los más costo-efectivos en términos sistémicos. Así, se definió como metodología para la cuantificación

financiera, la utilización de EnergyPLAN para la simulación del sistema energético chileno en distintos escenarios.

EnergyPLAN simula el funcionamiento de los sistemas energéticos de manera horaria, abarcando los sectores de electricidad, calefacción, refrigeración, industria y transporte. Este modelo ha sido desarrollado y es mantenido por el Grupo de Investigación en Planificación de Energía Sostenible de la Universidad de Aalborg, Dinamarca. El modelo es ampliamente utilizado por investigadores, consultoras y responsables de políticas a nivel mundial, y ha sido utilizado en cientos de publicaciones científicas e informes, estando estos disponibles para la validación del modelo.

El principal objetivo de este modelo es analizar los impactos energéticos, ambientales y económicos de diversas estrategias energéticas. El enfoque clave es modelar una variedad de opciones para que puedan compararse entre sí, en lugar de modelar una solución óptima basada en condiciones predefinidas. Utilizando esta metodología, es posible ilustrar una gama de opciones para el sistema energético, en lugar de una solución central. Se trata de una herramienta de simulación, consistente en un modelo determinístico que optimiza la operación de un sistema energético dado, en función de los insumos y resultados definidos por el usuario.

Para efectuar la modelación respecto al sector de transporte, es necesario definir la demanda por combustible anual (diésel, petróleo, GLP, NH<sub>3</sub>, etc.) y de hidrógeno. Adicionalmente, es necesario explicitar la demanda eléctrica asociada al consumo de las baterías de vehículos eléctricos (TWh/año), diferenciando entre demanda y comportamiento asociados a los modos *dumb charging*, *smart charging* y V2G. Es necesario declarar que el resultado de las simulaciones dependerá de la modelación adoptada para el comportamiento de la demanda de los vehículos eléctricos; en estas modelaciones se han adoptado patrones de comportamiento categorizados como *dumb charging* y *smart charging* utilizados en otras investigaciones. Para cada modo, EnergyPLAN considera diferentes supuestos, los cuales se definen a continuación.

Modo	Datos	Modelación técnica	Modelación económica
Dumb charging	Demanda eléctrica y distribución horaria	Demanda de acuerdo a la distribución horaria definida	El objetivo es satisfacer la demanda de acuerdo a la distribución horaria definida
Smart charging	Demanda eléctrica y distribución horaria Porcentaje de vehículos estacionados Porcentaje de vehículos conectados Eficiencia y capacidad de carga Capacidad de batería	La carga de electricidad es usada con el objetivo de disminuir el vertimiento de energía y la cantidad de energía condensada <sup>7</sup> producida en el sistema	El almacenamiento de energía en la batería es usado para obtener una reducción de precios de mercado de electricidad consumida
V2G	Igual a Smart charging más: Eficiencia de descarga hacia la red Capacidad de descarga hacia la red	La carga y descarga de electricidad es usada con el objetivo de disminuir el vertimiento de energía y la cantidad de energía condensada producida en el sistema	El almacenamiento de energía en la batería es usado para obtener una reducción de precios de mercado de electricidad consumida y para maximizar el beneficio por la venta y compra de energía de los vehículos eléctricos

Tabla 1. Tipos de modo de carga de Electromovilidad.

7. Se entiende por energía condensada aquella energía eléctrica producida al enfriar vapor con agua sin utilizar la energía térmica del vapor.

También es necesario definir parámetros técnicos asociados a los vehículos eléctricos, como la capacidad de conexión con la red (MW), distribuciones de carga, número máximo de vehículos estacionados en hora pico, entre otros. A continuación, la lista completa de datos.

Parámetro (Nomenclatura EnergyPLAN)	Definición técnica del parámetro
DBev	Demanda eléctrica de las baterías de vehículos eléctricos en TWh/año
DV2G	Demanda eléctrica de vehículos V2G y Smart charging en TWh/año
V2Gmax-share	Número máximo de vehículos en movimiento durante horas de demanda punta
Ccharger	Capacidad de carga en MW
V2Gconnection-share	Porcentaje de vehículos V2G conectados a la red
Echarger	Eficiencia de carga
SV2G-Bat	Capacidad de almacenamiento de batería en GWh
Cinv	Capacidad de descarga de la batería a la red en MW
Einv	Eficiencia del inversor (batería a red)

Tabla 2. Parámetros técnicos.

Todos los datos de entrada se expresan para el sistema completo analizado y para toda la flota de vehículos dentro del territorio de servicio de ese sistema.

### 3.2.1.2

## Planificación Energética de Largo Plazo

Un insumo central en el desarrollo del presente estudio es la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), desarrollada por el Ministerio de Energía<sup>8</sup>, y cuyo propósito central es proyectar el panorama energético del país a lo largo de los próximos 30 años. En ella se diseñaron diversos escenarios energéticos a largo plazo que presentan distintas trayectorias para el desarrollo de la matriz energética. La importancia de los escenarios energéticos radica en sus diversas funciones, ya que facilitan una planificación más efectiva de la infraestructura necesaria para alcanzar las metas y compromisos establecidos en Chile, tales como la carbono neutralidad y la retirada de las centrales a carbón. Asimismo, son esenciales para avanzar en la integración masiva de energías renovables, orientar a los diversos sectores del país en relación con las opciones energéticas más limpias y anticipar situaciones para contar con un sistema energético fiable.

En la planificación se consideró también el rol de la electromovilidad mediante la penetración de una flota de vehículos eléctricos y su consumo energético. Sin embargo, en la PELP no se estudia el impacto que la electromovilidad puede generar como mecanismo de flexibilidad para el sistema energético.

Para este estudio, se decidió utilizar el escenario de “carbono neutralidad” de la PELP, el cual considera, entre otros, crecimiento económico y precio de combustibles medios, disminución media de costos de energías renovables, electromovilidad acorde a niveles de carbono neutralidad, al igual que los niveles de hidrógeno verde. En particular, desde la PELP, se obtuvo información relacionada a la capacidad instalada de distintas tecnologías de generación eléctrica, proyecciones de generación, demanda de electricidad, demanda eléctrica desde el sector de transporte y precios de combustible. El perfil de precios de electricidad fue obtenido desde la fijación de precios de nudo de corto plazo elaborada por la Comisión Nacional de Energía<sup>9</sup>. Para el sector de electromovilidad, el escenario “carbono neutralidad” se basa en la estrategia de electromovilidad de Chile, considerando vehículos livianos, vehículos medianos y transformación de vehículos livianos a eléctricos, y transporte público urbano (buses, taxis).

Adicionalmente a la calibración del nivel de demanda basado en datos y proyecciones de la PELP, fue necesario definir la capacidad de generación eléctrica por tipo de tecnología. Para la construcción del modelo, por ende, se consideran todas las tecnologías definidas en la PELP y con sus capacidades de acuerdo a la proyección al año 2035 y 2040.

Una vez definida la capacidad instalada, el modelo fue construido y calibrado para replicar la generación proyectada por la PELP en el escenario de carbono neutralidad. El siguiente gráfico muestra la evolución de generación por tecnología que fue usada para calibrar el modelo EnergyPLAN.

8. Ministerio de Energía, (2021). Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027

9. Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, Comisión Nacional de Energía, Chile (2021)

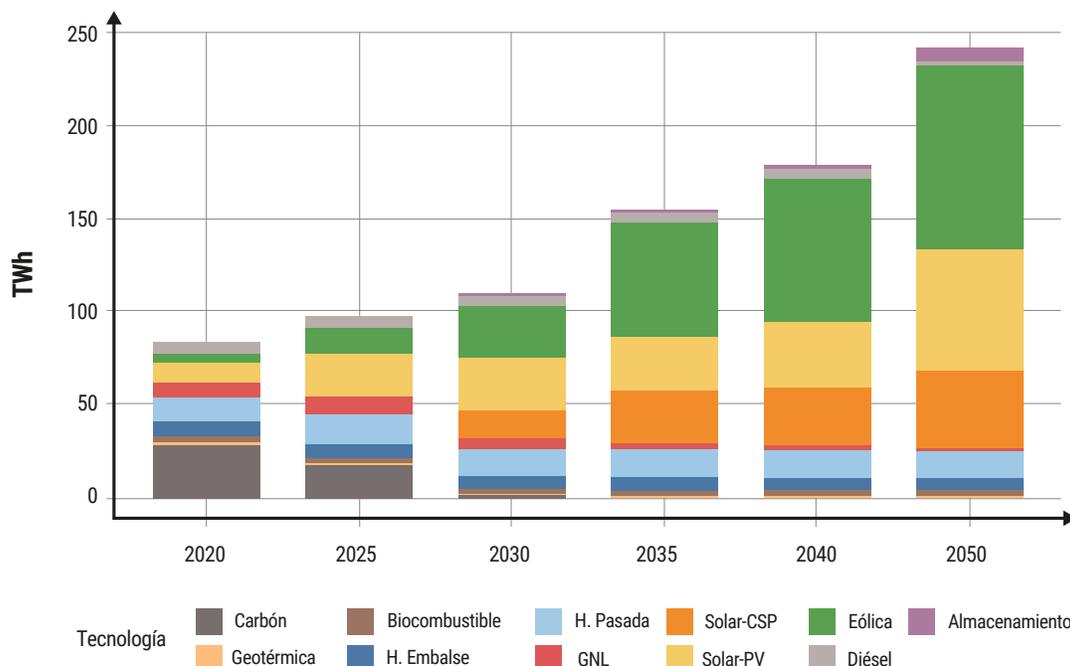


Gráfico 3. Generación eléctrica escenario Carbono Neutralidad - Fuente: PELP.

### 3.2.1.3

#### Heat Roadmap Chile

Adicional a la PELP, EnergyPLAN, al ser un modelo con resolución anual-horaria, necesita definir distribuciones (perfiles) asociadas a la disponibilidad de recursos renovables (solar y eólica), hidrología (este estudio asume el caso de hidrología seca siguiendo lo definido por la PELP), patrones de carga o demanda de vehículos eléctricos, perfiles de demanda base, entre otros. En particular, el perfil horario de demanda de electricidad, solar, eólico, geotermal, hidro pasada y embalse, fueron obtenidos desde el estudio "Heat Roadmap Chile". Este estudio fue elaborado entre la Universidad de Alborg y el Ministerio de Energía de Chile<sup>10</sup>, utilizando el modelo EnergyPlan. Dado esto, la armonización de datos fue directa.

### 3.2.1.4

#### Escenarios analizados

Para cada año de estudio (2035 y 2040) se consideró como demanda base de electricidad desde el sector de transporte aquella proyectada por la PELP en el escenario de carbono neutralidad. El análisis considera como caso base que el 100% de la demanda (es decir, el 100% de los vehículos eléctricos) siguen un patrón *dumb charging*.

A partir de la definición del caso base de la PELP se generan dos escenarios alternativos de demanda energética asociada a EM: Se considera un aumento de un 10% (7,16 TWh/año) y una disminución de un 10% (5,86 TWh/año) respecto de los 6,51 TWh/año definidos en el caso base de la PELP al año 2035. Para el año 2040 se hace el mismo ejercicio, considerando como caso base 10,70 TWh/año y un aumento de 10% (11,77 TWh/año) y una disminución de 10% (9,63 TWh/año).

### 3.2.2

#### Segmento de Generación

Como hemos señalado, el análisis con EnergyPLAN se basó en datos oficiales obtenidos desde la última versión de la PELP. En particular, se desarrollaron tres versiones del modelo, cada una correspondiente a un año de modelación distinto, siendo estos 2020, 2035 y 2040. A continuación, se presentan los supuestos considerados, la descripción de los escenarios a estudiar y sus resultados.

10. Paardekooper, S., Chang, M., Nielsen, S., Moreno, D., Lund, H., Grundahl, L., Dahlbæk, J., & Mathiesen, B. V. (2019). Heat Roadmap Chile: Quantifying the potential of clean district heating and energy efficiency for a long-term energy vision for Chile. Department of Development and Planning, Aalborg University.

### 3.2.2.1

## Supuestos

Los supuestos determinados para la construcción del modelo EnergyPLAN y la modelación del impacto de la electromovilidad son los que siguen.

Respecto a los patrones de *dumb charging* y *smart charging*, estos fueron obtenidos en base al estudio realizado con datos del U.S. Department of Transportation, Bureau of Transportation Statistics, en su Encuesta Nacional de Viajes del Hogar de 2001 (NHTS, por sus siglas en inglés, reporte BTS03-05, Washington DC). Estos patrones han sido ampliamente utilizados en la literatura científica. Dos estudios que usan tanto EnergyPLAN como estos patrones son: Lund, H., & Kempton, W. (2008) Yuan, M., Thellufsen, J. Z., Lund, H., & Liang, Y. (2021). La Encuesta NHTS proporciona el primer examen integral de los viajes diarios y de larga distancia de los estadounidenses, incorporando mejoras significativas sobre encuestas anteriores. Incluye viajes diarios, viajes de trabajo y detalles de viajes diarios para niños menores de cinco

años. Considera 26.000 hogares, que resultan en 60.000 individuos que en total realizaron 250.000 viajes diarios y 45.000 viajes de larga distancia; la recolección de datos fue entre marzo de 2001 y mayo de 2002. La encuesta define el viaje diario como los viajes realizados dentro de un día específico y los viajes de larga distancia como viajes de al menos 50 millas, incluyendo todos los segmentos del viaje. El objetivo de la encuesta es analizar quién está viajando, cómo, por qué, cuándo y dónde están viajando, centrándose en las características relacionadas con los viajes de los hogares y los individuos, así como en los detalles de los viajes diarios y de larga distancia. Los patrones de carga dumb y smart se muestran a continuación:

**Dumb Charging:** Los vehículos se cargan en función de las necesidades/hábitos de los propietarios. Por lo general, los vehículos se cargan durante la noche, ya que se necesitan para viajar durante el día.

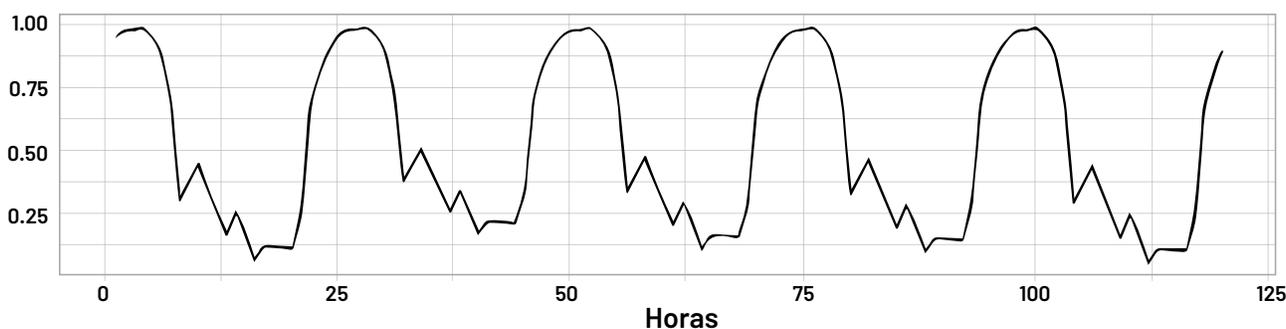


Gráfico 4. Distribución Dumb.

**Smart charging:** Se asume que los vehículos siguen un patrón de demanda correlacionado al nivel de generación renovable (solar) para así reducir el vertimiento de energía. Estos patrones son similares a los observados en el estudio de Manríquez et al (2020) (<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114527>) el cual analiza el impacto de vehículos eléctricos en la

expansión del sistema eléctrico de Chile. Se observa un aumento de la demanda en horarios de disponibilidad solar, reduciendo la demanda en horarios valle.

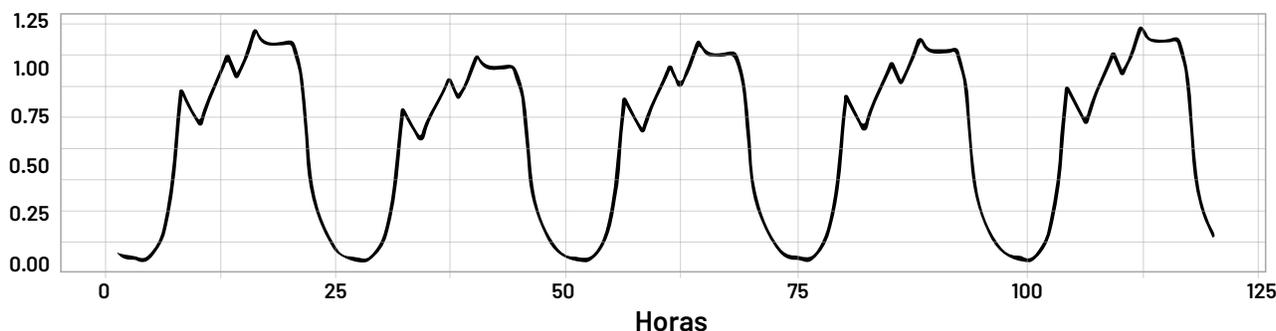


Gráfico 5. Distribución Smart Charging.

### 3.2.2.2

#### Análisis de sensibilidad de escenarios

Con el objetivo de agregar mayor sensibilidad de manera adicional a los 3 escenarios de demanda definidos para cada año de modelación (2035 y 2040), se definieron 22 escenarios adicionales por año de estudio para la modelación del impacto del modo de comportamiento (*dumb charging* versus *smart charging*) y tecnológico (*dumb charging* versus V2G). Estos escenarios contemplan una variación del número (o porcentaje) de vehículos que siguen un comportamiento definido como *dumb* o *smart*, o con acceso a tecnología V2G. Como se mencionó anteriormente, el escenario base considera que el

100% de los vehículos sigue un modo de carga *dumb*. A este escenario se agregan, por ende, 10 escenarios adicionales, donde se aumenta en 10% (por cada uno de los 10 escenarios) la cantidad de vehículos que pasan de un comportamiento *dumb* a uno *smart*, resultando en 10 escenarios para la comparación *dumb* versus *smart charging*. De igual manera, se generan 10 escenarios adicionales al base para el estudio de V2G. Las siguientes tablas muestran el resumen de los escenarios.

Demanda	Parámetros	Escenarios										
		Base	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Demanda Base PELP	N° VE Smart o V2G	0	162.500	325.000	487.500	650.000	812.500	975.000	1.137.500	1.300.000	1.462.500	1.625.000
	Capacidad carga/descarga (MW)	0	1.138	2.275	3.413	4.550	5.688	6.825	7.963	9.100	10.238	11.375
	Almacenamiento - batería (GWh)	0	8,12	16,25	24,37	32,50	40,62	48,75	56,87	65,00	73,12	81,25
Demanda Base + 10% PELP	N° VE Smart o V2G	0	178.750	357.500	536.250	715.000	893.750	1.072.500	1.251.250	1.430.000	1.608.750	1.787.500
	Capacidad carga/descarga (MW)	0	1.252	2.503	3.754	5.005	6.257	7.508	8.7598	10.010	11.262	12.513
	Almacenamiento - batería (GWh)	0	8,93	17,87	26,81	35,75	44,68	53,62	62,56	71,50	80,43	89,37
Demanda Base - 10% PELP	N° VE Smart o V2G	0	146.250	292.500	438.750	585.000	731.250	877.500	1023.75	1170.000	1.316.250	1.462.500
	Capacidad carga/descarga (MW)	0	1.024	2.048	3.072	4.095	5.119	6.143	7.167	8.190	9.214	10.238
	Almacenamiento - batería (GWh)	0	7,31	14,62	21,93	29,25	36,56	43,87	51,18	58,50	65,81	73,12

Tabla 3. Diseño de escenarios para 2035.

En la obtención de las cifras contenidas en la Tabla N°3 y la Tabla N° 4, para la capacidad de carga/descarga se asumió 7 KW como promedio para cada vehículo y para el almacenamiento 50 KWh promedio. El número de vehículos se obtiene a partir de una interpolación lineal entre el punto (2030; 500.000) y

el punto (2050; 5.000.000), información obtenida de Canales Zamudio, G. A. (2023). "Análisis del potencial de gestión de demanda de vehículos eléctricos para proveer flexibilidad al Sistema Eléctrico Nacional. Universidad de Chile".

11. Ver por ejemplo Lund, H., & Kempton, W. (2008), y Yuan, M., Thellufsen, J. Z., Lund, H., & Liang, Y. (2021))

Demanda	Parámetros	Escenarios										
		Base	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Demanda Base PELP	N° VE Smart o V2G	0	275.000	550.000	825.000	1.100.000	1.375.000	1.650.000	1.925.000	2.200.000	2.475.000	2.750.000
	Capacidad carga/descarga (MW)	0	1.925	3.850	5.775	7.700	9.625	11.550	13.475	15.400	17.325	19.250
	Almacenamiento - batería (GWh)	0	13,75	27,50	41,25	55,00	68,75	82,50	96,25	110,00	123,75	137,50
Demanda Base + 10% PELP	N° VE Smart o V2G	0	302.500	605.000	907.500	1.210.000	1.512.500	1.815.000	2.117.500	2.420.000	2.722.500	3.025.000
	Capacidad carga/descarga (MW)	0	2.118	4.235	6.353	8.470	10.588	12.705	14.823	16.940	19.058	21.175
	Almacenamiento - batería (GWh)	0	15,13	30,25	45,38	60,50	75,63	90,75	105,88	121,00	136,13	151,25
Demanda Base - 10% PELP	N° VE Smart o V2G	0	247.500	495.000	742.500	990.000	1.237.500	1.485.000	1.732.500	1.980.000	2.227.500	2.475.000
	Capacidad carga/descarga (MW)	0	1.733	3.465	5.198	6.930	8.663	10.395	12.123	13.860	15.593	17.325
	Almacenamiento - batería (GWh)	0	12,38	24,75	37,13	49,50	61,88	74,25	86,63	99,00	111,38	123,75

Tabla 4. Diseño de escenarios para 2040.

### 3.2.2.3

## Resultados

En el año 2035, se contempla una demanda eléctrica que engloba los sectores de Base, producción de H2V y climatización (Total 157.760 TWh, Base: 68,8%- H2V: 23,5%- Climatización 3,4%). De manera similar, se tiene en cuenta una demanda eléctrica en el sector del transporte de 6,51 TWh (4,3%), abarcando vehículos particulares, autobuses y taxis. En esos escenarios particulares, se ajustó el comportamiento de los usuarios de *dumb* a *smart*, incorporando también la posibilidad de que los vehículos inteligentes puedan suministrar energía a la red.

Este análisis se realiza con EnergyPlan, que no representa el sistema de transmisión. Sin embargo, en la etapa siguiente del análisis se consideran las inversiones en infraestructura de transmisión necesarias para habilitar los despachos económicos que homologan los resultados de esta etapa. Con los costos de dichas inversiones en transmisión se realiza la comparación económica final.

En el Gráfico 6 se muestra el ahorro asociado al vertimiento de energía según el comportamiento del usuario (*dumb*, *smart* o V2G).

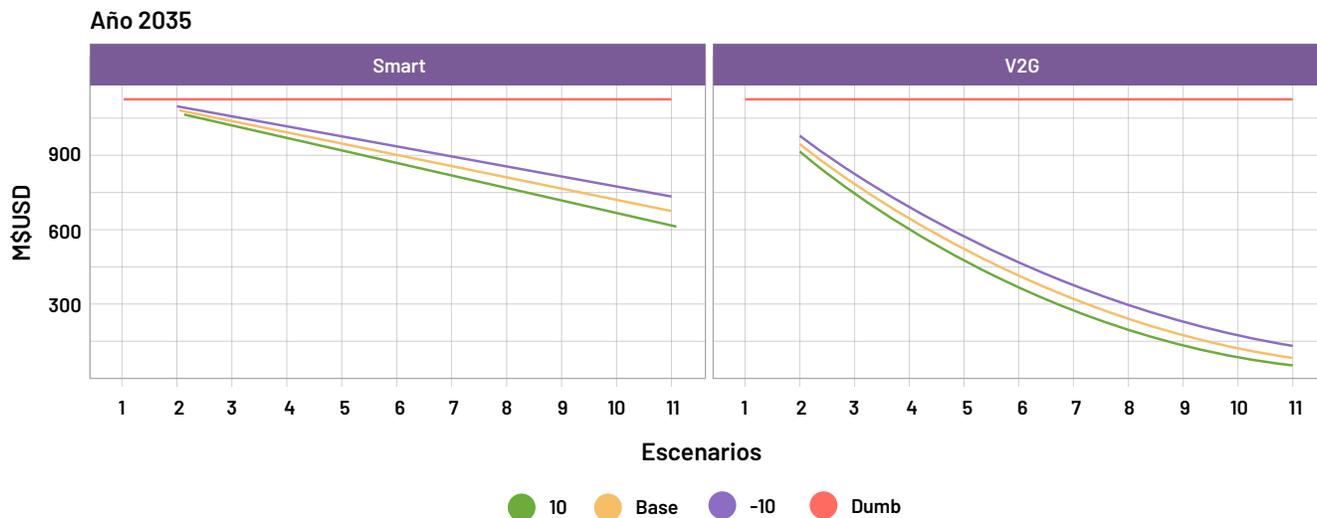


Gráfico 6. Valorización de la reducción de vertimiento de energía - año 2035.

Por su parte, en el Gráfico 6, la línea roja representa el costo total asociado al vertimiento de energía sin tener en cuenta un comportamiento smart o la tecnología V2G (es decir, en el caso de dumb charging). La línea naranja refleja el escenario de demanda base para llevar a cabo el análisis, mientras que las líneas verde y morada representan los dos escenarios de aumento y decrecimiento, respectivamente. Se puede observar que al incorporar la tecnología V2G en el comportamiento smart, hay una reducción en los tres escenarios (Base, -10, 10) en comparación con los once escenarios de distribución de comportamiento.

En términos generales, en los tres escenarios de comportamiento smart (sin tecnología V2G), se observa que no es posible reducir los costos asociados a vertimiento de energía por debajo de los 580 MM\$USD, equivalente a 6.84 TWh/año para el escenario base de demanda. Sin embargo, en el escenario con máxima penetración de vehículos V2G (número 11 del gráfico), a diferencia del mismo escenario sin la consideración de la tecnología V2G, se logra reducir el costo en 334 MM\$USD, es decir, observando una reducción del vertimiento (3.93 TWh/año).

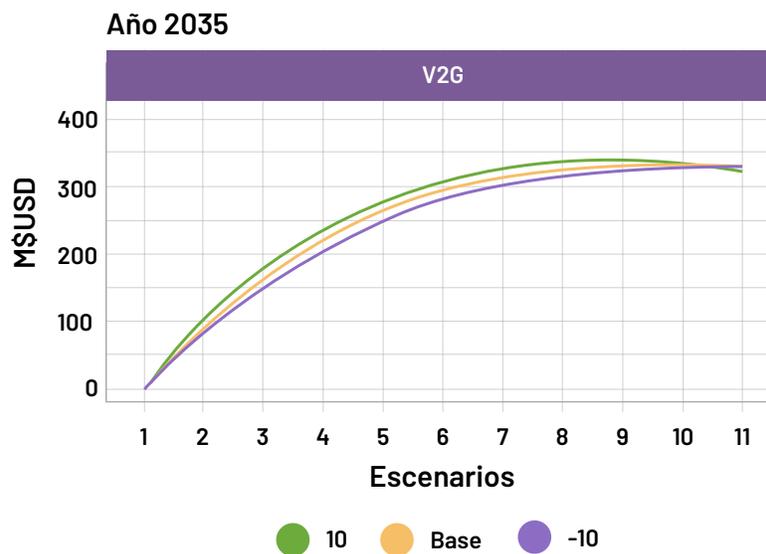


Gráfico 7. Ingresos asociados al despacho V2G de energía - año 2035.

La reducción de costos observados en el caso V2G (a medida que aumenta la penetración de V2G) se debe principalmente a la flexibilidad otorgada por las baterías o capacidad de almacenamiento de la flota de vehículos y la capacidad de despachar energía eléctrica. En otras palabras, es posible almacenar exceso de generación eléctrica en horas de generación punta en las baterías de los vehículos y, luego, cuando la disponibilidad de energía renovable disminuye, despachar la energía almacenada. Al respecto, es posible notar que, a medida que se aumenta la cantidad de flota de vehículos V2G, el beneficio total por despacho de energía aumenta. El beneficio se obtuvo multiplicando la energía entregada por los vehículos eléctricos en cada hora por el costo marginal del sistema en dicha hora. En periodos de verano, cuando hay más disponibilidad de energía solar, existe una mayor participación de la electromovilidad como herramienta de flexibilidad para el sistema eléctrico. Es posible observar, además, que el despacho de las baterías se realiza en horas no correlacionadas con la generación solar, es decir, en la tarde-noche. Este comportamiento ayuda al sistema a afrontar la caída de o reducción de energía solar y, por ende, fallas en el sistema por condiciones de rampa de plantas térmicas.

En el **año 2040**, se considera una demanda eléctrica base de 165,28 TWh (Base: 65,6%- H2V: 25,3%- Climatización 3,1%), que comprende los sectores nombrados anteriormente. De la misma manera, se tiene en cuenta una demanda eléctrica en el sector de transporte de 10,70 TWh (6,1%), involucrando

automóviles, autobuses y taxis. Respecto a la demanda de transporte, se consideraron los mismos patrones del escenario nombrado anteriormente (un aumento del 10% como una disminución del 10%). Esto se tradujo en una demanda de transporte de 11,77 TWh para el escenario de un aumento del 10% y de 9,63 TWh para el escenario de disminución del 10%. De manera similar al año 2035, se contemplan los mismos patrones de transición de los usuarios de *dumb* a *smart*, así como la contribución de los vehículos inteligentes a la red principal (V2G). Se observa un aumento significativo del 64,34% en relación con la demanda base de transporte entre los años 2035 y 2040. Este notable incremento se atribuye a la implementación de la política de electromovilidad establecida desde el año 2018, como lo evidencian la Ruta Energética 2018-2022 y la Estrategia Nacional de Electromovilidad publicada en 2021. Notar que el aumento de la demanda (64,34%) no se alinea directamente al aumento de número de vehículos ya que para este último se utiliza una interpolación lineal.

El siguiente gráfico muestra la variación en el costo asociado al vertimiento de energía en función del comportamiento del usuario (modo de carga). La línea amarilla ilustra el escenario base para realizar el análisis, mientras que las líneas verde y morada representan los dos escenarios de incremento y disminución de demanda de electromovilidad (o vehículos eléctricos), respectivamente. Se aprecia un aporte al sistema significativo asociado al vertimiento (reducción) en los tres escenarios (BAU, -10, 10) al integrar la

tecnología V2G en el comportamiento *smart*, en comparación con los once escenarios de distribución de comportamiento. Sin embargo, el costo total de vertimiento en el año 2040 es mayor al año 2035, incluso con el aumento de la flota de vehículos eléctricos, debido al aumento significativo de la capacidad instalada de los recursos renovables, con un aumento porcentual del 23.1%

en la energía eólica en relación con el año 2035, y del 14.8% y 9.3% para la energía solar y CSP<sup>12</sup> respectivamente. En líneas generales, los tres escenarios de comportamiento *smart* no logran descender el costo de vertimiento por debajo de los 689 M\$USD (689 – 814 M\$USD), equivalente a 8.11 TWh/año (8.82 TWh/año para el caso de demanda base).

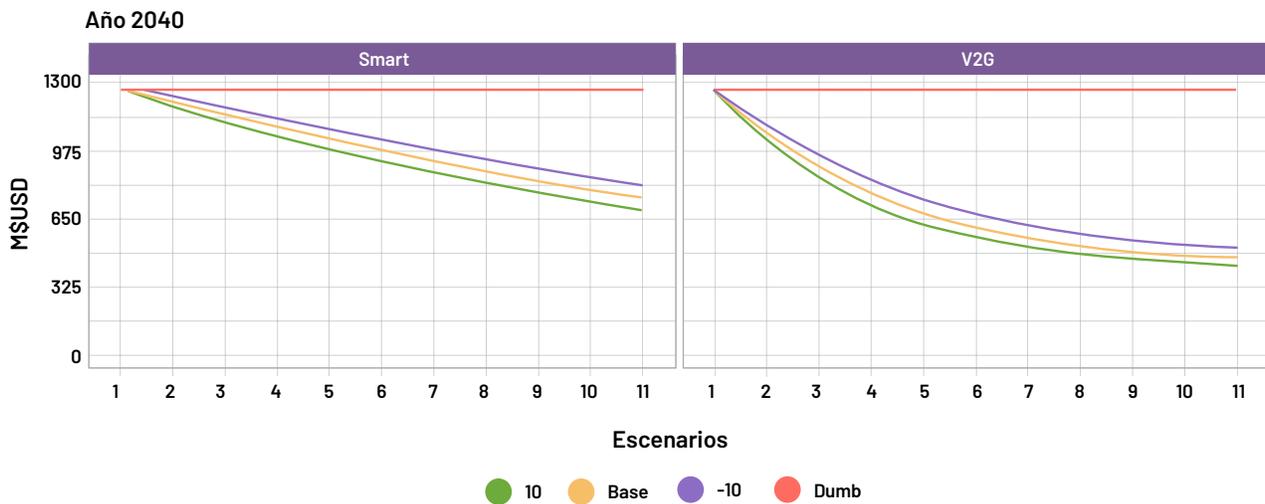


Gráfico 8. Costos asociados al vertimiento de energía - año 2040.

Al igual que en el caso del año 2035, la reducción del vertimiento se atribuye a la participación de la flota V2G y el despacho inteligente que estos vehículos generan. El siguiente gráfico muestra el aporte al sistema (despacho multiplicado por precio horario del sistema) observado por la flota V2G para los distintos escenarios estudiados. Se observa que el despacho desde vehículos con tecnología V2G se tiende a estabilizar o reducir a partir del escenario 8. Escenarios con mayor demanda (+10%) reducen en mayor medida el despacho. Sin embargo, el vertimiento (como se observa en el gráfico) sigue siendo menor en el escenario de demanda alta (+10%).

Por ende, EnergyPLAN encuentra esta estrategia como óptima para la reducción de costos y de vertimiento de energía. Esto se explica a partir del hecho que, al aumentar la demanda, el modelo es más conservador con el uso de la batería dado que es necesario garantizar que la demanda debe ser satisfecha en horas posteriores. Al aumentar la demanda, es necesario conservar un mayor nivel de almacenamiento. En el caso de demanda menor (-10%), se genera el efecto contrario, es decir, una mayor disponibilidad de energía que puede ser despachada.

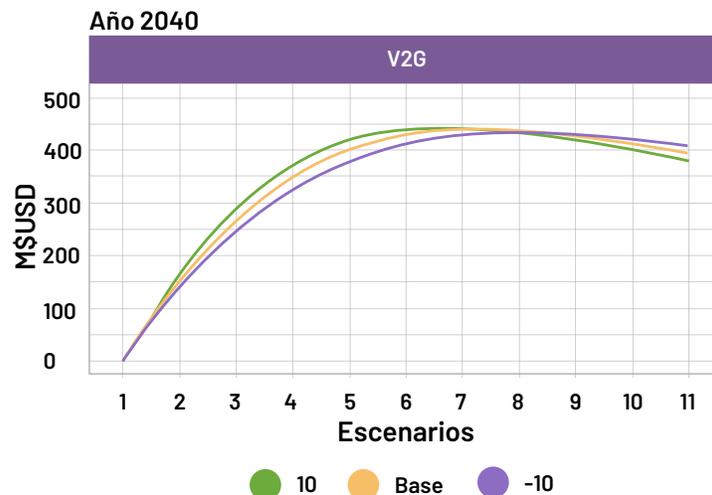


Gráfico 9. Despacho V2G de energía - año 2040.

12. Energía termosolar de concentración

Por último, cabe señalar que el despacho horario de V2G para una semana de verano e invierno, tal como se explicó en el caso del año 2035, ocurre en horas donde la disponibilidad solar se reduce, es decir, tarde-noche. Esto permite usar mejor la energía renovable y disminuir los vertimientos durante horas de exceso de generación.

### 3.2.2.4

## Cuantificación del Cambio en el Beneficio Económico

El valor presente neto asociado al costo operacional del sistema (VPN) se obtiene para cada uno de los modos de carga  $j = \{dumb, smart\ charging, V2G\}$  ( $\pi_{dumb}, \pi_{Tsch}, \pi_{V2g}$ ). La adopción de la electromovilidad afecta el costo operacional del escenario  $j$  mediante la obtención de flexibilidad que los vehículos eléctricos ofrecen en el caso de *smart charging* y principalmente de V2G. El costo total de operación del sistema en el escenario  $j$  corresponde a la valorización del costo variable horario de la energía despachada al sistema en cada hora. Los costos de inversión no están modelados en EnergyPLAN, software que considera como función objetivo la minimización de los costos de operación del sistema considerando la planificación de las inversiones establecidas en la PELP. Esto, dado el criterio de orden de mérito del sistema en el cual la energía disponible en las baterías es la primera en ser despachada para satisfacer cambios en la demanda, al igual que la generación proveniente de fuentes renovables. Los valores de la diferencia de costos de operación de

los modos de carga *smart charging* y V2G respecto del *dumb*, entre el año  $i = 2024$  e  $i = n-1$ , donde  $n = \{2035, 2040\}$  son interpolados para generar valores anuales durante estos periodos a partir de los valores obtenidos para el año 2035 y 2040 desde la simulación de EnergyPLAN. Se asume que el costo de degradación horario resulta de la interpolación entre los puntos (2020; 2 [cUS\$/kWh]) y (2050; 0,2 [cUS\$/kWh]), obteniendo valores entre 2024 y 2040 a partir de dicha interpolación<sup>13</sup>. Con esta recta, se obtuvo un valor de 1,1 [cUS\$/kWh] para 2035 y un valor de 0,8 [cUS\$/kWh] para 2040. En todos los modos de carga, el costo de degradación de la batería se observa, y los casos *dumb* y *smart* son indistinguibles, ya que en ambos casos la degradación se debe a la carga de energía de la red y a la descarga de energía para lograr el movimiento del vehículo. Por lo tanto, para ser precisos en la evaluación, solo se considera el costo incremental que incorpora el modo V2G. El VPN de estos valores anuales de ahorro en costo operacional debido a la implementación de la electromovilidad se calcula mediante la siguiente expresión:

$$VPN_j = \sum_{i=2024}^n \frac{\pi_{i,j} - \pi_{i,dumb}}{(1+r)^{i-2024}}$$

La tasa de descuento ( $r$ ) se asume igual al 10%, que corresponde a la tasa de descuento del precio de nudo de corto plazo del sistema eléctrico. En esta estimación se asume que el costo de carga y descarga de las baterías eléctricas no es relevante. En la Tabla 5 siguiente se muestra el VPN del ahorro en costo operacional del sistema (en millones USD) para nueve escenarios definidos en los años 2035 y 2040 en los escenarios V2G versus *dumb* y *smart charging* versus *dumb*.

Escenario	Var (millones US\$) V2G respecto de Dumb		Var (millones US\$) Smart charging respecto de Dumb	
	2035	2040	2035	2040
90-10 Base	-344	-608	-129	-208
50-50 Base	-1.235	-1.899	-640	-1.038
0-100 Base	-1.710	-2.466	-1.157	-1.835
90-10 -10%	-311	-548	-117	-183
50-50 -10%	-1.157	-1.790	-577	-926
0-100 -10%	-1.639	-2.367	-1.061	-1.681
90-10 +10%	-380	-666	-147	-234
50-50 +10%	-1.310	-2.002	-706	-1.137
0-100 +10%	-1.773	-2.556	-1.247	-1.976
<b>Promedio</b>	<b>-1.095</b>	<b>-1.656</b>	<b>-642</b>	<b>-1.024</b>

Tabla 5. Cambio en el Costo de Operación millones de US\$

Nota: Valores están medidos en millones de dólares.

El costo operacional del caso *dumb*, considerando la demanda base de la PELP (100% vehículos con carga *dumb*) corresponde a 1.994 MUSD y 2.196 MUSD para los años 2035 y 2040, respectivamente. La Tabla 5 muestra el VPN del ahorro en el costo operacional del sistema para los casos de penetración de *smart charging* y V2G respecto del caso *dumb*: 90-10 (90% *dumb* - 10%

*smart*, 90% *dumb* - 10% V2G), 50-50 (50% *dumb* y *smart*, 50% *dumb* y V2G) y 0-100 (100% *smart charging*, 100% V2G); sobre los 20 escenarios de penetración de las modalidades de carga *smart charging* y V2G, se aplican los tres escenarios de demanda definidos en el punto 3.2.2.2. En 2035, la reducción de costos de operación es la siguiente: en el escenario 90-10 Base, la reducción

13. La interpolación lineal entre los puntos (2020; 2 [cUS\$/kWh]) y (2050; 0,2 [cUS\$/kWh]) se basa en estudios recientes que han analizado la degradación de las baterías de ion-litio en diversas aplicaciones. Los valores de degradación considerados se derivan de las siguientes fuentes: "Economic Viability of Second-Life Li-Ion Batteries for Electric Vehicles," \*Journal of Energy Storage\* (referente a los costos observados de degradación en baterías de segunda vida); "Advancements in Lithium-Ion Battery Thermal Management for Electric Vehicles," \*IEEE Transactions on Vehicular Technology\* (que discute las mejoras en la gestión térmica y sus efectos en la reducción de costos de degradación); "Impact of Depth of Discharge on Battery Degradation in Electric Vehicles," \*Electrochimica Acta\* (proporciona datos específicos sobre la relación entre la profundidad de descarga y la degradación de la batería); y "Next-Generation Lithium-Ion Battery Materials: Status and Prospects," \*Nature Reviews Materials\* (ofrece perspectivas sobre la reducción proyectada de costos de degradación debido a avances en materiales de baterías).

es de 344 MUSD para V2G y 129 MUSD para smart charging; en el escenario 50-50 Base, la reducción aumenta a 1.235 MUSD para V2G y 640 MUSD para smart charging; y en el escenario 0-100 Base, la reducción alcanza 1.710 MUSD para V2G y 1.157 MUSD para smart charging. En 2040, se observa un aumento en los costos operativos debido al incremento en la demanda. Sin embargo, se mantiene la tendencia de reducción identificada desde 2035, con una disminución en los costos asociados al uso de smart charging y V2G en comparación con dumb charging.

Los ajustes en los escenarios de sensibilidad de demanda (-10% y +10%) muestran un patrón similar: la reducción de costos es menor en los escenarios de demanda baja y ligeramente mayor en los escenarios de demanda alta. En resumen, los resultados muestran cómo varían los costos y eficiencias de V2G y smart charging según diferentes escenarios, destacando que los mayores ahorros operativos se observan con una mayor implementación de V2G.

### 3.2.3

## Segmento de Distribución

Para cuantificar el efecto de la incorporación masiva de la electromovilidad en las redes de distribución, se ha utilizado un modelo de flujo programado para estos efectos en Python<sup>14</sup>, que determina cuánta capacidad adicional es requerida en el sistema de distribución para abastecer una demanda dada, para un horizonte de tiempo de 20 años, en base a tres tipos de carga: dumb charging, smart charging y V2G, con los mismos perfiles, escenarios y criterios expuestos en sección 3.2.1.

Para representar el sistema de distribución se han modelado tres topologías de redes de distribución en Media Tensión (MT), una red de densidad alta, una red de densidad media y una red de densidad baja. En términos concretos, se modelan alimentadores que están ubicados en zonas con las clasificaciones antes indicadas.

Con los resultados obtenidos de estas modelaciones, se determina el beneficio económico de utilizar los modos de carga smart charging y V2G en base a los supuestos que se exponen a continuación. Los resultados muestran que al emplear el modo de carga V2G se retrasa la inversión requerida en el tiempo y se disminuye la capacidad adicional requerida respecto de los otros dos tipos de carga modelados, resultados que se pueden observar en el punto 3.2.3.2.

### 3.2.3.1

## Criterios empleados para la modelación

Cada red es abastecida desde un nodo con generación infinita con el objetivo de abastecer la demanda aguas abajo. Este nodo infinito está conectado a una subestación primaria y -dependiendo del tipo de red- tiene cargas en una distancia física dada. Por diseño del modelo este puede tener infinitos nodos, pero se ha limitado el número de puntos de carga a 40.

La demanda base de cada sistema modelado viene dada por las características propias de la red. Se debe tener presente que se tomaron topologías de redes existentes y, por tanto, las características técnicas de la red son aquellas observadas en la realidad. Los detalles de las topologías se presentan en la siguiente tabla.

Densidad de la Red	Cantidad Nodos Demanda	Cantidad Líneas	Demanda Máx (kW)
Alta	27	318	4.753
Media	26	294	4.768
Baja	26	294	3.425

Tabla 6. Características de topologías empleadas

En cada nodo de demanda de la red modelada se han incorporado demandas asociadas a cargadores de electromovilidad, considerando puntos de carga de 14,4 kW en cada punto desde el año base, para los cuales se asume una tasa de crecimiento igual a la tasa de crecimiento de la demanda de

electromovilidad proyectada por la CNE en el Informe Preliminar de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043<sup>15</sup>. Las proyecciones de la CNE son consistentes, en términos de electromovilidad, con los escenarios de la PELP.

14. <https://www.python.org/>

15. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/12/Informe-Preliminar-Prevision-de-Demanda-Elctrica-2023-2043.pdf>

A continuación, se presentan las tasas de crecimiento de la demanda producto de la incorporación masiva de electromovilidad y la tasa de

crecimiento de la demanda total en distribución, proyectadas por la Comisión en el informe antes mencionado.

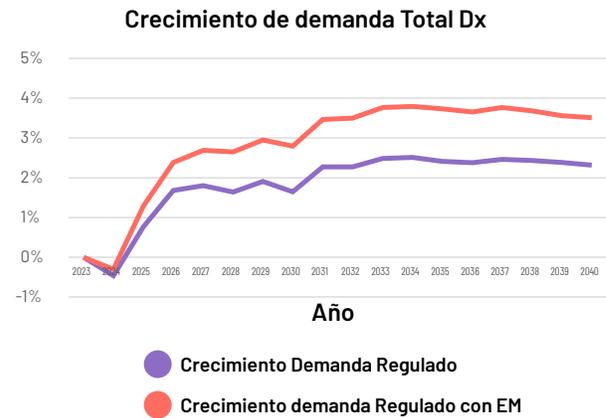
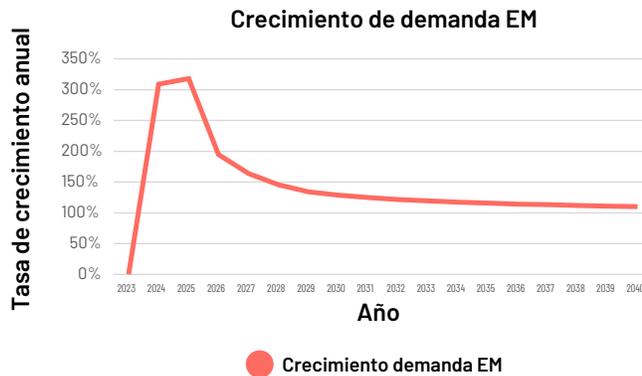


Gráfico 10. Crecimiento de Demanda.

Como se puede observar de los gráficos anteriores, se proyecta un crecimiento significativo de la electromovilidad con tasas de crecimiento anual de hasta un 300%.

La Comisión proyecta para el año 2035 una demanda a nivel de Subestación Primaria por electromovilidad de 4.504 GWh y para el año 2040 igual a 7.956 GWh, lo que equivale a un 12% y 19%, respectivamente, de la demanda regulada proyectada para esos años.

El modelo de optimización de flujo determina las inversiones requeridas para satisfacer la demanda proyectada durante un horizonte de 20 años a mínimo costo de inversión, decidiendo la magnitud e instante en que las inversiones son requeridas y en qué tramos.

Los inputs del modelo son:

- **Topología de la red:** tipo de conductores, cantidad de tramos, conectividad entre los tramos, nodos de demanda y nodo de inyección.
- **Demanda no EM:** demanda inicial de cada nodo de demanda; tasa de crecimiento de demanda y perfil de consumo de dicha demanda.

- **Demanda EM:** demanda inicial igual a 1 cargador de 14,4 kW en cada nodo de demanda, tasa de crecimiento y perfiles de consumo de dicha demanda.

Considerando los tres tipos de topología (densidad alta, media y baja), tres casos de demanda y los tres tipos de comportamiento de vehículos, el total de escenarios utilizados es de 27.

Respecto de los perfiles de carga *dumb* y *smart*, se hace presente que son los mismos y provienen de la misma fuente que los empleados en la modelación realizada para los segmentos de Generación y Transmisión.

### 3.2.3.2

#### Resultados de la modelación

De acuerdo con los supuestos establecidos y las topologías de redes modeladas, se han obtenido los resultados que detallan las inversiones necesarias para cada topología de red en función de los tres tipos de carga. Para facilitar la comparación de las inversiones anuales de cada tipo de carga, se ha utilizado la inversión total del tipo de carga *dumb* como referencia. Así, los requerimientos de inversión total de este tipo de carga se comparan con los otros tipos de carga analizados. A continuación, se presentan los resultados comparativos.



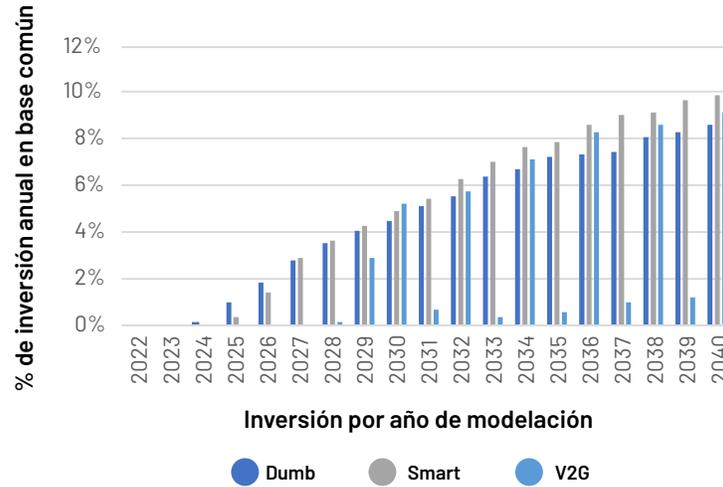


Gráfico 11. Requerimientos de Aumento de Capacidad alimentador densidad alta.

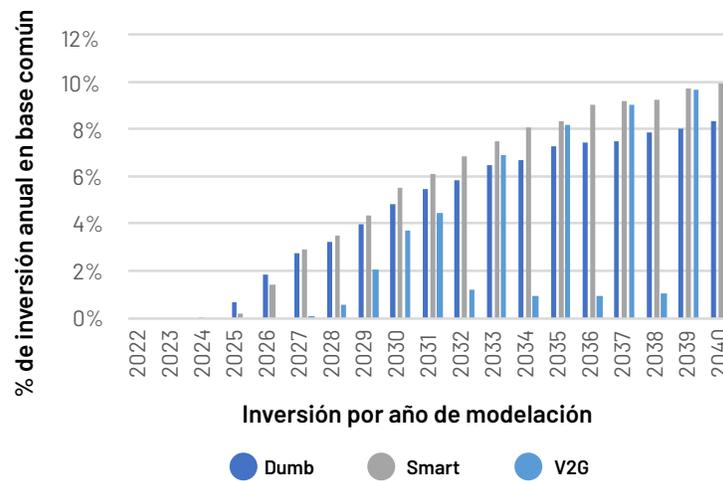


Gráfico 12. Requerimientos de Aumento de Capacidad alimentador densidad baja.

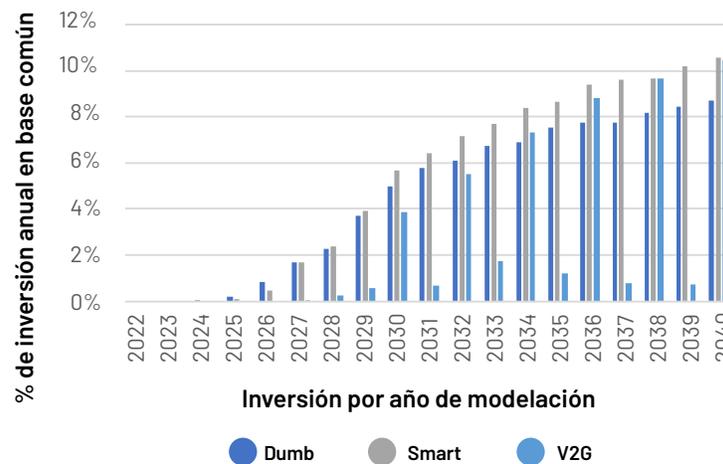


Gráfico 13. Requerimientos de Aumento de Capacidad alimentador densidad media.

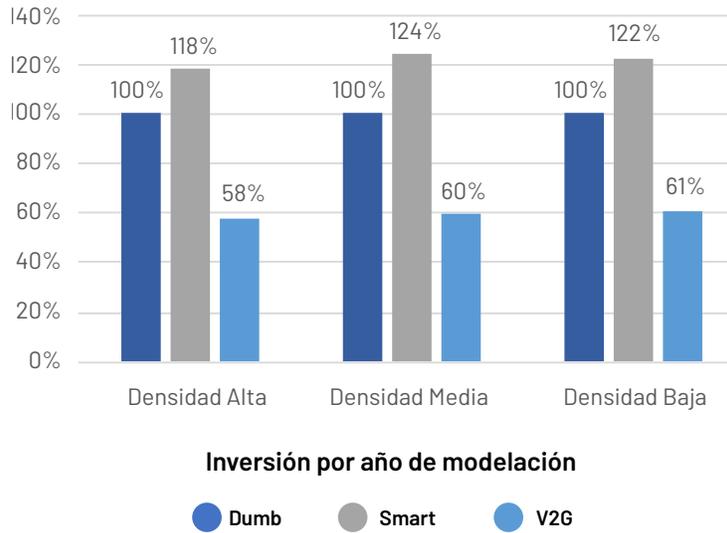


Gráfico 14. Comparación del total de requerimientos de expansión para cada tipo de red bajo los 3 escenarios de carga.

Como se puede observar en los gráficos, para todas las topologías de red analizadas, el caso en que existe un mayor requerimiento de expansión está vinculado con el modo de carga *smart charging*; esto se debe a que la carga inteligente aumenta la demanda máxima del sistema de distribución, debido a que tiene un perfil de carga similar al de la demanda base, situación que se muestra en el gráfico 15, con el objetivo de hacer uso de las horas de mayor recurso renovable del Sistema Eléctrico Nacional. Esto se traduce en un aumento de requerimientos de expansión del orden del 20% respecto del caso *dumb*.

Otra conclusión relevante es que, en todos los casos analizados, la inversión por aumento de capacidad disminuye alrededor de un 40% con modalidad de carga V2G respecto del caso *dumb charging* y que, a medida que la red sea menos densa, los requerimientos de inversión van aumentando.

Para estimar los costos de inversión de esta red, se emplearon antecedentes de procesos llevados a cabo por la Comisión y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en sus roles de determinación del Valor Agregado de Distribución<sup>16</sup> y de Contabilidad Regulatoria<sup>17</sup>, respectivamente.

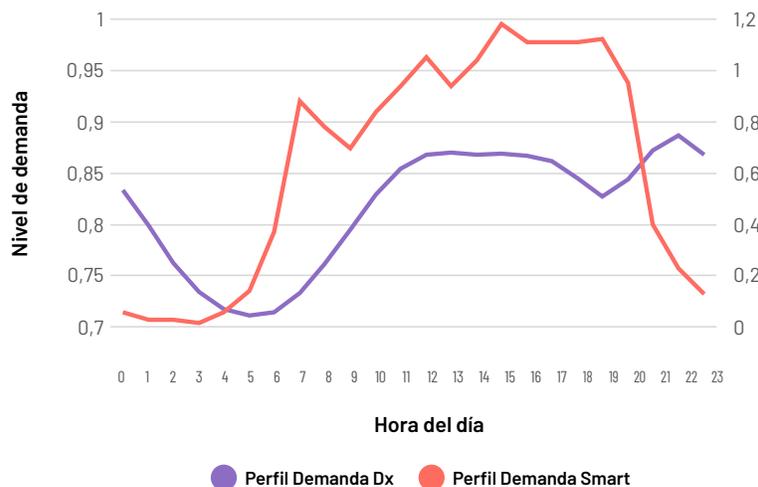


Gráfico 15. Superposición perfil demanda base - carga Smart.

Nota: Perfil Demanda Dx: Elaboración propia.  
 Perfil Demanda Smart: Ver sección 3.2.2.1.

16. <https://www.sec.cl/contabilidad-regulatoria/#1696609519616-6bb1db74-f106>

17. [https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:b/g/personal/onedrive-subdeptargedis\\_cne\\_cl/EXnXgEF44phHjhw3XP33PhEB-H-8F0pWyrccdx\\_sWwgbA?e=Bbobj](https://comisionenergia-my.sharepoint.com/:b/g/personal/onedrive-subdeptargedis_cne_cl/EXnXgEF44phHjhw3XP33PhEB-H-8F0pWyrccdx_sWwgbA?e=Bbobj)

### 3.2.3.3

## Resultados extrapolables a toda la red de distribución

Para realizar un análisis del costo beneficio de considerar medidas de flexibilidad para la integración de la electromovilidad, es necesario entender que -a nivel nacional- existen distintos tipos de densidades de redes y, por tanto, de consumo de los clientes.

Así, por tanto, el efecto del impacto de la electromovilidad sobre cada red difiere principalmente en función de la configuración de la red original y de la proporción de la demanda a abastecer por electromovilidad sobre el total de la demanda de la empresa distribuidora correspondiente.

Si bien es cierto que la mayoría de la demanda se centrará en las zonas urbanas, el efecto que tendrá en términos de inversión en las zonas menos densas es significativamente mayor producto -como se ha indicado- de la proporción del aumento de la demanda que significa la EM. A continuación, se muestra la proporción que representa la electromovilidad sobre la demanda total de cada empresa distribuidora de acuerdo con las proyecciones de demanda determinadas por la CNE.

Como se puede observar, se estima que la demanda de electromovilidad represente hasta un 25% de la demanda total para algunas distribuidoras. Esto necesariamente implica una inversión considerable, más aún si no se permite la gestión de dicha demanda y la integración de esta como un recurso energético distribuido.

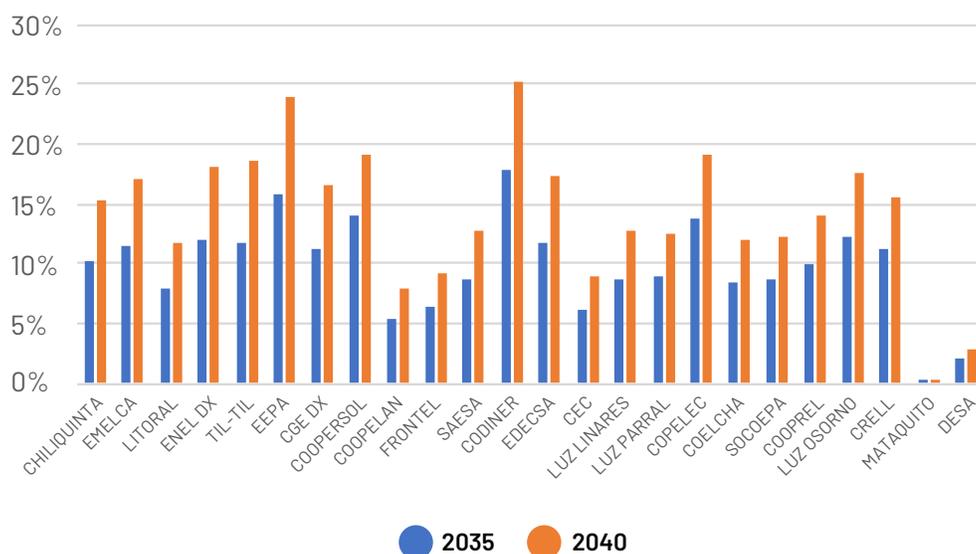


Gráfico 16. Proporción de demanda EM sobre el total.

Nota. Fuente: Informe Técnico Preliminar de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043, CNE.

### 3.2.3.4

## Cuantificación del Beneficio Económico

El beneficio económico en el sistema de distribución se obtiene como la diferencia entre los costos de inversión del escenario *dumb charging* y los costos de inversión de los escenarios *V2G* y *smart*.

Para determinar los costos de inversión en base a los [MWh] demandados por electromovilidad se consideran los siguientes supuestos:

1. Se considera la demanda determinada a nivel de Subestación Primaria por la Comisión en el ejercicio anual de previsión de demanda que esta realiza.
2. En base a la clasificación de cada par empresa-comuna se asigna a cada empresa las proporciones de densidad de su respectiva Área Típica de Distribución (ATD).

3. Se asigna la demanda de EM de cada empresa en las proporciones de densidad correspondientes.

4. Para cuantificar la inversión con carga *dumb* se determina, en base a los resultados obtenidos de las simulaciones, que para las zonas de densidad alta la inversión adicional requerida representa alrededor del 40% de la demanda total de EM, esto debido al nivel de consumo de dichas zonas; para las zonas de densidad media alrededor del 60% y para las zonas de densidad baja el 80%. Para las zonas de densidad muy baja se asume que la inversión requerida es igual a la demanda total de EM. Los porcentajes anteriores se determinan sobre la relación de inversión requerida y generación requerida por EM en cada escenario y topología de red.

5. Para cuantificar la inversión con carga V2G se considera que se requiere un 40% menos de capacidad adicional para cada caso antes indicado, esto debido a que los requerimientos de inversión representan entre el 58,2% y el 61% de los requerimientos del caso *dumb*, como se muestra en el gráfico 14.
6. Para cuantificar la inversión con carga *smart* se considera que se requiere un 20% más de capacidad adicional que para el caso *dumb*, esto debido a que los requerimientos de inversión representan entre el 117,9% y el 123,8% de los requerimientos del caso *dumb*, como se muestra en el gráfico 14.
7. Para valorizar las inversiones requeridas se determina un costo por [kWh] de energía suministrada en base al volumen de energía informado por las empresas en el proceso de costos de explotación para el año 2022 y los valores de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) informados por las mismas

empresas en el proceso de VNR 2022. A los valores determinados en base a la metodología anterior se les adiciona un 15% para los casos *smart* y V2G, esto considerando que la implementación del Sistema de Medición Monitoreo y Control del año 2018 producía un aumento en los costos de distribución, de alrededor de un 20%, valores que quedaron establecidos en el DS N°5T de 2018<sup>18</sup> y que parte de dichas exigencias ya han sido implementadas, o se están implementando producto de lo establecido en el Anexo Técnico de Medición Monitoreo y Control, cuya inversión representa del orden del 5% del VNR de instalaciones eléctricas de acuerdo a los valores fijados en el proceso de cálculo del Valor Agregado de Distribución del cuatrienio 2022 - 2026.

Con los criterios expuestos se determinan los siguientes costos de inversión para cada uno de los años analizados, esto es 2035 y 2040.

Ítem	Año 2035 [MM USD\$]	Año 2040 [MM USD\$]
Inversión Dumb	\$658,71	\$1.163,05
Inversión V2G	\$454,51	\$802,50
Ahorro - costo	\$-204,20	\$-360,54
VPN Inv. Dumb	\$621,43	\$1.097,21
VPN Inv. V2G	\$428,79	\$757,08
<b>Ahorro - costo</b>	<b>\$-192,64</b>	<b>\$-340,14</b>

Tabla 7. Montos de inversión requeridos a nivel de Dx y cuantificación de ahorro o costo. Caso Dumb - V2G.

Ítem	Año 2035 [MM USD\$]	Año 2040 [MM USD\$]
Inversión Dumb	\$658,71	\$1.163,05
Inversión Smart	\$909,03	\$1.065,00
Ahorro - costo	\$250,31	\$441,96
VPN Inv. Dumb	\$621,43	\$1.097,21
VPN Inv. Smart	\$857,57	\$1.514,15
<b>Ahorro - costo</b>	<b>\$236,14</b>	<b>\$416,94</b>

Tabla 8. Montos de inversión requeridos a nivel de Dx y cuantificación de ahorro o costo. Caso Dumb - Smart.

Como se observa de los resultados obtenidos, existe un beneficio económico de emplear el modo de carga V2G sobre el modo de carga dumb que representa el caso *as usual*. Ahora bien, para poder agregar el beneficio en los tres

segmentos, se determina -a partir del Valor Presente Neto- una anualidad de la inversión requerida con una tasa del 6%<sup>19</sup> y una vida útil de 30 años<sup>20</sup>, obteniendo los siguientes resultados.

	Año 2035 [MM USD\$]	Año 2040 [MM USD\$]
Tasa	6%	6%
Periodo	30 años	30 años
Anualidad Dumb	\$42,59	\$75,20
Anualidad Smart	\$58,78	\$103,78
Anualidad V2G	\$29,39	\$51,89
<b>Ahorro - costo</b>	<b>\$236,14</b>	<b>\$416,94</b>

Tabla 9. Anualidad de inversión en Distribución.

18. Decreto Supremo N°5T que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el decreto N° 11T, de 2016, del Ministerio de Energía, de acuerdo a las actualizaciones de los parámetros que se indican.

19. Tasa de actualización mínima establecida para el segmento de distribución en el artículo 182 bis de la LGSE.

20. Vida útil promedio empleada para determinar el chequeo de rentabilidad de la industria.

### 3.2.4

## Segmento de Transmisión

Para analizar los impactos de la electromovilidad en el segmento de transmisión, se ha considerado la siguiente metodología. Primero, es necesario delimitar el ámbito del análisis en cuanto a qué tipo de movilidad se está modelando. Por un lado, se tiene la EM asociada a vehículos particulares y transporte liviano. Por otra parte, está la EM relacionada tanto con el transporte público en buses como con el transporte de carga pesada.

A partir del análisis de los datos, tanto de consumo eléctrico como de combustibles, resulta un buen indicador para este análisis la sustitución de los combustibles fósiles. Generalmente, el uso de la gasolina está vinculado a vehículos livianos, mientras que el diésel se asocia con el transporte público y los vehículos para carga pesada. En este caso, se enfoca el análisis en la sustitución de la gasolina; es decir, considerar el consumo actual de gasolina como un equivalente al futuro consumo de energía eléctrica por EM, incluyendo un uso intensivo en las redes de distribución y una componente asociada al transporte público.

Desde esta perspectiva, y examinando la distribución geográfica actual del uso de combustibles fósiles, al comparar esos datos con los futuros consumos de energía eléctrica, es posible analizar los impactos que esta distribución de demanda podría tener en la planificación de la transmisión.

Adicionalmente, en términos metodológicos, se desarrollan las siguientes alternativas:

1. Desarrollo de una red simplificada que facilite el análisis de las posibles modificaciones en las transferencias de energía y potencia que se esperan en los grandes corredores de alta tensión.
2. Uso de la modelación utilizada por la Comisión en el ejercicio de planificación de la transmisión. Sobre esta base, se realiza un análisis de sensibilidad relacionado con el aumento o disminución de la demanda derivada de cambios en el comportamiento de uso de la EM.

Con todo, sería conveniente, en el futuro, realizar un análisis de las holguras existentes en los actuales ejercicios de planificación de la transmisión, para determinar si estas capacidades proyectadas de utilización de las redes son suficientes para acomodar las modificaciones en la demanda proveniente de la actividad de la EM.

Estas metodologías complementan el enfoque inicial que se centra en la sustitución de la gasolina y su equivalencia futura en consumo de energía eléctrica por EM. Si bien es cierto que el consumo actual de gasolinas refleja las condiciones socioeconómicas y geográficas de la sociedad en términos de movilidad basada en combustibles fósiles, para proyectar adecuadamente el consumo de energía asociado a la EM, se requiere una investigación específica que aún no se ha realizado. Esta investigación debería abordar cómo la transición hacia la EM podría desarrollarse de manera desigual en distintas regiones, considerando factores como la infraestructura de carga, las políticas públicas, y las capacidades económicas locales. Dado que el cambio

tecnológico no siempre avanza uniformemente en todas las zonas geográficas, es necesario estudiar en detalle estas posibles disparidades para ajustar o mejorar el proxy basado en el consumo de gasolinas. Este análisis adicional podría fundamentar una desviación de las proyecciones actuales y garantizar una representación más precisa de la demanda futura de energía en los distintos escenarios de EM.

### 3.2.4.1

## Modelamiento

El impacto de la electromovilidad en el sector de transmisión se evalúa mediante el desarrollo de un modelo de despacho económico en una red simplificada del sistema de transmisión del SEN. La red se genera a partir del modelamiento de la CNE para el proceso de Precio de Nudo de Corto Plazo del Segundo Semestre del año 2023, realizado con el software OSE2000. En resumen, el sistema se reduce a una red que considera 35 barras (220 y 500) con 72 líneas de transmisión (las 72 líneas considerando la direccionalidad de los flujos, por ende, son modelados 36 segmentos para el SEN). Adicionalmente, se estudió el impacto de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre considerando una capacidad de transmisión de energía de 3.000 MW. Esta sensibilización se realiza únicamente para demostrar los beneficios sistémicos que otorga el proyecto antes mencionado.

Por otra parte, respecto de los datos de Generación, se consideró también como base la capacidad instalada en el modelo CNE II Sem 2023 PNCP en Ose2000. Dicha capacidad instalada fue posteriormente ajustada a los años 2035 y 2040, de acuerdo a la inversión por tecnología y región definida por la PELP (escenario "carbono neutralidad"). De este modo, se armonizan los datos utilizados por el modelo EnergyPLAN y el modelo de despacho utilizado para el sector de transmisión. Respecto a las tecnologías de generación renovables, al año 2035 se consideran 23,32 GW de energía eólica, 11,58 GW de energía solar fotovoltaica y 4 GW de termo-solar (CSP). Para CSP, se consideran además 17,5 horas de almacenamiento, considerando las características de la planta CSP Cerro Dominador. Para el año 2040, se consideran 28,70 GW de eólica, 13,29 GW de solar fotovoltaica, y 4,37 GW de termo-solar CSP. Adicionalmente, el modelo de despacho se desarrolló con una resolución horaria por año de modelación. Dado esto, es necesario considerar curvas de disponibilidad para los recursos renovables (solar, eólico, hídrica). Para esto, se utilizan las mismas curvas definidas y utilizadas por el modelo EnergyPLAN. El mismo supuesto es utilizado para la distribución horaria de la demanda de electricidad. Se asume, adicionalmente, que todas las barras comparten el mismo perfil horario de demanda.

### 3.2.4.2

#### Escenarios para el modelamiento

El análisis considera escenarios basados en la estructura de la red de transmisión, además del tipo de comportamiento de carga asociado a la EM y su nivel de demanda definidos en 3.2.2.1 y 3.2.2.2, respectivamente. Al igual que en los análisis previos, se consideran patrones de carga inteligente (smart) y carga no inteligente (dumb) utilizados por el modelo EnergyPLAN.

El caso de V2G para el segmento de Transmisión no se analizó y se homologó al caso smart, dado que los impactos de despacho y almacenamiento de baterías de vehículos eléctricos se analizaron a nivel de redes de distribución, segmento donde su impacto es más significativo y, por otro lado, el impacto del V2G, mirado de manera individual aguas arriba de distribución, es muy menor y casi indistinguible respecto del escenario smart, en relación con los requerimientos de transmisión, incluso, aunque se incentive la creación de concentración de demanda asociada a V2G (ej., grandes centros de estacionamientos con puntos de carga).

En la siguiente sección, se analiza el sistema de transmisión utilizando la red del SEN en su formato reducido, sin opciones de inversión en capacidad de transmisión y se realizan estudios de sensibilidad sobre su estructura. Primero, a modo de calibración, se estudia el caso sin límites de transmisión para comparar los resultados con el modelo EnergyPLAN, que no considera la transmisión y revela el vertimiento asociado a elementos exógenos (sobreoferta o falta de almacenamiento). Luego, se introduce la red de transmisión con límites definidos y, finalmente, se incluye la línea Kimal-Lo Aguirre como una línea activa con una capacidad de 3.000 MW. Posteriormente, se evalúan los niveles de inversión requeridos bajo diferentes niveles de demanda y comportamiento de la EM.

Dado que la infraestructura de líneas de transmisión considerada en las distintas modelaciones disponibles no incluye futuros planes de inversión, la capacidad de transmisión se vuelve insuficiente para los niveles de demanda y generación estimados para 2035 y 2040. Esto subraya la necesidad de evaluar escenarios de inversión en la red de transmisión. Para estudiar el impacto de la EM en el sector de transmisión futuro (2035 y 2040), se consideran las versiones necesarias en la red de transmisión con y sin la línea Kimal-Lo Aguirre, bajo todos los escenarios de carga (smart y dumb) y niveles de demanda definidos.

### 3.2.4.3

#### Resultados para el modelamiento sector Transmisión

Para cada uno de los escenarios descritos anteriormente se estudia el nivel de vertimiento y el nivel de inversión en Tx necesario, con el objetivo de reducir los costos de suministro y de demanda no servida.

La siguiente tabla muestra el nivel de vertimiento (en porcentaje) para los años 2035 y 2040. Se observa que, cuando no se consideran límites de transmisión (escenario "Tx - Sin restricción"), los niveles de vertimiento, tanto para el caso de carga no inteligente como inteligente, promedian un valor de 15% para el año 2035 y 15,5% para el 2040, aproximadamente. Estos valores están en concordancia con lo resultante de EnergyPLAN, donde se estima un vertimiento de 14,9% aproximadamente para el caso de carga no inteligente.

Los valores de vertimiento aumentan en un 10%, llegando a un promedio de 25,9% en 2035 y 29,4% en 2040, para el escenario de "Tx - Original" donde no se considera inversión adicional en transmisión y sin la línea Kimal-Lo Aguirre. Estos niveles son consistentes con niveles de vertimiento observados en la literatura y en contextos con alta penetración renovable y sin altos niveles de flexibilidad otorgados por integración de sistemas.

En el tercer escenario, al considerar la nueva línea Kimal-Lo Aguirre, los niveles de vertimiento se reducen a un promedio de 17,3% y 21,8%, para el 2035 y 2040, respectivamente. Esto demuestra que el aumento en capacidad de transmisión de energía puede generar aportes significativos en términos de un mejor uso de recursos energéticos renovables. Los resultados obtenidos muestran que el modelo EnergyPLAN puede sobredimensionar los beneficios de la electromovilidad dado que no considera límites de flujo de energía. La Tabla 10 muestra claramente que los vertimientos son modificados al considerar distintas estructuras de la red con capacidad de flujo, por ende, obteniendo niveles de vertimiento mayores a los identificados por EnergyPLAN.

			Vertimiento (%)		
			2035		
			Tx sin restricción	Tx - Original	Tx - Kimal - Lo Aguirre
EM Demanda	-10%	No inteligente	15,05	25,85	17,40
		Inteligente	14,94	25,99	17,37
	Base	No inteligente	15,01	25,77	17,27
		Inteligente	14,90	25,92	17,23
	+ 10%	No inteligente	14,98	25,69	17,14
		Inteligente	14,86	25,86	17,10

Tabla 10. Vertimiento de electricidad por escenario para casos sin inversión en Tx, 2035.

			Vertimiento (%)		
			2040		
			Tx sin restricción	Tx - Original	Tx - Kimal - Lo Aguirre
EM Demanda	-10%	No inteligente	15,76	29,47	21,98
		Inteligente	15,47	29,66	21,96
	Base	No inteligente	15,68	29,33	21,76
		Inteligente	15,37	29,0	21,73
	+ 10%	No inteligente	15,60	29,20	21,54
		Inteligente	15,27	29,42	21,51

Tabla 11. Vertimiento de electricidad por escenario para casos sin inversión en Tx, 2040.

En relación con el modo de carga, no se observan variaciones importantes con respecto al vertimiento de energía a nivel de transmisión. Sin embargo, cuando la red se encuentra con mayores niveles de saturación o congestión (escenario "Tx - Original", dado que la red no considera planes de inversión nuevos para satisfacer la demanda prevista al 2035-2040) se observa un leve aumento en el nivel de vertimiento bajo un patrón de carga inteligente. Este resultado se debe a que el escenario de carga inteligente aumenta la demanda máxima en horarios diurnos, reduciendo la demanda en horas de mayor disponibilidad eólica. Dado que la PELP considera niveles de generación solar y eólico similares (o incluso mayor eólico en algunos escenarios), la falta de capacidad de transmisión genera efectos negativos en términos de vertimiento. Este punto es importante pues da indicios de que la definición de

carga inteligente (o incentivos a los conductores de VE) debería estar alineada con una carga que siga los patrones de vertimiento asociados a la energía solar y eólica, requiriendo un mayor nivel de flexibilidad en los horarios de carga por parte de conductores de VE.

El resultado anterior también implica que un aumento de demanda eléctrica a horas de día (10 am - 4 pm) resulta en una congestión mayor y, por ende, en mayores requerimientos de inversión en Tx. Para evaluar este impacto, el modelo de despacho es modificado, integrando opciones de inversión en las líneas existentes (aumento de capacidad de transmisión). Este análisis se hace sobre la red original y la red modificada con la línea Kimal-Lo Aguirre.

			Vertimiento (%)	
			2035	
			Tx - Original	Tx - Kimal - Lo Aguirre
EM Demanda	-10%	No inteligente	15,05	6,73
		Inteligente	14,94	6,43
	Base	No inteligente	15,01	6,65
		Inteligente	14,90	6,32
	+ 10%	No inteligente	14,98	6,57
		Inteligente	14,86	6,21

Tabla 12. Vertimiento de electricidad por escenario para casos con inversión en Tx (en porcentaje), 2035.

			Vertimiento (%)	
			2040	
			Tx - Original	Tx - Kimal - Lo Aguirre
EM Demanda	-10%	No inteligente	15,76	8,61
		Inteligente	15,48	8,06
	Base	No inteligente	15,68	8,46
		Inteligente	15,38	7,84
	+ 10%	No inteligente	15,60	8,32
		Inteligente	15,28	7,62

Tabla 13. Vertimiento de electricidad por escenario para casos con inversión en Tx (en porcentaje), 2040.

Como se observa en las tablas anteriores, los niveles de vertimiento son significativamente reducidos al momento de aumentar los niveles de capacidad de transmisión. En este caso, además, se observa que la carga inteligente resulta también en una leve reducción del vertimiento en comparación a la carga no inteligente, contrario a lo observado en las tablas

de resultados anteriores (sin opción de inversión en Tx). Esta reducción en el vertimiento bajo carga inteligente, viene -en efecto- también asociada con mayores niveles de inversión en transmisión. La inversión total para cada escenario se muestra a continuación.

			Inversión en transmisión (MW)	
			2035	
			Tx - Original	Tx - Kimal - Lo Aguirre
EM Demanda	-10%	No inteligente	39.545	24.622
		Inteligente	42.649	26.015
	Base	No inteligente	39.760	24.828
		Inteligente	43.202	26.465
	+ 10%	No inteligente	40.033	25.123
		Inteligente	43.800	27.123

Tabla 14. Inversión en infraestructura de Tx acumulada (MW), 2035.

			Inversión en transmisión (MW)	
			2040	
			Tx - Original	Tx - Kimal - Lo Aguirre
EM Demanda	-10%	No inteligente	52.688	33.353
		Inteligente	56.181	36.072
	Base	No inteligente	53.069	33.887
		Inteligente	57.506	36.821
	+ 10%	No inteligente	53.623	33.794
		Inteligente	59.033	37.724

Tabla 15. Inversión en infraestructura de Tx acumulada (MW), 2040.

De los resultados se pueden obtener dos conclusiones claras. Por un lado, existen mayores niveles de inversión requeridos cuando la línea Kimal-Lo Aguirre no es considerada. Por otro lado, y como se indicó anteriormente, los niveles de inversión en transmisión bajo el perfil de carga inteligente resultan en un aumento en los requerimientos de transmisión, tanto para el período 2035 como para el 2040. Para el año 2035, existe hasta un requerimiento adicional de 2.000 MW adicionales bajo carga inteligente en el caso de contar con la línea Kimal-Lo Aguirre y con hasta 3.767 MW adicionales sin esta línea. Estos valores aumentan para el año 2040, llegando a 3.930 y 5.410 con y sin la línea Kimal-Lo Aguirre, respectivamente. Por ende, los resultados obtenidos a nivel de distribución son consistentes con lo observado a nivel de transmisión, respecto al aumento de inversión en capacidad bajo un patrón de carga inteligente, lo que a su vez permite una mejor integración de recursos solares y reducción de su vertimiento.

### 3.2.4.4

## Cuantificación del Beneficio Económico

Para determinar el beneficio económico en el segmento de transmisión, se cuantifica la inversión requerida por ésta para los años 2035 y 2040, la que considera los requerimientos para abastecer la demanda de EM considerando la existencia de la línea Kimal-Lo Aguirre, cuya fecha de entrada en operación debe ocurrir en el primer semestre de 2029 de acuerdo con lo establecido en el Decreto 1 de 2022 del Ministerio de Energía<sup>21</sup>.

Para determinar los costos de inversión en base a los [MW] requeridos, se consideraron los siguientes supuestos:

1. Se consideran los montos de inversión; los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA); y los montos de ajuste por efecto de impuesto a la renta (A.E.I.R) fijados en el Decreto Supremo N°7T de 2022 del Ministerio de Energía que fija valor anual de las instalaciones de Transmisión Nacional, Zonal y de las instalaciones de Transmisión Dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.
2. Se considera que la capacidad de transmisión inicial del sistema es de 90.848 [MW].
3. Se considera que los requerimientos totales de inversión en transmisión para los años 2035 y 2040 asignables a EM corresponden a un 14,8% y a un 17,2%, esto debido a la proporción que dicha demanda representa del total de demanda adicional.
4. Se determina un monto en \$/MW el cual se multiplica por los MW adicionales.

Con los criterios expuestos se determinan los siguientes costos de inversión para cada uno de los años analizados, esto es 2035 y 2040.

21. Decreto 1 de 2022: Fija derechos y condiciones de ejecución y explotación de la obra nueva denominada "Nueva línea HVDC Kimal - Lo Aguirre" contemplada en el Decreto N° 231 exento, de 2019, del Ministerio de Energía.

Escenario	No Inteligente		Inteligente	
	Año 2035 [MM USD\$]	Año 2040 [MM USD\$]	Año 2035 [MM USD\$]	Año 2040 [MM USD\$]
-10%	\$269,03	\$423,53	\$284,25	\$458,06
Base	\$271,28	\$430,31	\$289,17	\$467,57
+10%	\$274,51	\$429,13	\$296,36	\$479,03
<b>Promedio</b>	<b>\$271,61</b>	<b>\$427,66</b>	<b>\$289,93</b>	<b>\$468,22</b>

Tabla 16. Montos de inversión requeridos a nivel de Tx. Caso Dumb - Smart.

Para determinar el Valor Presente Neto se emplea una tasa del 7%<sup>22</sup>, obteniendo los siguientes resultados.

ítem	Año 2035 [MM USD\$]	Año 2040 [MM USD\$]
No Inteligente	\$271,61	\$427,66
Inteligente	\$289,93	\$468,22
Ahorro - costo	\$ -18,32	\$ -40,56
VPN Inv. No Inteligente	\$253,84	\$399,68
VPN Inv. Inteligente	\$270,96	\$437,59
<b>Ahorro - costo</b>	<b>\$ -17,12</b>	<b>\$ -37,91</b>

Tabla 17. Montos de inversión requeridos a nivel de Tx y cuantificación de ahorro o costo. Caso Dumb - Smart.

Como se observa de los resultados obtenidos, no existe un beneficio económico de emplear el modo de carga inteligente sobre el modo de carga no inteligente que representa el caso *usual*, asociado al segmento de Tx (sí en términos de Gx) esto se debe, como fue mencionado, a que el perfil de demanda inteligente es similar al perfil del consumo de los clientes regulados, por tanto, se aumenta la demanda máxima del sistema, al igual como pasa en distribución.

Para determinar el beneficio en los tres segmentos (Gx, Dx y Tx) se define, a partir del Valor Presente Neto, una anualidad de la inversión requerida con una tasa del 7% y una vida útil de 34 años, determinada esta última en base a la vida útil promedio considerada en el proceso de valorización de las instalaciones de transmisión para el cuatrienio 2020 -2024, obteniendo los siguientes resultados.

	Año 2035 [MM USD\$]	Año 2040 [MM USD\$]
Tasa	7%	7%
Periodo	34 años	34 años
Anualidad VPN Inv. Dumb	\$18,46	\$29,06
Anualidad VPN Inv. Smart	\$19,70	\$31,82

Tabla 18. Anualidad de inversión en Transmisión.



22. Valor mínimo de la tasa de descuento reconocida para el segmento de Transmisión establecida en el artículo 118° de la LGSE.

Estos resultados de inversión en transmisión, en conjunto a los estimados para los otros segmentos eléctricos, se visualizan en los siguientes gráficos,

donde se considera la inversión en transmisión con V2G igual a la requerida en modo de carga Inteligente:

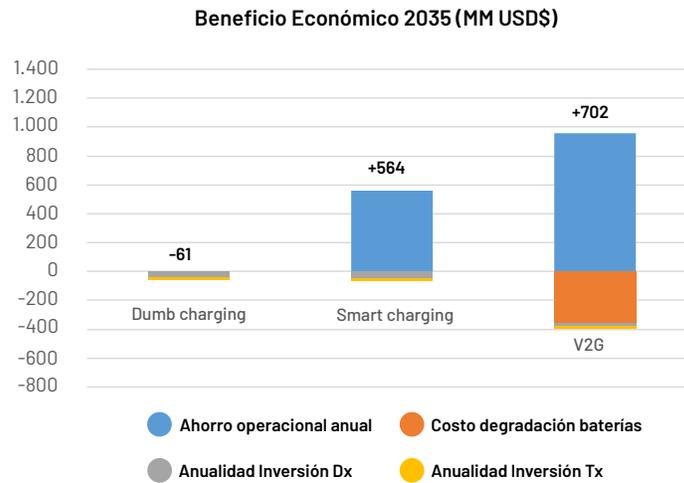


Gráfico 17. Beneficio Económico 2035.

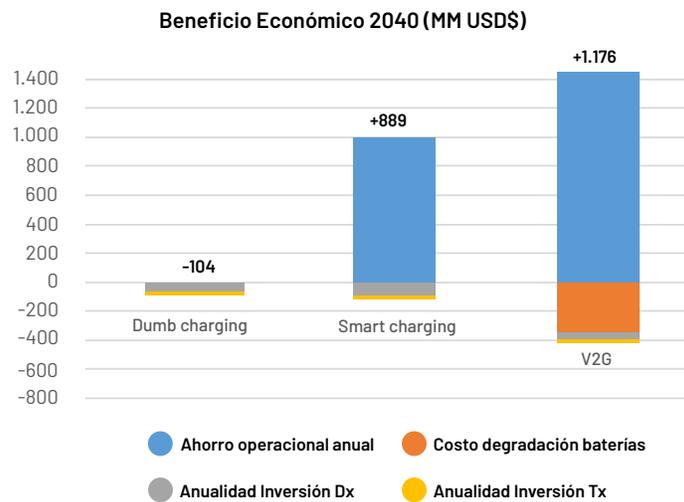


Gráfico 18. Beneficio Económica 2040.

Se realiza una comparación anual considerando el valor presente de los ahorros operacionales interpolados desde el 2024 al 2035 y 2040, lo que genera una evaluación no conservadora de los resultados. Existen diversas opciones de comparación, ya que, por un lado, los ahorros operacionales comienzan desde el inicio de la implementación de los distintos modos de

carga, es decir, antes de 2035 y 2040, y continúan existiendo después de esos años. Por otro lado, los costos de inversión se ejecutan por etapas, habilitando la operación de los distintos modos de carga tanto antes como después de los años analizados.

## 3.3

## Procesos participativos

Uno de los objetivos fundamentales del estudio desarrollado fue la integración de metodologías participativas en la cuantificación del impacto y estimación de beneficios derivados de la penetración de la electromovilidad en Chile y de su flexibilidad como recurso energético distribuido, en un horizonte temporal determinado, y con el objeto de definir en consenso con actores e intervinientes del sector eléctrico y de otros sectores, especialmente transportes, los pasos necesarios para habilitar la flexibilidad de la EM en el Sistema Eléctrico de Chile.

En el marco de este estudio, el uso de entrevistas y talleres forma parte de una estrategia general de involucramiento participativo con los actores del sistema. Las entrevistas se constituyen como una relación bilateral entre un profesional del equipo consultor y el actor/experto/implicado, en la cual -mediante un guion previamente elaborado- se permite detectar evidencia que amplíe, modifique o complemente la información previamente sistematizada.

Los talleres son una experiencia de diálogo guiado, estructurado como una instancia grupal de transferencia, recepción y devolución de conocimiento, diseñada e implementada con la intención de identificar información, temas, problemas y soluciones posibles frente a un determinado campo de la realidad. Un taller pretende articular también información fragmentada e

incrementar la participación en los procesos de formulación y planificación estratégica. Supone un grupo que lidera la actividad, expertos profesionales que son parte del equipo consultor, y personas invitadas -actores claves de cada sector- que progresivamente van involucrándose en la actividad, mostrando sus opiniones, problematizando y apropiándose de los resultados.

El trabajo participativo durante la ejecución del proyecto se organizó en tres etapas. La primera de ellas destinada a apoyar la construcción de un modelo de cuantificación de beneficios e impacto de la electromovilidad, por medio de la realización de entrevistas y un taller participativo, especialmente destinados a recopilar información para la selección de variables y especificación metodológica de la cuantificación de impacto.

Por su parte, en la segunda etapa la actividad participativa se insertó dentro del proceso de estimación de beneficios e impacto, y consistió en un taller de presentación de resultados parciales a un grupo de expertos.

En la tercera etapa del estudio, el trabajo participativo se orientó de manera directa a la identificación de los pasos necesarios para la habilitación de la flexibilidad de electromovilidad para el sistema eléctrico en Chile, con un enfoque eminentemente evaluativo y propositivo, a partir de la realización de entrevistas y talleres participativos, según se da cuenta en la Tabla siguiente.

Etapa	Actividad	Objetivo de la actividad	Modalidad	Número de participantes <sup>23</sup> / Género	Fechas
1	Entrevistas	Recabar información para la especificación del modelo de cuantificación de costos y beneficios de distintas estrategias de aprovechamiento de la electromovilidad	On-Line	Femenino: 6 Masculino: 14 Total: 20	30 de mayo a 22 de junio de 2023
1	Talleres participativos	Someter a la visión y opinión de expertos -quienes ya habían sido entrevistados- los resultados de la sistematización de entrevistas y la propuesta metodológica de cuantificación de impacto	On-Line	Femenino: 5 Masculino: 14 Total: 19	28 junio 2023
2	Taller participativo	Validar los resultados del proceso de cuantificación de impacto económico y análisis costo-beneficio de las estrategias de flexibilidad que ayuden a establecer puntos de trabajo para la siguiente etapa del estudio	On-Line	Femenino: 3 Masculino: 11 Total: 14	15 de diciembre de 2023
3	Entrevistas previas a talleres	Preparar los contenidos de los talleres planificados especialmente con miras a identificar dimensiones e hitos necesarios para la habilitación de la electromovilidad en un escenario futuro deseado	On-Line	Masculino: 10 Total: 10	30 de mayo y el 22 de junio de 2023

23. El número de asistentes detallado en esta tabla para los talleres participativos se refiere a los expertos invitados, pues la asistencia total fue mayor al considerar al equipo de ambas consultoras y de la Agencia de Sostenibilidad Energética.

Etapa	Actividad	Objetivo de la actividad	Modalidad	Número de participantes / Género	Fechas
3	Talleres participativos	Realizar un análisis en retrospectiva para evaluar las acciones necesarias para alcanzar un futuro deseado: caracterización del estado actual y mapeo de brechas de electromovilidad y estrategias de flexibilidad	Híbrida	<b>Presencial</b> Femenino: 7 Masculino: 18 Total: 25 <b>On line</b> Femenino: 3 Masculino: 2 Total: 5	2 de abril de 2024
3	Talleres participativos	Realizar un análisis en retrospectiva para evaluar las acciones necesarias para alcanzar un futuro deseado: desarrollo de estrategias y recomendaciones para la disminución de brechas en electromovilidad y de flexibilidad de vehículos eléctricos	Híbrida	<b>Presencial</b> Femenino: 4 Masculino: 12 Total: 16 <b>On line</b> Femenino: 3 Masculino: 3 Total: 6	11 de abril de 2024
3	Entrevistas posteriores a talleres	Profundizar y complementar información relevante sobre las temáticas que surgen de los talleres de la fase 3	On-Line	Femenino: 1 Masculino: 4 Total: 5	8 a 24 de mayo de 2024

Tabla 19. Instancias de Participación en el Estudio.



## 4. Conclusiones y recomendaciones

Los resultados del estudio permiten concluir el innegable aporte que implicaría la electromovilidad si ésta, en cuanto demanda eléctrica (y cada vez más relevante) logra ser gestionada. En efecto, tanto en el segmento de Generación, como de Distribución, se pueden cuantificar beneficios relevantes, destacando, el retraso de la inversión en infraestructura que se genera a partir del aprovechamiento de la flexibilidad de la EM.

### 4.1

#### Generación

En lo que se refiere a Generación, el análisis realizado con el modelo EnergyPLAN para los años 2035 y 2040 muestra que existe un impacto positivo asociado a la electromovilidad y su uso como tecnología de flexibilidad para el sistema eléctrico. En particular, se observa que para ambos años estudiados un comportamiento de carga no inteligente de los vehículos eléctricos repercute en costos de operación del sistema mucho mayores que los costos obtenidos si los vehículos cargan de manera inteligente. Este beneficio se potencia aún más cuando la tecnología V2G se hace disponible.

La modelación realizada con EnergyPLAN fue complementada con el modelamiento de una red de transmisión simplificada, que tomaba como restricción permitir la generación esperada en EnergyPLAN distribuida geográficamente. Con este modelamiento, se obtuvieron los requerimientos de transmisión adicionales, junto con sus costos de inversión, necesarios para habilitar los tres modos de carga modelados. Los costos de inversión así determinados disminuyen los beneficios de la operación económica sin revertirlos para el caso de smart charging y V2G.

Adicionalmente, se observa que la tecnología V2G permite hacer una mejor integración de recursos renovables, particularmente la energía solar, ya que es posible usar las baterías para el almacenamiento de electricidad durante horas de exceso de generación y, posteriormente, despachar esta energía en horas donde la disponibilidad renovable disminuye. Este despacho inteligente genera ahorros en el sistema, pues reduce el despacho de plantas fósiles flexibles o rápidas (como diésel) que en otro caso serían necesarias para garantizar el suministro del sistema.

Es importante notar que en los dos escenarios desarrollados se observa una reducción significativa de costos de operación. Así, para el año 2035, al modificar el comportamiento de los usuarios de dumb a smart, se logra

observar una reducción de costos de operación en torno a 230 MM\$USD en el promedio y 390 MM\$USD en el escenario de máxima penetración. Sin embargo, en el escenario con máxima penetración de vehículos V2G, se alcanzó una reducción del orden de los 570 MM\$USD y en el promedio se observa una reducción del orden de los 400 MM\$USD. De igual manera, para el año 2040, en el caso de smart charging se observa una reducción de costos del orden de los 340 MM\$USD en el promedio, alcanzando una reducción del orden de los 570 MM\$USD en el escenario de máxima penetración. La reducción de costos del modo V2G para el año 2040 alcanza a superar los 560 MM\$USD en el promedio, llegando a los 770 MM\$USD en el escenario de máxima penetración.

Por otra parte, cabe recordar que estos resultados en el sector de generación eléctrica tienen efectos positivos en el segmento de distribución: Para un usuario final residencial, hoy en día la generación representa entre un 60 y un 70% del costo total de la energía. Con ello, se quiere resaltar que es este segmento el que realmente modifica las condiciones y costos del sistema y, por tanto, deben primar dentro de la toma de decisiones de política pública aquellas que permitan un mejor uso de los recursos más económicos disponibles, resguardando las condiciones de calidad y seguridad de suministro.

### 4.2

#### Distribución

Respecto de los resultados obtenidos en el segmento de Distribución, se demuestra que en todos los casos se hace necesario realizar inversiones a efectos de suplir la demanda asociada a la electromovilidad. Así, comparando los resultados de los casos smart y V2G con el caso dumb o base, se observa que en el caso smart se requiere del orden de 20% más de inversión que en el caso dumb, esto debido a que se ve un aumento de la demanda máxima del sistema de distribución por la coincidencia de la demanda de EM con la demanda máxima típica de distribución, y en el caso V2G se reducen los requerimientos de inversión en un 40% respecto del caso base, resultando que, además, dicha inversión se desplaza en el tiempo entre 3 a 4 años. Ahora bien, y considerando que el ahorro a nivel sistémico es significativo tanto para el caso smart como para el caso V2G, es que se hace necesario centrar la discusión en qué diseño de mercado debiese considerar la regulación de dicho segmento, y del sistema en general, para sacar provecho a las prestaciones que puede otorgar la electromovilidad y otros medios de generación distribuidos.

Al respecto, se ha detectado desde el inicio del presente estudio, mediante las entrevistas y talleres realizados, que existe un consenso respecto de que la regulación actual del segmento de distribución no incentiva a las empresas distribuidoras, propietarias de las redes, a realizar inversiones y/o a generar modelos de negocios que reconozcan el aporte de la electromovilidad como un recurso energético distribuido y/o permitir el ingreso de nuevos actores.

### 4.3

## Transmisión

Finalmente, respecto del segmento **Transmisión**, los efectos son menos claros. El sistema de carga inteligente contribuye a una reducción del vertimiento de recursos renovables, particularmente de energía solar. Esto se logra bajo requerimientos de inversión en transmisión, los que son -no obstante- más altos que los observados bajo el modo de carga no inteligente.

Por otro lado, los beneficios de reducción de vertimiento, bajo distintos modos de carga parecieran no ser tan importantes a nivel de transmisión. Se

tienen dos explicaciones. Por un lado, el nivel de demanda de electromovilidad para el año 2035 es de 6,51 TWh/año, lo que equivale aproximadamente a un 4.3% de la demanda total para ese año (6% aproximadamente para el 2040). Este bajo nivel de demanda pareciera no tener un impacto tan significativo como en el caso de distribución. Por otro lado, en los planes de obras se recomienda un aumento en capacidad de transmisión y almacenamiento no asociada a electromovilidad, que tienen un mayor impacto en la reducción de vertimientos.

### 4.4

## Los beneficios de la gestión de carga

Tanto en el escenario de introducción de V2G, como en el de *smart charging* existen ahorros operacionales que sobrepasan con creces los costos estimados de inversión en distribución y transmisión que los habilitan, incluyendo los costos de degradación de las baterías. En ambos escenarios existen claros beneficios económicos para el sistema eléctrico en su conjunto, además de aquellos beneficios individuales para quienes vendan al sistema la energía almacenada en las baterías de sus vehículos que no están considerados en esta evaluación.

El beneficio económico sistémico es mayor para el año 2040 que para el año 2035, debido al crecimiento de la demanda y de la demanda de EM gestionada.

En el análisis anual presentado en la siguiente tabla y gráficos, a diferencia de lo expuesto en el punto 3.2.4.4, se adopta una perspectiva más conservadora respecto a los beneficios de los modos de carga *smart charging* y V2G. Este enfoque no toma en cuenta los ahorros operacionales logrados durante la etapa de implementación previa a los años 2035 y 2040, y se limita a considerar únicamente el ahorro anual de cada modalidad de carga respecto de la modalidad *dumb*. A pesar de esta perspectiva más conservadora, los beneficios económicos asociados a la promoción de estas modalidades de carga siguen siendo evidentes.

Ítem	Comparación en base anual de Costos y Ahorros (MM USD\$)					
	2035			2040		
	Dumb charging	Smart charging	V2G	Dumb charging	Smart charging	V2G
Ahorro Operacional Anual	-	228,00	400,90	-	338,40	565,70
Costo Anual de degradación de baterías	-	-	-51,00	-	-	-58,55
Anualidad Inversión Dx	-42,59	-58,78	-29,39	-75,20	-103,78	-51,89
Anualidad Inversión Tx	-18,46	-19,70	-19,70	-29,06	-31,82	-31,82
<b>Total</b>	<b>-61,05</b>	<b>149,52</b>	<b>300,81</b>	<b>-104,26</b>	<b>202,81</b>	<b>423,44</b>

Tabla 20. Anualidades de Costos de Inversión y Ahorros de Operación anuales.

Costos y Ahorros Anuales 2035 (MM USD\$)

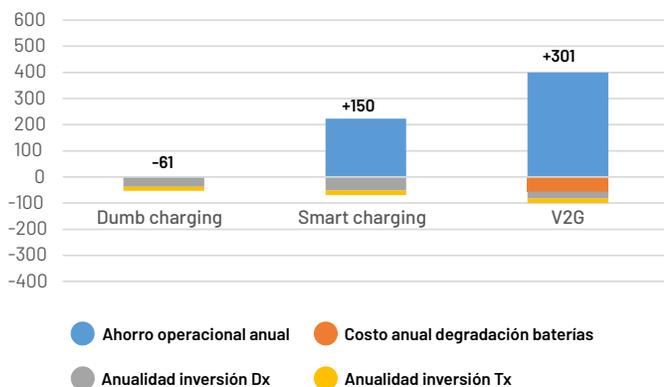


Gráfico 19. Resultados agregados en base anual 2035.

Costos y Ahorros Anuales 2040 (MM USD\$)

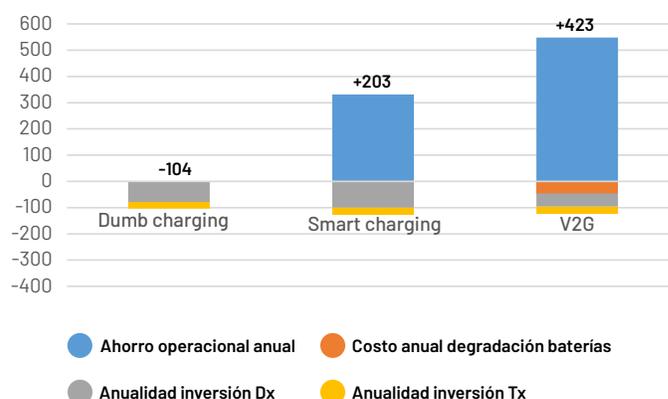


Gráfico 20. Resultados agregados en base anual 2040.

## 4.5

### Gestión de Carga Agregada

En otro orden de ideas, cabe señalar que si existiera una granularidad mayor de la señal de precio marginal (por ejemplo, de una señal horaria a una señal cada 15 minutos), si bien es cierto que la respuesta individual de cada vehículo eléctrico puede parecer poco relevante en el contexto más amplio del sistema eléctrico (especialmente si consideramos cada vehículo de manera aislada) cuando se agregan y coordinan los comportamientos de carga de múltiples vehículos eléctricos, el impacto en la red puede ser significativo. Esto se conoce como gestión de carga agregada y aquí es donde la granularidad temporal más fina realmente demuestra su valor.

La gestión de carga agregada optimiza la flexibilidad de la gestión de carga, aunque enfrenta desafíos considerables en términos de complejidad y costos. A pesar de estos desafíos, los beneficios que proporciona superan con creces el costo asociado.

Existen beneficios de la gestión de carga agregada con granularidad fina en la operación de la red ya que, al coordinar la carga de muchos vehículos eléctricos, es posible utilizar estos como una forma de almacenamiento de energía distribuido que puede ayudar a equilibrar la oferta y la demanda en la red. Durante períodos de baja demanda y alta generación, por ejemplo, los vehículos pueden cargarse a máxima capacidad, absorbiendo el exceso de energía y ayudando a disminuir o evitar el vertimiento de energías renovables. Por otra parte, en eventos de alta demanda o baja generación, un sistema de gestión de carga puede pausar o reducir la carga de los vehículos eléctricos

para disminuir la carga sobre la red. Esta respuesta distribuida y en tiempo real puede ser crucial durante las horas punta o de congestión de red o en situaciones de emergencia. Los vehículos eléctricos mediante la gestión agregada de carga pueden participar en mercados de servicios complementarios mediante programas de respuesta a la demanda. Esto puede incluir servicios como la regulación de frecuencia, donde la granularidad temporal corta permite reacciones rápidas y precisas que son bien remuneradas en los mercados energéticos.

Desde el punto de vista de la optimización de los costos, para los consumidores, una granularidad más fina permite aprovechar las variaciones de precios en períodos más cortos. Esto puede traducirse en ahorros significativos al cargar vehículos cuando los precios de la energía son más bajos; una estrategia que puede ser automatizada y optimizada por softwares inteligentes de gestión de carga.

Así, para lograr que la electromovilidad colabore con la carbono neutralidad y pueda prestar servicios de flexibilidad al sistema, debe responder de manera agregada y es por esta razón que se hace necesaria la integración al mercado de un agente denominado agregador de demanda. En este mismo sentido, y con el objetivo de generar incentivos tanto para el sistema como para los usuarios de electromovilidad, es que se deben generar estructuras tarifarias y modelos de negocios que favorezcan el traspaso de los menores costos de operación que obtendría el sistema a dichos usuarios y agentes.

## 5. Pasos necesarios para habilitar la flexibilidad de la Electromovilidad en el Sistema Eléctrico chileno

A continuación, se presenta una agenda con metas y acciones concretas que permitirían habilitar el aporte de la flexibilidad de la electromovilidad para el sistema eléctrico chileno. Estas metas y acciones son el resultado de un proceso participativo que subraya la necesidad de crear un entorno regulatorio favorable, capaz de generar los incentivos y condiciones propicias para el desarrollo de un mercado en el que la electromovilidad pueda proveer servicios como un medio energético distribuido. Estas definiciones deben ser planificadas, dirigidas y ejecutadas por las instituciones estatales pertinentes, creando espacios de colaboración con expertos nacionales e internacionales,

actores de la sociedad civil, empresas participantes del mercado eléctrico, gremios, entre otros, sin perder de vista la participación ciudadana.

Para delinear esta agenda, es necesario definir -en primer lugar- las cinco dimensiones en que se organizan las metas y acciones concretas requeridas para conseguir el objetivo:

- 1) Gobernanza:** entendida como los procesos de gobierno, instituciones, procedimientos y prácticas mediante los que se deciden y regulan los asuntos que involucra esta agenda. Su objetivo es coordinar, ejecutar y difundir las acciones concretas propuestas en ella.
- 2) Diseño de mercado y regulación:** conjunto de normas, tanto de rango legal como administrativo que deben dictarse para generar un ambiente regulatorio propicio para la introducción de las tecnologías y modelos de negocio que permitan hacer uso de la flexibilidad deseada.
- 3) Infraestructura y nuevas tecnologías:** infraestructura habilitante para la integración de la electromovilidad y el uso de su flexibilidad.
- 4) Planificación del sistema y operación:** estándares de operación que maximicen la transparencia en las transacciones y faciliten la integración de nuevos modelos de negocios.
- 5) Comunicaciones:** iniciativas destinadas a difundir las ventajas de la electromovilidad y a educar a distintos grupos en torno a esta temática.

Las dimensiones identificadas se presentan en la siguiente Figura:



Figura 1. Pasos a seguir para habilitar flexibilidad de los VE. Dimensiones de trabajo.

Las dimensiones, así como las acciones concretas para su análisis e implementación se basan en permitir una integración provechosa entre la electromovilidad y el sistema eléctrico, teniendo presente que la electromovilidad tiene como fin la movilidad de las personas y si no se gestiona su integración con la red eléctrica, pasará a ser simplemente una nueva demanda de energía no controlada. Ahora bien, se hace necesario tener presente que en los mercados donde se ha integrado de mejor manera

la electromovilidad, tales como California, Noruega y otros países europeos, pudiendo ésta ofrecer servicios a la red, existe tanto una estructura, un diseño de mercado y una tarificación distinta a la chilena, y sus redes -sobre todo a nivel de distribución- se encuentran con un mayor nivel de digitalización facilitando las operaciones y transacciones. Es por esta razón que muchas de las acciones están relacionadas con habilitar al mercado y promover la digitalización de las redes.

Así, se han identificado las siguientes metas para alcanzar el objetivo antes planteado:

- Disponer de infraestructura de carga a lo largo del país.
- Disponer de medidores inteligentes y una red observable.
- Generar incentivos para los usuarios de electromovilidad. Los usuarios deben percibir que existe un beneficio económico por disponer su vehículo para la red eléctrica (tarifas dinámicas; tarifas por uso; pago por otras prestaciones a la red).
- Promover los centros de carga en los lugares de trabajo, esto debido al recurso de energía solar con que cuenta Chile (carga en horario diurno).
- Crear el marco normativo y técnico para permitir V1G, V2X y V2G.
- Introducir a nuevos actores como los agregadores de demanda y los

operadores de infraestructura de carga.

- Permitir a las empresas distribuidoras utilizar la flexibilidad de los recursos distribuidos para la gestión y operación de sus redes.
- Generar demanda de tecnologías o desarrollo de las mismas convocando a alianzas regionales con países vecinos para diseñar políticas públicas.
- Comunicar los beneficios de la electromovilidad a la ciudadanía.

Habiendo utilizado la metodología backcasting, a partir de las metas y objetivo definido, se proponen **24 acciones concretas** priorizadas en cada una de las dimensiones antes identificadas, considerando para cada una de ellas, sus objetivos, tiempo requerido (plazos/frecuencia), actores involucrados y responsables para su consecución.



Figura 2. Consideraciones para definir acciones concretas.

## 5.1

### Gobernanza

Definir una buena gobernanza en un proyecto es fundamental para su éxito, estableciendo claros responsables institucionales y, luego, en cada institución, personas a cargo, que se conviertan en “dueños” de cada proceso. A continuación, se contemplan cuatro acciones concretas que dan cuenta de tres niveles de interacción institucional que abordan aspectos distintos y que resultan fundamentales para una adecuada coordinación e implementación de las demás acciones que deben ejecutarse.

#### 5.1.1 Meta N°1

### Conformar una estructura que dirija y accione la presente agenda

Como ha señalado la Agencia Internacional de la Energía (IEA)<sup>25</sup>, si bien la movilidad eléctrica se está acelerando en muchos lugares del mundo,

25. <https://www.iea.org/reports/grid-integration-of-electric-vehicles>

preparar a las instituciones puede ayudar a garantizar que el cambio hacia la movilidad eléctrica se produzca de manera eficiente aprovechando diversas sinergias. La movilidad eléctrica es intersectorial y requiere que las instituciones interactúen con una amplia variedad de partes interesadas de los sectores de movilidad y energía, así como de los sectores de la construcción y el inmobiliario. Para involucrarse eficientemente en todos los sectores y apoyar la planificación, es necesario romper los silos en los ministerios y en la industria.

Los formuladores de políticas pueden comenzar a preparar las instituciones involucrando a las partes interesadas en la movilidad eléctrica mediante la creación de grupos de trabajo multidisciplinarios. Estos sirven como puntos focales donde las partes interesadas pueden conocer las preocupaciones y motivaciones de otros, y donde se pueden desarrollar marcos comunes para ayudar a impulsar la movilidad eléctrica.

Los formuladores de políticas pueden romper los silos estableciendo cooperación a nivel de formulación de políticas y designando personas de contacto para que se encarguen de la coordinación intersectorial para que puedan maximizar las sinergias.

### 5.1.1.1 Acción N°1

#### Definir o establecer una instancia de formulación de lineamientos políticos

##### Objetivo:

Establecer objetivos, prioridades y asignación de recursos para el diseño e implementación de políticas públicas.

##### Descripción/antecedentes:

Como primer paso para una adecuada gobernanza de las acciones a seguir, es imprescindible el compromiso de la autoridad política con el objetivo general propuesto de utilizar los vehículos eléctricos como una herramienta de flexibilidad para el sistema eléctrico. Dado que se trata de un ámbito de política claramente alojado en el Ministerio de Energía, debería ser esta cartera la que lidere el proceso, ejerciendo un rol de impulsor, coordinador y supervisor de los demás participantes del proceso. Para tal efecto, se debe crear o usar una instancia existente de coordinación interministerial (se trata de una instancia de definiciones políticas) con la participación de otros ministerios, en principio, Transportes y Telecomunicaciones, Vivienda y Urbanismo, y Hacienda, considerando, a lo menos, una primera sesión con participación de los ministros y de manera permanente, idealmente a lo menos, a nivel de subsecretarios (liderada por el Ministerio de Energía).

##### Plazo y frecuencia:

Constitución durante el segundo semestre de 2024 con una frecuencia de funcionamiento semestral.

##### Responsable:

Ministerio de Energía.

##### Involucrados:

Ministerios de Transportes y Telecomunicaciones, Vivienda y Urbanismo, y Hacienda.

### 5.1.1.2 Acción N°2

#### Definir o implementar una instancia de coordinación técnica en el sector público (Mesa de Electromovilidad y Sistema Eléctrico)

##### Objetivo:

Establecer una instancia de coordinación técnica de las instituciones públicas involucradas en la ejecución de las acciones propuestas en la presente agenda, que facilite su acción coordinada.

##### Descripción/antecedentes:

Puesta la prioridad política, dadas las definiciones de objetivos y metas y dispuestos los recursos por la autoridad política, debe generarse una instancia en la que participen las instituciones del sector público, fundamentalmente de gobierno, encargadas de ejecutar las políticas, considerando instituciones propiamente ejecutoras, como la Agencia de Sostenibilidad Energética, reguladoras, como la Comisión, fiscalizadoras, como la SEC, e incluso organismos que están fuera de la Administración del Estado, como el Coordinador Eléctrico Nacional. Con todo, es relevante que en esta instancia participen técnicos e instituciones que no pertenecen al sector energía pero que se vinculan con el tema.

##### Plazo y frecuencia:

Constitución durante el segundo semestre de 2024 con una frecuencia de funcionamiento bimestral<sup>26</sup>.

##### Responsable:

Ministerio de Energía, en principio División de Mercados Eléctricos con colaboración de la unidad de Transporte Eficiente y Estándares de la División de Energías Sostenibles.

##### Involucrados:

Como miembros permanentes: Del sector energía: Comisión, Superintendencia, Agencia de Sostenibilidad Energética, Coordinador. Adicionalmente técnicos de los Ministerios de Transportes y Telecomunicaciones, Vivienda y Urbanismo, y Hacienda y de instituciones definidas por dichas carteras en sus respectivos sectores. A evaluar: otras instituciones como invitados.

26. Actualmente, se está trabajando en mesas para habilitar Recursos Energéticos Distribuidos, instancias en las que podría enmarcarse este trabajo, al menos en una etapa inicial.



### 5.1.1.3 Acción N°3

#### Incluir la temática en la agenda del “Acuerdo Público-Privado por la Electromovilidad”

##### Objetivo:

Contar con una instancia de interacción entre el sector público y privado que permita retroalimentar a las autoridades en la toma de decisiones y el diseño de políticas públicas.

##### Descripción/antecedentes:

Un correcto diseño de políticas públicas requiere contar con canales adecuados de participación de los distintos actores involucrados en el proceso. Para dicho efecto debe convocarse, tal como se hizo en el desarrollo del estudio, a actores de diversos ámbitos con objeto de presentarles las propuestas que se vayan formulando y obtener su validación y opiniones, recoger las necesidades que tienen, identificar barreras, etc. Así, se debe incluir la temática en la Agenda del Acuerdo Público-Privado por la Electromovilidad.

##### Plazo y frecuencia:

Inclusión del tema durante el primer semestre de 2025 con la frecuencia de funcionamiento ya definida.

##### Responsable:

Agencia de Sostenibilidad Energética.

##### Involucrados:

Del sector energía: Ministerio de Energía, CNE, SEC, y Coordinador Eléctrico Nacional. Ministerios de Transportes y Telecomunicaciones, Vivienda y Urbanismo, y Hacienda y de instituciones definidas por dichas carteras en sus respectivos sectores. Empresas y/o asociaciones de ellas del sector eléctrico, de generación, transmisión y distribución. Otros actores del sector energía, como comercializadores. Vendedores de vehículos eléctricos. Proveedores de sistemas de carga. Académicos. Organizaciones de consumidores. ONGs ambientalistas.

### 5.1.1.4 Acción N°4

#### Incorporar el tema en la discusión de las instancias internacionales existentes en el ámbito de la electromovilidad

##### Objetivo:

Contar con una instancia de interacción entre actores de distintos países de Latinoamérica, del sector público y privado, que permita intercambiar experiencias y detectar oportunidades, y, especialmente, impulsar el desarrollo de tecnologías que permitan habilitar la flexibilidad de los vehículos eléctricos para los sistemas eléctricos de los países participantes.

##### Descripción/antecedentes:

Una de las propuestas surgidas de las instancias participativas del estudio es la de contar con un foro internacional en el cual se puedan intercambiar experiencias e impulsar acciones coordinadas entre los distintos países para efectos de utilizar la flexibilidad que ofrecen los vehículos eléctricos. Así, por ejemplo, establecer posibilidades comunes de desarrollo de infraestructura de carga o determinadas tecnologías, aprovechando las potencialidades de cada país, algunos, por ejemplo, con mayor desarrollo industrial, otros con más investigación, etc. En principio, se debe incorporar el tema en la discusión de instancias existentes<sup>27</sup> y/o, más adelante, constituir una instancia ad hoc.

##### Plazo y frecuencia:

Inclusión del tema durante el año 2025 al menos en una instancia, con una frecuencia de funcionamiento anual.

##### Responsable:

Ministerio de Energía.

##### Involucrados:

Del sector energía: Ministerio de Energía, CNE, SEC, Agencia de Sostenibilidad Energética y Coordinador Eléctrico Nacional. Ministerios de Relaciones Exteriores, Transportes y Telecomunicaciones, Vivienda y Urbanismo, y Hacienda y de instituciones definidas por dichas carteras en sus respectivos sectores. Empresas y/o asociaciones de ellas del sector eléctrico, de generación, transmisión y distribución. Otros actores del sector energía, como comercializadores. Vendedores de vehículos eléctricos. Proveedores de sistemas de carga. Académico. Organizaciones de consumidores. ONGs ambientalistas.

27. Foro Latinoamericano de Movilidad Eléctrica.



## 5.2

### Diseño de mercado y regulación

En este ámbito, lo que se pretende es contar con un diseño de mercado que habilite e incentive la utilización de la flexibilidad de la electromovilidad en el sistema eléctrico, realizando las modificaciones necesarias en el marco normativo actual. Dichas modificaciones pueden requerir cambios a nivel legal, como reglamentario y normativo.

Para esto se contemplan tres metas y once acciones concretas, las cuales deben ser discutidas, comentadas y retroalimentadas dentro de las mesas y foros definidos a propósito de la Gobernanza.

Como se verá en las secciones siguientes, se propone la realización de una serie de estudios que, para efectos de este documento, se presentan de manera separada. No obstante, debe evaluarse por las entidades responsables, si es más eficiente efectuar dos o más de los estudios propuestos de manera conjunta.

#### 5.2.1 Meta N°1

### Contar con señales de precios horarias para los usuarios de electromovilidad sin importar el tipo de cliente (libre o regulado) al año 2028

Las señales de precios horarias tienen como objetivo reflejar las señales de precios observadas en el mercado; con ello se espera condicionar el comportamiento de carga de los usuarios de electromovilidad. Así, y en el entendido de que la forma más eficiente, desde el punto de vista energético, es la carga o almacenamiento de energía a las horas en que la oferta de generación es menos costosa, dados los costos marginales bajos que se esperan en esos bloques horarios, se debe facilitar la comercialización a nivel de distribución de distintos agentes, de tal forma que puedan ofertar precios diferenciados para la energía de la electromovilidad.

#### 5.2.1.1 Acción N°5

### Analizar exenciones y/o condiciones particulares de pago de infraestructura de red para la carga de energía y potencia de electromovilidad

#### Objetivo:

Permitir cobros diferenciados por actor y horario.

#### Descripción/antecedentes:

Las transacciones asociadas a electromovilidad se realizarán, en su mayoría, al interior de las redes de distribución; es por esta razón, que se sugiere definir un peaje de distribución diferenciado que solo refleje los costos incrementales de la red de distribución producto de la electromovilidad.

De manera análoga a lo que se propuso en la Ley 20.936<sup>28</sup> para el tratamiento de la energía destinada para el almacenamiento de energía que quedó exenta de pago de los cargos de transmisión nacional, la energía retirada del sistema para ser utilizada en electromovilidad podría estar completa o parcialmente exenta del pago de los cargos de transmisión tanto nacional como zonal. La excepcionalidad podría focalizarse en las horas del bloque de oferta solar o extenderse a todo bloque horario e incluso establecer un período donde paulatinamente se vaya retirando el incentivo.

Adicionalmente, se puede incentivar la contratación de suministro con los PMGD<sup>29</sup> conectados dentro de la zona de concesión donde se encuentra el cliente de electromovilidad; en este caso se plantea la exención de los pagos de transmisión y del peaje de distribución.

#### Plazo:

Durante segundo semestre de 2025.

#### Responsable:

Ministerio de Energía.

#### Involucrados:

Comisión, Superintendencia y representantes de la industria.

#### Producto:

Documento con análisis realizado y propuesta de modificación regulatoria.



28. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695>  
29. Pequeños Medios de Generación Distribuida

### 5.2.1.2 Acción N°6

#### Realizar estudio de definición, alcances, interacciones y remuneración de proveedores de energía y potencia para carga de electromovilidad

##### Objetivo:

Contar con un modelo de negocio del proveedor de energía y potencia, considerando aspectos tales como su interacción con otros actores del sector eléctrico y su remuneración.

##### Descripción/antecedentes:

El objetivo del proveedor de energía y potencia para carga de vehículos eléctricos es que existan comercializadores especializados en suministrar la energía y potencia asociada a electromovilidad, ofreciendo diferentes tarifas, precios, planes, opciones de prepago, permitiendo con esto gestionar la demanda de electromovilidad y que la carga se pueda realizar en diferentes lugares tanto públicos como privados (parques de estacionamientos, centros comerciales, supermercados, domicilio, entre otros) registrando y remunerando su carga de manera única. Esta habilitación permite que actores presentes en el mercado -como los PMGD- puedan suministrar estos servicios generando sinergias entre los recursos energéticos distribuidos. Se debe analizar, entre otras cosas, su posible integración con proveedores de puntos de carga.

##### Plazo:

Durante segundo semestre de 2025.

##### Responsable:

Ministerio de Energía.

##### Involucrados:

Comisión, Superintendencia, Agencia de Sostenibilidad Energética y consultores en calidad de expertos.

##### Producto:

Informe.

### 5.2.1.3 Acción N°7

#### Diseñar propuesta de marco normativo para la integración de proveedores de energía y potencia para carga de electromovilidad

##### Objetivo:

Establecer las condiciones regulatorias para la integración de proveedores de energía y potencia para carga de electromovilidad.

##### Descripción/antecedentes:

A partir de los resultados del estudio realizado conforme a lo descrito para la Acción N°6 se debe realizar un trabajo de diseño de propuesta de modificaciones al marco normativo. Dicho trabajo debe contar con instancias de discusión y difusión de la propuesta definida.

##### Plazo:

Durante primer semestre de 2026.

##### Responsable:

Ministerio de Energía.

##### Involucrados:

Comisión, Superintendencia, representantes de la industria, consultores en calidad de expertos.

##### Producto:

Propuesta de modificación regulatoria.



### 5.2.1.4 Acción N°8

#### Ajustar las condiciones de aplicación de las Tarifas Flexibles Reguladas

##### Objetivo:

Incentivar la generación de tarifas flexibles por parte de las empresas distribuidoras.

##### Descripción/antecedentes:

En la actualidad en los decretos que fijan fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, efectuados por las empresas concesionarias de distribución, se establece que dichas empresas pueden ofrecer tarifas flexibles reguladas; sin embargo, se exige que las mismas tengan el carácter de permanentes si así el cliente lo prefiere. Por ende, para efectos de analizar la respuesta de la demanda e incentivar la generación de tarifas flexibles, se debe establecer que estas estructuras tarifarias tengan la misma vigencia que el decreto del que son parte, incentivando así a que las empresas ofrezcan estas tarifas. Estas tarifas deben ser informadas a la Superintendencia en los sistemas de cuentas relacionados con los procesos que esta dirige.

##### Plazo:

Inclusión en el próximo decreto VAD del cuatrienio 2024 – 2028.

##### Responsable:

Ministerio de Energía.

##### Involucrados:

Comisión; Superintendencia y empresas distribuidoras.

##### Producto:

Modificaciones de condiciones de aplicación en el decreto VAD 2024-2028.

### 5.2.2 Meta N°2

#### Integrar nuevos modelos de negocios que maximicen la utilización de la flexibilidad de la electromovilidad

##### 5.2.2.1 Acción N°9

#### Realizar estudio de análisis de modelos de remuneración de prestación de servicios de flexibilidad de la electromovilidad

##### Objetivo:

Contar con información comparada sobre modelos de remuneración de servicios de flexibilidad prestados a los sistemas eléctricos, especialmente por la electromovilidad.

##### Descripción/antecedentes:

Se requiere un estudio que analice en específico los modelos de remuneración de la prestación de servicios de flexibilidad desde la demanda, en particular desde la electromovilidad, en distintos mercados internacionales ajustando los mismos a la realidad nacional.

##### Plazo de ejecución del estudio:

Durante primer semestre de 2025.

##### Responsable:

Comisión Nacional de Energía

##### Involucrados:

Comisión, Superintendencia, Agencia de Sostenibilidad Energética y consultores en calidad de expertos.

##### Producto:

Informe.



### 5.2.2.2 Acción N°10

#### Realizar estudio de definición, alcances, interacciones y remuneración del agregador de demanda de electromovilidad

##### Objetivo:

Contar con un diseño de la función del agregador de demanda de electromovilidad, considerando aspectos tales como su interacción con otros actores del sector eléctrico y su remuneración.

##### Descripción/antecedentes:

Se requiere un estudio que defina la función del agregador de demanda, cuyo objetivo es gestionar la demanda eléctrica de manera flexible agrupando a diferentes clientes que se encuentran conectados al sistema, con el objetivo de ofrecer servicios a este como, por ejemplo, disminuir su consumo, inyectar la energía de las baterías, participar en el mercado de potencia, descongestión de redes, entre otros. El estudio debe establecer sus derechos y obligaciones, su interacción con el mercado y los mecanismos de remuneración basándose en mercados internacionales y en la realidad nacional.

##### Plazo:

Durante primer semestre de 2025.

##### Responsable:

Comisión Nacional de Energía.

##### Involucrados:

Comisión, Superintendencia, Agencia de Sostenibilidad Energética y consultores en calidad de expertos.

##### Producto:

Informe.

### 5.2.2.3 Acción N°11

#### Realizar estudio de definición, alcances, interacciones y remuneración del proveedor de puntos de carga

##### Objetivo:

Contar con un diseño de la función del proveedor de carga, considerando aspectos tales como su interacción con otros actores del sector eléctrico y su remuneración, con el fin de realizar las modificaciones legales o reglamentarias necesarias para su inclusión en el diseño del mercado.

##### Descripción/antecedentes:

Se requiere un estudio que defina las funciones del proveedor de puntos de carga cuyo objetivo es disponer de infraestructura de carga pública y privada a lo largo de Chile: El modelo de negocio del proveedor de puntos de carga<sup>30</sup> está relacionado principalmente con la facilitación de puntos de carga, así este debe al menos instalar, mantener y operar los mismos. El estudio debe establecer los derechos y obligaciones, su interacción con el mercado y los mecanismos de remuneración basándose en mercados internacionales y en la realidad nacional. Debe analizarse la conveniencia técnico-económica de que las empresas distribuidoras puedan participar en este mercado.

##### Plazo:

Durante primer semestre de 2025.

##### Responsable:

Agencia de Sostenibilidad Energética.

##### Involucrados:

Comisión, Superintendencia y consultores en calidad de expertos.

##### Producto:

Informe.

<sup>30</sup>. Considerar modelos como el EV Charging as a Service y definiciones de Ownership-and-operation-of-public-charging-stations. Para más información dirigirse a IRENA (2023), Innovation landscape for smart electrification: Decarbonising end-use sectors with renewable power, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.



#### 5.2.2.4 Acción N°12

### Diseñar propuesta de marco normativo para la integración del Agregador de Demanda de electromovilidad

#### Objetivo:

Establecer las condiciones regulatorias para la existencia de agregadores de demanda de electromovilidad.

#### Descripción/antecedentes:

El objetivo del agregador de demanda es gestionar la demanda eléctrica de manera flexible agrupando a diferentes clientes que se encuentran conectados al sistema, con el objetivo de ofrecer servicios a este como, por ejemplo, disminuir su consumo, inyectar la energía de las baterías, participar en el mercado de potencia, descongestión de redes, entre otros. Con el resultado del estudio elaborado conforme a lo señalado a propósito de la Acción Concreta N°10, podrá afinarse el diseño regulatorio correspondiente.

#### Plazo:

Durante segundo semestre de 2025.

#### Responsable:

Ministerio de Energía.

#### Involucrados:

Comisión, Superintendencia, representantes de la industria, consultores en calidad de expertos.

#### Producto:

Propuesta de modificación regulatoria.

#### 5.2.2.5 Acción N°13

### Diseñar propuesta de marco normativo para la integración de Proveedores de Puntos de Carga

#### Objetivo:

Establecer las condiciones regulatorias para el desarrollo de proveedores de puntos de carga de vehículos eléctricos.

#### Descripción/antecedentes:

El objetivo del proveedor de servicios de carga es disponer de infraestructura de carga pública y privada a lo largo de Chile, cuyo modelo de negocio esté relacionado principalmente con la facilitación de puntos de carga. Para tal efecto, y a partir del resultado del estudio elaborado conforme a lo señalado a propósito de la Acción Concreta N°11 deberá proponerse el diseño regulatorio correspondiente.

#### Plazo:

Durante segundo semestre de 2025.

#### Responsable:

Ministerio de Energía.

#### Involucrados:

Comisión, Superintendencia, representantes de la industria y consultores en calidad de expertos.

#### Producto:

Propuesta de modificación regulatoria.

#### 5.2.3 Meta N°3

### Contar con un proyecto de ley de electromovilidad 2.0

A partir de los productos de las acciones concretas detalladas precedentemente se deberá elaborar el correspondiente proyecto de ley, sin perjuicio de los avances que se puedan generar a nivel de normas de rango administrativo.



### 5.2.3.1 Acción N°14

#### Elaborar un proyecto de ley de electromovilidad 2.0

##### Objetivo:

Diseñar las modificaciones legales necesarias para habilitar la integración de la electromovilidad al mercado eléctrico nacional.

##### Descripción/antecedentes:

Para alcanzar el objetivo, se debe elaborar un Proyecto de Ley de Electromovilidad que realice modificaciones a la LGSE. Estas modificaciones deben estar orientadas a definir ejes rectores a nivel legal, entregando así flexibilidad regulatoria a la implementación de estas materias.

El proyecto deberá al menos incorporar las figuras de agregador(es) de demanda, comercializador (es) de energía y potencia de electromovilidad y proveedor de puntos de carga definiendo su interacción con el mercado, con el objetivo de establecer los incentivos necesarios para cada actor del ecosistema, incluidos los propietarios de los vehículos eléctricos. Decretando que el diseño del mercado permita y remunere de manera adecuada estos servicios, introduciendo en la LGSE las modificaciones necesarias en cada uno de los segmentos para que esto ocurra.

##### Plazo:

Durante 2027

##### Responsable:

Ministerio de Energía.

##### Involucrados:

Del sector energía: Ministerio, Comisión, Superintendencia, Agencia de Sostenibilidad Energética y Coordinador. Ministerios de Transportes y Telecomunicaciones, Vivienda y Urbanismo, y Hacienda y de instituciones definidas por dichas carteras en sus respectivos sectores, tales como la Dirección de Presupuestos (DIPRES). Con participación de actores interesados: industria, academia y sociedad civil.

##### Producto:

Borrador de proyecto de ley.

### 5.2.3.2 Acción N°15

#### Presentar el proyecto de ley e iniciar el trámite legislativo

##### Objetivo:

Presentar el proyecto al Congreso Nacional e iniciar su trámite legislativo.

##### Descripción/antecedentes:

Una vez elaborado el proyecto de ley, que contiene el diseño de las medidas de política pública, es necesario relevar como una acción propia la presentación e inicio del trámite del proyecto en el Congreso Nacional, como una etapa diferenciada y con características propias.

##### Plazo:

Durante el primer semestre de 2028

##### Responsable:

Ministerio de Energía.

##### Involucrados:

Ejecutivo y Congreso Nacional.

##### Producto:

Proyecto de ley.

## 5.3

### Infraestructura y Nuevas Tecnologías

Es de vital importancia contar con infraestructura habilitante para la integración de la electromovilidad y el uso de su flexibilidad.

Para esto se contemplan tres metas y cinco acciones concretas, las cuales deben ser discutidas, comentadas y retroalimentadas dentro de las mesas y foros definidos a propósito de la Gobernanza. En esa línea, deberán coordinarse los esfuerzos ya previstos en la Hoja de Ruta para el Avance de la Electromovilidad en Chile, en la perspectiva de no duplicar tareas, sino complementarlas donde se vea necesario, conservando el objetivo de habilitar la flexibilidad de la EM hacia la red.



### 5.3.1 Meta N°1

## Disponer de infraestructura de red de distribución y transmisión

### 5.3.1.1 Acción N°16

#### Modificar el Reglamento del Proceso de definición del Valor Agregado de Distribución (VAD)

##### Objetivo:

Establecer mayores certezas para la inversión por parte de las empresas distribuidoras.

##### Descripción/antecedentes:

La inclusión de la electromovilidad en el sistema de distribución implica, de acuerdo a las proyecciones, un aumento significativo de la demanda local. Para poder satisfacer esta nueva demanda, gestionarla y que la misma preste servicios de flexibilidad al sistema, se requiere establecer certezas regulatorias de mediano y largo plazo con el objetivo de que las empresas distribuidoras realicen los ajustes e inversiones requeridos en dicho sistema. Es por esto por lo que resulta crucial, bajo el marco legal actual, establecer a nivel reglamentario definiciones metodológicas relacionadas con los criterios a emplear para la modelación de la red de la empresa modelo dentro del proceso de cálculo del Valor Agregado de Distribución, incluyendo definiciones respecto de las funciones del sistema de distribución. La habilitación legal para dictar un reglamento se encuentra en el artículo 183° de la LGSE.

##### Plazo:

Durante primer semestre de 2026.

##### Responsable:

Ministerio de Energía.

##### Involucrados:

Comisión, Superintendencia, representantes de la industria y consultores en calidad de expertos.

##### Producto:

Propuesta de cambio reglamentario.

### 5.3.1.2 Acción N°17

#### Modificar el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión

##### Objetivo:

Incentivar el desarrollo de transmisión zonal.

##### Descripción/antecedentes:

Para aprovechar de manera virtuosa la flexibilidad que puede entregar la electromovilidad al Sistema Eléctrico Nacional, así como otros recursos energéticos distribuidos, se hace necesario una adecuada coordinación entre las ampliaciones requeridas en el segmento de transmisión zonal producto de requerimientos específicos en el segmento de distribución, sin limitar las mismas a la entrega de suministro o a que sean necesarias para dicho suministro. En efecto, se puede establecer como una demanda estratégica a satisfacer a todo evento, la demanda que resulte de las metas de penetración de electromovilidad por zonas geográficas; así, los requerimientos de transmisión aguas arriba de la zona de concesión donde se modele la demanda de electromovilidad, deberán ser ejecutados con independencia de los beneficios económicos que reporte la evaluación de dichos proyectos.

##### Plazo:

Durante segundo semestre 2026.

##### Responsable:

Ministerio de Energía.

##### Involucrados:

Comisión, Superintendencia, representantes de la industria y consultores en calidad de expertos.

##### Producto:

Propuesta de cambio reglamentario.

## 5.3.2 Meta N°2

### Facilitar la futura conexión y operación de puntos de carga

#### 5.3.2.1 Acción N°18

#### Efectuar cambios normativos y revisar Pliegos Técnicos SEC

##### Objetivo:

El objetivo de esta acción está relacionado con ajustar la normativa necesaria para:

- Facilitar la instalación de cargadores eléctricos, especialmente en edificios comerciales y residenciales, por ejemplo, mediante el establecimiento de que las nuevas construcciones posean ductos, canaletas o lo que corresponda, para habilitar en el futuro las conexiones necesarias para instalar cargadores.
- Establecer a nivel de norma que todas las nuevas instalaciones deben contar con un sistema de medición inteligente que cumpla con las exigencias establecidas.

##### Descripción/antecedentes:

Como se ha señalado, en el sector eléctrico existe una serie de normas emitidas tanto por la CNE, como por la SEC, que son imprescindibles para la ejecución de distintas acciones en el sistema. Muchas de esas normas deberán ser ajustadas para posibilitar los cambios deseados, por lo que resulta necesario efectuar ese levantamiento y elaborar un plan de ajustes normativos.

##### Plazos:

- Identificación de los cuerpos normativos a ajustar: Máximo primer semestre 2025.
- Modificación de cuerpos normativos: Máximo primer semestre de 2026.

##### Responsable:

Comisión Nacional de Energía y Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

##### Involucrados:

Comisión Nacional de Energía, Superintendencia de Electricidad y Combustibles, representantes de la industria y consultores en calidad de expertos.

##### Producto:

Plan de ajustes normativos 2025-2026.

## 5.3.3 Meta N°3

### Disponer de infraestructura de carga

#### 5.3.3.1 Acción N°19

#### Definir y ejecutar licitaciones de puntos de carga públicos

##### Objetivo:

Aumentar el número de puntos de carga públicos materializando la ejecución de los Planes Maestros de Infraestructura de Carga para Vehículos Eléctricos que se hayan definido o que se definan en nuevos planes.

##### Descripción/antecedentes:

Una forma de fomentar la incorporación de puntos de carga públicos es mediante la realización de licitaciones dirigidas por el Estado, asegurando así la recuperación de la inversión realizada por parte del adjudicatario o bien entregando a este las facilidades necesarias para instalar los puntos de carga en las ubicaciones definidas. Para ejecutar estas licitaciones se hace necesario definir, entre otras cosas: los recursos necesarios y disponibles, las zonas, región, ciudad, comuna, cuadrante donde resulta conveniente realizar la inversión considerando, entre otros aspectos, la factibilidad técnica, la densidad y el tráfico, la propiedad del punto de carga, etc. Podría partirse con una experiencia piloto.

Esta licitación podría permitir que estos puntos de carga sean suministrados por un tercero, distinto al propietario de los puntos de carga para implementar mecanismos de transacción y modelos de remuneración de los puntos de carga.

Esta acción debe relacionarse con el Plan Maestro de Infraestructura de Carga que está realizando la Agencia de Sostenibilidad Energética en conjunto con el Ministerio de Energía, asociado a la Hoja de Ruta para el Avance de la Electromovilidad en Chile.

##### Plazos:

- Definición de los objetivos y alcance de la primera licitación: Máximo primer semestre de 2025.
- Diseño de bases de licitación: Máximo primer semestre de 2026.

##### Responsable:

Agencia de sostenibilidad Energética.

##### Involucrados:

Ministerios de Energía, Obras Públicas y Bienes Nacionales, Superintendencia, municipalidades, empresas distribuidoras y Ministerio de Vivienda y Urbanismo.

##### Producto:

Bases de licitación.

### 5.3.3.2 Acción N°20

## Diseñar instrumentos financieros para el desarrollo de modelos de negocio que permitan establecer estacionamientos que posibiliten carga bidireccional

### Objetivo:

Incentivar el desarrollo de estacionamientos que carguen vehículos eléctricos e inyecten energía a la red.

### Descripción/antecedentes:

La acción consiste en realizar un levantamiento de opciones, su análisis, diseño e impulso. Se pueden crear diversos instrumentos financieros. Se presentan diversas opciones, algunas de las cuales pueden requerir de cambios legales:

1. Créditos fiscales: Permitir deducciones fiscales para los costos de instalación de estaciones de carga que tengan capacidad de inyección a la red.
2. Préstamos con intereses bajos:
  - Préstamos subvencionados: Ofrecer préstamos a bajo interés o sin interés para la instalación de estaciones de carga bidireccional.
  - Líneas de crédito verde: Crear líneas de crédito específicas para proyectos que promuevan la sostenibilidad y la energía renovable.
3. Subsidios directos: Ofrecer subsidios a empresas y propietarios que inviertan en infraestructura de carga bidireccional.
4. Programas de Asociaciones Público-Privadas:
  - Incentivos para desarrolladores inmobiliarios: Ofrecer incentivos a desarrolladores inmobiliarios que integren infraestructura de carga bidireccional en sus proyectos.
5. Bonos Verdes: Emitir bonos verdes para financiar proyectos de infraestructura de carga para vehículos eléctricos y almacenamiento de energía.

Estos instrumentos financieros pueden ayudar a crear un entorno favorable para el desarrollo de infraestructura de carga bidireccional, fomentando tanto la adopción de vehículos eléctricos como la integración de energías renovables en la red.

### Plazo:

Para la definición de un plan, máximo segundo semestre de 2025.

### Responsable:

Ministerio de Energía.

### Involucrados:

Comisión, Superintendencia, representantes de la industria financiera y consultores en calidad de expertos.

### Producto:

Plan de instrumentos financieros.

## 5.4

## Planificación del sistema y operación

La operación del sistema debe prepararse para internalizar la incorporación de nuevos actores al mercado velando por la transparencia de los datos, la comunicación, el resguardo de información sensible, entre otros. En este ámbito, lo que se pretende es realizar planes piloto para experimentar la operación del sistema con los nuevos actores relacionados al ecosistema de la electromovilidad.

Para esto se contempla una meta y tres acciones concretas, las cuales deben ser discutidas, comentadas y retroalimentadas dentro de las mesas y foros definidos a propósito de la Gobernanza.

### 5.4.1 Meta N°1

## Experimentar respecto de las necesidades de comunicación e interacción de los nuevos actores

Se ha identificado la realización de proyectos piloto como un paso necesario para la realización de procesos de prueba para la comprobación, identificación de brechas, análisis de soluciones ejecutadas en otras latitudes y modelos de negocio innovadores, integrando instituciones públicas, universidades y empresa privadas.

### 5.4.1.1 Acción N°21

## Establecer fondos para la realización de planes piloto

### Objetivo:

Contar con recursos para financiar proyectos piloto.

### Descripción/antecedentes:

Una forma de analizar nuevos modelos de negocio y ampliar la infraestructura de carga es mediante la realización de proyectos piloto financiados o cofinanciados por el Estado. Es por esta razón que resulta fundamental establecer un fondo para la realización de planes piloto.

### Plazo:

Segundo semestre de 2024-primer semestre de 2025, antes de la discusión presupuestaria del 2025.

### Responsable:

Agencia de Sostenibilidad Energética.

### Involucrados:

Ministerio y DIPRES. Eventualmente cooperación internacional.

### Producto:

Creación de Fondo.

### 5.4.1.2 Acción N°22

#### Establecer un sandbox regulatorio para la realización de planes piloto

##### Objetivo:

Generar un espacio de prueba de experiencias piloto.

##### Descripción/antecedentes:

Se debe crear un sandbox regulatorio para otorgar facilidades regulatorias a los ejecutores de los planes piloto, para que estos puedan probar nuevos servicios o modelos de negocio, bajo la supervisión de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

##### Plazo:

Durante primer semestre de 2025.

##### Responsable:

Ministerio de Energía

##### Involucrados:

Agencia de Sostenibilidad Energética; Superintendencia y Coordinador Eléctrico Nacional.

##### Producto:

Sandbox regulatorio.

### 5.4.1.3 Acción N°23

#### Levantar información sobre funcionamiento de carga agregada

##### Objetivo:

Contar con información del funcionamiento de un centro de carga que agregue demanda de un conjunto significativo de vehículos eléctricos.

##### Descripción/antecedentes:

Se contempla realizar un proyecto piloto en un edificio de estacionamientos incorporando puntos de carga lenta, ofreciendo carga con precios obtenidos del mercado de los clientes libres, y permitiendo o integrando que los propietarios de los vehículos inyecten energía en sus casas en otros horarios, verificando, entre otras cosas, el comportamiento de las baterías, los ahorros y la experiencia del conductor.

##### Plazo:

Ejecución en primer semestre de 2026.

##### Responsable:

Agencia de Sostenibilidad Energética.

**Involucrados:** Comisión, Superintendencia, representantes de la industria y consultores en calidad de expertos.

##### Producto:

Levantamiento de información.

## 5.5

### Comunicaciones

En las diversas instancias de participación que se tuvieron en cuenta para la definición de una propuesta de pasos a seguir para desarrollar la flexibilidad que ofrece la EM al sistema eléctrico, se ha planteado la necesidad de asumir como un tema prioritario el de comunicar a la población las ventajas de la movilidad eléctrica y de educar a actores claves sobre la materia. Para esto se contempla una acción inmediata, cual es la elaboración de un Plan de Comunicaciones.

#### 5.5.1 Meta N°1

#### Aumentar el nivel de conocimiento acerca de los beneficios de la EM en la población en general y en actores claves en particular

##### 5.5.1.1 Acción N°24

#### Diseñar un Plan Comunicacional

##### Objetivo:

Contar con un Plan de Comunicaciones que establezca prioridades, plazos, responsables y recursos requeridos para efectos de comunicar a la población las ventajas de la EM y educar a actores claves sobre la materia.

##### Descripción/antecedentes:

Como se ha señalado, resulta crucial en la perspectiva de apoyar el desarrollo de la EM en Chile, que se comuniquen las ventajas que esta ofrece, tanto desde la dimensión ambiental, como la que se abre a propósito de la flexibilidad que ofrecen los vehículos eléctricos como medio energético distribuido, lo que habilita la participación de los consumidores de energía en "productores" de la misma.

##### Plazo:

Durante el año 2025.

##### Responsable:

Ministerio de Energía.

##### Involucrados:

Ministerio Secretaría General de Gobierno; Agencia de Sostenibilidad Energética.

##### Producto:

Plan comunicacional.

### Carta Gantt para la implementación de acciones

Acciones/Semestre	2-2024	1-2025	2-2025	1-2026	2-2026	1-2027	2-2027	1-2028
<b>GOBERNANZA</b>								
Definir o establecer una instancia de definición de lineamientos políticos								
Definir o implementar una instancia de coordinación técnica en el sector público								
Incluir la temática en la agenda del "Acuerdo Público-Privado por la Electromovilidad"								
Incorporar el tema en la discusión de las instancias internacionales existentes en el ámbito de la EM								
<b>DISEÑO DE MERCADO Y REGULACIÓN</b>								
Analizar exenciones y/o condiciones particulares de pago de infraestructura de red para la carga de energía y potencia de EM								
Realizar estudio de definición, alcances, interacciones y remuneración de proveedores de energía y potencia para carga de EM								
Diseñar propuesta de marco normativo para la integración de proveedores de energía y potencia para carga de EM								
Ajustar las condiciones de aplicación de las Tarifas Flexibles Reguladas (*)								
Realizar estudio de análisis de modelos de remuneración de prestación de servicios de flexibilidad de la EM								
Realizar estudio de definición, alcances, interacciones y remuneración del agregador de demanda de EM								
Realizar estudio de definición, alcances, interacciones y remuneración del proveedor de puntos de carga								
Diseñar propuesta de marco normativo para la integración del Agregador de Demanda de EM								
Diseño de propuesta de marco normativo para la integración de Proveedores de Puntos de Carga								
Elaboración de un proyecto de ley de electromovilidad 2.0								
Presentación del PDL e inicio del trámite legislativo.								
<b>INFRAESTRUCTURA Y NUEVAS TECNOLOGÍAS</b>								
Modificación del Reglamento del Proceso de definición del Valor Agregado de Distribución (VAD)								
Modificación del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión								
Cambios normativos y revisión de Pliegos Técnicos SEC								
Definir y ejecutar licitaciones de puntos de carga públicos								
Diseño de instrumentos financieros para el desarrollo de modelos de negocio								
<b>PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA Y OPERACIÓN</b>								
Establecer fondos para la realización de planes piloto.								
Establecer un sandbox regulatorio para la realización de planes piloto.								
Levantamiento de información de carga agregada								
<b>COMUNICACIONES</b>								
Diseñar un Plan Comunicacional								

(\*) Plazo estimado referido a tramitación de proceso de cálculo del VAD 2024-2028

## 6. Bibliografía

1. Consultor GTD (2023). Impacto de los vehículos eléctricos en Chile. Estudio solicitado por el Ministerio de Energía de Chile, financiado por el BID (Banco Interamericano de Desarrollo)
2. Das, S., & Deb, S. (2020). Vehicle-Grid Integration: A New Frontier For Electric Mobility In India.
3. Energy Agency, I. (N.D.). Grid Integration Of Electric Vehicles - A Manual For Policy Makers. Retrieved From [www.iea.org](http://www.iea.org)
4. Fachrizal, R., Shepero, M., Van Der Meer, D., Munkhammar, J., & Widén, J. (2020). Smart Charging Of Electric Vehicles Considering Photovoltaic Power Production And Electricity Consumption: A Review. In *Etransportation* (Vol. 4). Elsevier B.V. Doi: 10.1016/J.Etran.2020.100056
5. Gonzalez, S., Feijoo, F., Basso, F., Subramanian, V., Sankaranarayanan, S., & Das, T. K. (2022). Routing And Charging Facility Location For Evs Under Nodal Pricing Of Electricity: A Bilevel Model Solved Using Special Ordered Set. *Ieee Transactions On Smart Grid*, 13(4), 3059–3068. Doi: 10.1109/Tsg.2022.3159603
6. González-Garrido, A., Thingvad, A., Gaztañaga, H., & Marinelli, M. (2019a). Full-Scale Electric Vehicles Penetration In The Danish Island Of Bornholm—Optimal Scheduling And Battery Degradation Under Driving Constraints. *Journal Of Energy Storage*, 23, 381–391. Doi: 10.1016/J.Est.2019.03.025
7. González-Garrido, A., Thingvad, A., Gaztañaga, H., & Marinelli, M. (2019b). Full-Scale Electric Vehicles Penetration In The Danish Island Of Bornholm—Optimal Scheduling And Battery Degradation Under Driving Constraints. *Journal Of Energy Storage*, 23, 381–391. Doi: 10.1016/J.Est.2019.03.025
8. Heilmann, C., & Wozabal, D. (2021). How Much Smart Charging Is Smart? *Applied Energy*, 291. Doi: 10.1016/J.Apenergy.2021.116813
9. IEA (International Energy Agency) (2022). Grid Integration of Electric Vehicles - A manual for policy makers. <https://www.iea.org/events/policy-manual-for-grid-integration-of-electric-vehicles-launch>
10. Kany, M. S., Mathiesen, B. V., Skov, I. R., Korberg, A. D., Thellufsen, J. Z., Lund, H., Sorknæs, P., & Chang, M. (2022). Energy Efficient Decarbonisation Strategy For The Danish Transport Sector By 2045. *Smart Energy*, 5. Doi: 10.1016/J.Segy.2022.100063
11. Kubli, M. (2022). Ev Drivers' Willingness To Accept Smart Charging: Measuring Preferences Of Potential Adopters. *Transportation Research Part D: Transport And Environment*, 109. Doi: 10.1016/J.Trd.2022.103396
12. Moreira, R., Ollagnier, L., Papadaskalopoulos, D., & Strbac, G. (N.D.). Optimal Multi-Service Business Models For Electric Vehicles.
13. Nunes, P., Farias, T., & Brito, M. C. (2015). Enabling Solar Electricity With Electric Vehicles Smart Charging. *Energy*, 87, 10–20. Doi: 10.1016/J.Energy.2015.04.044
14. Østergaard, P. A. (2015). Reviewing Energyplan Simulations And Performance Indicator Applications In Energyplan Simulations. In *Applied Energy* (Vol. 154, Pp. 921–933). Elsevier Ltd. Doi: 10.1016/J.Apenergy.2015.05.086
15. Stenning, J., Slater, S., Baccelli, O., Certet, D., Grea, G., Certet, R., Harrison, P., Montesano, G., & Rosa, D. Di. (N.D.). Fuelling Italy's Future How The Transition To Low-Carbon Mobility Strengthens The Economy 2 Analytical Team Project Coordination.
16. Subramanian, V., Feijoo, F., Sankaranarayanan, S., Melendez, K., & Das, T. K. (2022). A Bilevel Conic Optimization Model For Routing And Charging Of Ev Fleets Serving Long Distance Delivery Networks. *Energy*, 251. Doi: 10.1016/J.Energy.2022.123808
17. Tirunagari, S., Gu, M., & Meegahapola, L. (2022). Reaping The Benefits Of Smart Electric Vehicle Charging And Vehicle-To-Grid Technologies: Regulatory, Policy And Technical Aspects. *Ieee Access*, 10, 114657–114672. Doi: 10.1109/Access.2022.3217525
18. Verkehrswende, A., Maier, U., Energiewende, A., Peter, F., Jahn, A., Org, A., Hildermeier, J., & Org, J. (2019). Distribution Grid Planning For A Successful Energy Transition-Focus On Electromobility Conclusions Of A Study Commissioned By Agora Verkehrswende, Agora Energiewende And Regulatory Assistance Project (Rap).
19. Yuan, M., Thellufsen, J. Z., Lund, H., & Liang, Y. (2021). The Electrification Of Transportation In Energy Transition. *Energy*, 236. Doi: 10.1016/J.Energy.2021.121564
20. Zhou, Y., & Lund, P. D. (2023). Peer-To-Peer Energy Sharing And Trading Of Renewable Energy In Smart Communities - Trading Pricing Models, Decision-Making And Agent-Based Collaboration. In *Renewable Energy* (Vol. 207, Pp. 177–193). Elsevier Ltd. Doi: 10.1016/J.Renene.2023.02.125

www.agenciase.org  
gef7electromovilidad.cl

