

---

Ciudades Inclusivas, Sostenibles e Inteligentes (CISI)

---

# Posibles efectos de la electromovilidad en la red eléctrica y su impacto en la adopción de energías renovables

Metodología y análisis de caso en la Argentina y el Brasil

---

Frank Leañez

Ignacio Ñancupil

Rubén Contreras Lisperguer

René Salgado Pavez



NACIONES UNIDAS

CEPAL



cooperación  
alemana

DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

# Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



Si desea recibir información oportuna sobre nuestros productos editoriales y actividades, le invitamos a registrarse. Podrá definir sus áreas de interés y acceder a nuestros productos en otros formatos.

 [www.cepal.org/es/publications](http://www.cepal.org/es/publications)

 [www.cepal.org/apps](http://www.cepal.org/apps)

# Posibles efectos de la electromovilidad en la red eléctrica y su impacto en la adopción de energías renovables

Metodología y análisis de caso en la Argentina y el Brasil

Frank Leañez  
Ignacio Ñancupil  
Rubén Contreras Lisperguer  
René Salgado Pavez



NACIONES UNIDAS

CEPAL



cooperación  
alemana

DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

Este documento fue preparado por Frank Leañez e Ignacio Ñancupil, Consultores de la Unidad de Agua y Energía de la División de Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), junto con Rubén Contreras Lisperguer y René Salgado Pavez, Oficial de Asuntos Económicos y funcionario, respectivamente, de la misma División, en el marco del proyecto “Ciudades inclusivas, sostenibles e inteligentes en el marco de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible en América Latina y el Caribe”, clúster Tecnología y Energía, ejecutado por la CEPAL en conjunto con la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) y financiado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ) de Alemania. El proyecto forma parte del programa de cooperación CEPAL/BMZ-GIZ.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización o las de los países que representa.

Los límites y los nombres que figuran en los mapas incluidos en este documento no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Publicación de las Naciones Unidas  
LC/TS.2022/121  
Distribución: L  
Copyright © Naciones Unidas, 2022  
Todos los derechos reservados  
Impreso en Naciones Unidas, Santiago  
S.22-00577

Esta publicación debe citarse como: F. Leañez y otros, “Posibles efectos de la electromovilidad en la red eléctrica y su impacto en la adopción de energías renovables: metodología y análisis de caso en la Argentina y el Brasil”, *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2022/121), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2022.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Documentos y Publicaciones, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción

## Índice

<b>Resumen</b> .....	<b>7</b>
<b>Introducción</b> .....	<b>9</b>
<b>I. Los desafíos de la electromovilidad y la integración de la energía renovable variable en el sistema eléctrico</b> .....	<b>11</b>
<b>II. Estimación de la demanda energética de los buses eléctricos públicos y escenarios de demanda de vehículos privados: metodología y modelos utilizados</b> .....	<b>13</b>
<b>A. Diagnóstico de la red eléctrica e índice de renovabilidad</b> .....	<b>13</b>
1. Expansión de capacidad .....	13
2. Resumen metodológico .....	14
3. Simulaciones: modelo fundamental .....	15
4. Modelo de producción .....	19
5. Argentina .....	23
<b>B. Planificación a nivel de ciudad: determinación de las estrategias de carga</b> .....	<b>31</b>
1. Resumen metodológico .....	31
2. Extracción de patrones de movilidad .....	33
3. Parámetros espaciales .....	35
4. Generación de viajes sintéticos .....	37
5. Estimación de demanda de transporte privado .....	39
6. Estimación de demanda de transporte público (buses eléctricos) .....	42
7. Puntos de Interés .....	42
8. <i>Ranking</i> de grillas .....	43
9. Selección de estaciones de recarga .....	44
10. Demanda por subestación eléctrica .....	46
<b>III. Conclusiones</b> .....	<b>59</b>
<b>Bibliografía</b> .....	<b>61</b>

**Cuadros**

Cuadro 1	Resumen de semanas y meses representativos.....	21
Cuadro 2	Resumen de escenarios hidrológicos y semanas representativas .....	21
Cuadro 3	Métricas consideradas para el análisis de la simulación .....	22
Cuadro 4	Selección de hidrologías para cada semana representativa .....	23
Cuadro 5	Factores para determinar el comportamiento de la demanda .....	26
Cuadro 6	Baterías de gran escala a nivel industrial .....	27
Cuadro 7	Escenarios de expansión generación.....	28
Cuadro 8	Factores regionales de ajuste de precios de combustible .....	29
Cuadro 9	Precios de combustibles para las simulaciones operativas .....	29
Cuadro 10	Escenarios de explotación y uso del gas natural .....	30
Cuadro 11	Parámetros de vehículos eléctricos considerados.....	41
Cuadro 12	Valores del índice de comodidad para determinar estaciones de recarga .....	45
Cuadro 13	Fuentes de información de datos de entrada .....	47
Cuadro 14	Fuentes de información de datos de entrada para Buenos Aires.....	52

**Gráficos**

Gráfico 1	Problema de expansión de capacidad .....	14
Gráfico 2	Proyección de demanda 2019-2030.....	25
Gráfico 3	Proyecciones de consumo eléctrico 2020-2050 .....	25
Gráfico 4	Proyecciones de consumo eléctrico 2030-2050: intervalo de confianza 95%.....	26
Gráfico 5	Forma del consumo eléctrico .....	27
Gráfico 6	Agregado de expansión de generación por escenario.....	28
Gráfico 7	Disponibilidad de gas natural para electricidad (Escenarios base y optimista) .....	30
Gráfico 8	Horarios de partida y llegada de los viajes de transporte privado para ciudad de Sao Paulo.....	48
Gráfico 9	Funciones de distribución acumulada para el tiempo de manejo y detención en destino para Sao Paulo.....	49
Gráfico 10	Horarios de partida y llegada de los viajes de transporte privado para Buenos Aires .....	53
Gráfico 11	Funciones de distribución acumulada para el tiempo de manejo y detención en destino para Buenos Aires .....	53
Gráfico 12	Proyección de cantidad de vehículos a nivel país Argentina.....	56
Gráfico 13	Proyección de cantidad de buses a nivel país Argentina .....	57

**Recuadro**

Recuadro 1	Formulación ilustrativa del modelo de costos de producción.....	20
------------	---	----

**Diagramas**

Diagrama 1	Etapas de la investigación.....	10
Diagrama 2	Procedimiento de diagnóstico eléctrico .....	14
Diagrama 3	Esquema de simulaciones del diagnóstico eléctrico .....	15
Diagrama 4	Flujo de información del proceso de diagnóstico.....	16
Diagrama 5	Esquema del proceso de proyección anual de la operación .....	19
Diagrama 6	Diagrama general de la metodología de planificación .....	32
Diagrama 7	Ejemplo de viaje (segmento de una cadena de viaje).....	33
Diagrama 8	Transiciones entre estados.....	36
Diagrama 9	Proceso de generación de viajes sintéticos.....	38

Diagrama 10	Metodología de muestreo de viajes y demanda por grilla.....	39
Diagrama 11	Cálculo de puntuación de grillas.....	44
Diagrama 12	Ejemplo de asignación de estaciones de recarga a cada subestación eléctrica.....	46

### Mapas

Mapa 1	Sistema eléctrico argentino .....	24
Mapa 2	Ejemplo de división en grillas de la zona de estudio .....	32
Mapa 3	Ingreso promedio <i>per cápita</i> de Ciudad de Sao Paulo .....	49
Mapa 4	Parque vehicular privado de Ciudad de Sao Paulo .....	50
Mapa 5	Distribución de población en Sao Paulo .....	50
Mapa 6	Puntos de interés de Ciudad de Sao Paulo.....	51
Mapa 7	Cantidad de viajes de origen y destino por zona desde encuesta de movilidad para Ciudad de Sao Paulo .....	51
Mapa 8	Ingreso promedio <i>per cápita</i> de Buenos Aires.....	54
Mapa 9	Parque vehicular privado de Buenos Aires.....	54
Mapa 10	Distribución de población en Buenos Aires.....	55
Mapa 11	Puntos de interés de Buenos Aires .....	55
Mapa 12	Cantidad de viajes de origen y destino por zona desde encuesta de movilidad para Buenos Aires .....	56





## Resumen

América Latina y el Caribe es una de las regiones más urbanizadas del planeta (más del ochenta por ciento de urbanización y un tercio de la población viven en ciudades de más de un millón de habitantes). Las ciudades generan buena parte del PIB total siendo responsables del 60% de los GEI. Es por ello que tienen un rol central en el combate al cambio climático y el cumplimiento de la Agenda 2030.

En este documento se presenta la metodología para la construcción y modelización de escenarios eMAP en el marco del Programa de Cooperación regional CEPAL-BMZ/GIZ “Ciudades inteligentes, inclusivas y sostenibles (CISI) en el marco de la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe”, que busca promover las condiciones técnicas e institucionales para fomentar la movilidad urbana sostenible en el marco del “Gran Impulso de la Sostenibilidad” (GIS) que la CEPAL ha venido planteando en el complejo contexto mundial de post-covid y los efectos económicos y financieros del conflicto entre la Federación de Rusia y Ucrania.

Parte de la responsabilidad de las autoridades que están al frente de estas megaciudades es planificar los escenarios futuros, éstos son un medio, una herramienta que permite dar respuestas presentes a los desafíos prospectivos. Consecuentemente, la modelización es una metodología que proporciona elementos para estudiar más a fondo la trayectoria futura de un sistema. En este estudio se buscó modelar los escenarios que explicarían de la penetración de la electromovilidad por una parte y proporcionar asesoramiento en la toma de decisiones y planificación de políticas en el sector energético en el contexto nacional y regional.

La electromovilidad ha surgido en las agendas políticas como una clara opción tecnológica para reducir el gran impacto medioambiental del sector transporte, especialmente en la dimensión de las emisiones. Puesto que el funcionamiento de un vehículo eléctrico no emite gases de combustibles fósiles, en consecuencia, la contaminación por emisión de material particulado en suspensión disminuye al mínimo.

Esta baja en las emisiones de contaminantes es de gran importancia sobre todo en entornos urbanos con mucho tráfico y grandes poblaciones. De hecho las emisiones resultantes de la producción de electricidad suelen ser menores que las de los combustibles de automóviles convencionales, incluso si se utilizan fuentes fósiles. Además, los motores eléctricos son más eficientes en su rendimiento y si a ello se suma que utilizan fuentes de energía y métodos de producción de electricidad sostenibles y renovables, el funcionamiento de un vehículo eléctrico puede presentarse como libre de contaminantes

y ciertamente con baja emisión acústica; en definitiva, prácticamente neutro desde el punto de vista de su impacto con el medioambiente.

Además de los aspectos relacionados con las emisiones (particulado y ruido), la toma de decisiones y la planificación de políticas deben tener en cuenta otros factores a la hora de abordar la electromovilidad. Entre ellos, el impacto potencial en la seguridad del transporte y las implicancias respecto a la capacidad de las redes de energía. En consecuencia, existe preocupación por la seguridad energética, y las repercusiones estructurales y económicas en las industrias del automóvil y la energía por el avance de la electromovilidad en la región.

En este sentido, entre las medidas de apoyo como la modelización de escenarios puede utilizarse precisamente para ofrecer diversas alternativas de políticas y caminos frente a este nuevo fenómeno. Las simulaciones pueden mostrar la eficacia y más aún la eficiencia de una determinada medida o bien dar luces del eventual comportamiento de éstas incluso en combinación con otras. Finalmente, también puede revelar y cuantificar los impactos negativos de determinadas opciones e identificar qué acciones son las más eficientes desde el punto de vista social, económico o tecnológico.

## Introducción

América Latina y el Caribe constituye una de las regiones más urbanizadas del planeta, 81% de sus habitantes viven en entornos urbanos, y más de un tercio lo hace en ciudades con más de 1 millón de habitantes. Las ciudades son el motor de las economías nacionales: buena parte del PIB total se genera allí. En consecuencia, originan el 60% de las emisiones de gases efecto invernadero (GEI). En ese contexto, las ciudades tienen un rol y responsabilidad central en las acciones para combatir el cambio climático y por cierto en el éxito del alcance de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030.

Este panorama desafiante en diversos ámbitos se ha profundizado en el periodo post-pandémico, puesto que la mayoría de los países han tenido dificultades para responder con total eficacia a los desafíos económicos, sociales y ambientales de este tiempo. Es por ello que la CEPAL ha promovido el paradigma<sup>1</sup> del “Gran Impulso para la Sostenibilidad, [GIS] que es un enfoque basado en la coordinación de políticas para movilizar y acelerar inversiones sostenibles, que impulsen un nuevo ciclo virtuoso de crecimiento económico, con generación de empleos e ingresos, y reducción de desigualdades y brechas estructurales, mientras se mantiene y regenera la base de recursos naturales de la que depende el desarrollo...” especialmente en las zonas urbanas y los impactos en la movilidad.

En este contexto La CEPAL y la Cooperación Alemana han creado el Programa de Cooperación regional CEPAL-BMZ/GIZ “Ciudades inteligentes, inclusivas y sostenibles (CISI) en el marco de la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe”, que busca fomentar las condiciones técnicas e institucionales para promover la movilidad urbana sostenible basada en la propuesta del GIS que ha venido planteando la CEPAL en un contexto internacional complejo de post-pandemia y los efectos económicos y financieros regionales del conflicto entre la Federación de Rusia y Ucrania.

El Programa CISI tiene como objetivo central contribuir a que en ciudades latinoamericanas seleccionadas se realicen estudios y actividades para promover el desarrollo sostenible especialmente en los ámbitos de la conectividad urbana, movilidad, así como los impactos de la digitalización.

En consecuencia, el imperativo de esta iniciativa conjunta es promover la configuración de ciudades más inclusivas, sostenibles e inteligentes. Uno de pilares que sostienen este programa es precisamente, el estudio de la conectividad y la posibilidad de ofrecer respuestas y estrategias al futuro de la movilidad urbana para la región, políticas e instrumentos que operacionalicen al Gran Impulso de la Sostenibilidad (GIS), es decir, la promoción de transformación en los patrones de producción, consumo y demanda (para la electromovilidad) con el fin de alinear y los ecosistemas vinculados a las ciudades.

<sup>1</sup> El Gran Impulso de la Sostenibilidad, es un concepto y paradigma que la CEPAL, ha llevado al seno de diferentes foros, reuniones y eventos en la región, especialmente en tiempos de pandemia. CEPAL, <https://www.cepal.org/es/comunicados/alicia-barcena-llama-implementar-un-gran-impulso-la-sostenibilidad-construir-un-futuro>.

Consecuentemente, para alcanzar estos objetivos es esencial la creación de metodologías e instrumentos de planificación y gestión, así como cuestiones tan específicas como la estimación de la demanda por conectividad para determinadas ciudades o distritos urbanos, para establecer las condiciones del potencial de mercado para soluciones de movilidad sostenibles.

Para este propósito se ha creado una metodología acompañada de herramientas que analizan la planificación, gestión y estimación de la demanda por conectividad para ciudades seleccionadas. Sin embargo, se espera que los resultados orienten a los tomadores de decisión respecto a las soluciones de movilidad sostenibles para ser replicados en otras ciudades de la región, dependiendo de la disponibilidad de la información y datos que la metodología demande.

Es por ello que el objetivo central de este estudio es precisamente aplicar una metodología para la creación de escenarios con el fin de analizar y medir los efectos de la penetración de la electromovilidad en la red eléctrica, así como su impacto en la adopción de energías renovables para responder a la demanda de ésta en determinadas ciudades seleccionadas.

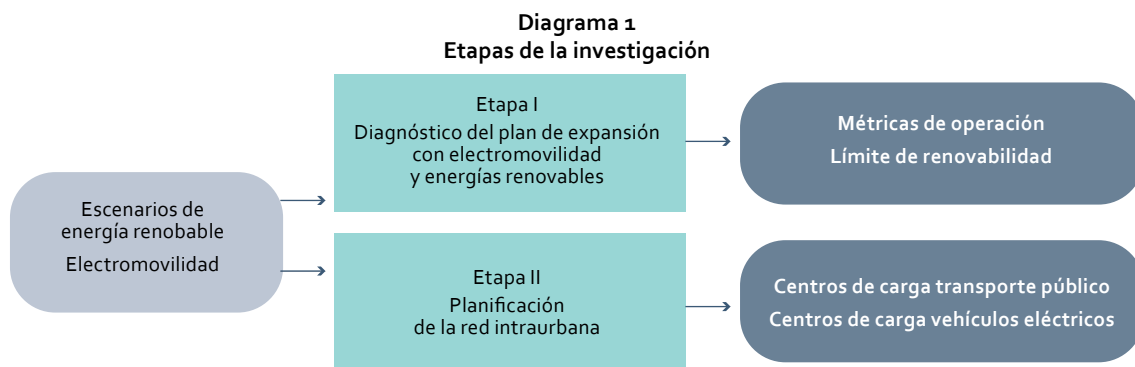
La penetración de la electromovilidad en la región está siendo una importante contribución al combate del cambio climático, medio ambiente y a la salud de las personas, ya que actualmente el sector transporte depende en un 99% de combustibles fósiles, siendo responsable del consumo de 3,2% de las energías primarias y 49% de las energías secundarias (sleLAC-OLADE, 2020), pero además, es responsable del 36,2% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), (CEPALSTAT, 2020), un escenario que está siempre presente en la grandes y ciudades intermedias de la América Latina y el Caribe.

Los habitantes y consumidores de la región han venido manifestando un gran interés por el uso y adopción de energía y tecnologías limpias las que han surgido con cierta velocidad por la sostenida introducción de las energías renovables en las últimas décadas. La población de las megaciudades está viendo con actitud positiva los esfuerzos de los gobiernos por llevar adelante la transición de la electromovilidad con energías limpias desde su generación, tanto para el transporte público (metro, trenes y tranvías), como privado (emprendedores, asociaciones e importadores). En consecuencia, es claro que el parque de automóviles eléctricos aumentará en el mediano plazo sustantivamente.

Más allá de los sistemas de transporte público eléctrico (metro, trenes y tranvías) que claramente en los países de la región están en fase incipiente de despliegue, y en los que no se enfoca este estudio, es posible constatar la aparición de diversas asociaciones provenientes de la sociedad civil dedicadas a este sector y formadas por consumidores consientes, adoptadores tempranos y emprendedores (PNUMA, 2019).

En consecuencia, frente a este escenario regional y gracias a los modelos de prospectiva será posible pronosticar si el sistema eléctrico de un determinado país podrá responder a la exigencia de la demanda de la incipiente electromovilidad regional y/o complementariamente indicará que deberán sumarse capacidades adicionales para las cargas máximas a las que será exigido el sistema. Puesto que una estrategia de carga optimizada y bien planificada puede representar una flexibilidad adicional para el sistema eléctrico y facilitar así la integración de fuentes de energía renovables variables y reducir los costes de generación de la energía, inclusive.

La creación de los mencionados escenarios está planteada en dos etapas (véase el diagrama 1); la primera que identifica los elementos del diagnóstico del plan de expansión con la incorporación de la electromovilidad alimentada con energía renovable, y la segunda que plantea la planificación de la Red interurbana una vez procesada toda la información.



Fuente: Elaboración propia.

## I. Los desafíos de la electromovilidad y la integración de la energía renovable variable en el sistema eléctrico

Es indudable que en América Latina y el Caribe se ha iniciado un proceso de transición tecnológica en el sector energético y transporte, pasando de un sector altamente dependiente en los combustibles fósiles a otro que dependerá altamente en los sistemas eléctricos basados en baterías e incluso hidrógeno.

La evaluación de la demanda de energía por autobuses se ha convertido en un requisito importante para la planificación, y por otra parte el despliegue efectivo de grandes flotas de autobuses eléctricos ha exigido la demanda de nueva infraestructura de recarga, situación que ya es una realidad en varias megaciudades de la región.

Una serie de enfoques de vanguardia para determinar los requisitos energéticos de los autobuses eléctricos utilizan valores de demanda energética específicos o se basan en ciclos de conducción estándar, aunque no tienen en cuenta las características locales de las rutas de los autobuses. Otros requieren mediciones de alta resolución de los perfiles de conducción de los vehículos, lo que es poco práctico para las grandes flotas de autobuses. A continuación se presenta un modelo de dinámica longitudinal para calcular la demanda energética de los autobuses eléctricos. El modelo está diseñado para ser aplicado eficazmente a grandes redes de autobuses utilizando fuentes de datos reales que están comúnmente disponibles para los operadores de tránsito de autobuses. Estos datos pueden derivarse de información de baja resolución recogidos en las operaciones diarias, donde sólo se dispone de la hora de llegada y salida de los de los autobuses en cada parada. Este enfoque ofrece una alternativa práctica a los métodos más avanzados y no requiere perfiles de velocidad de alta resolución, que son difíciles de obtener, sin dejar de tener en cuenta los detalles de las características operativas de la red de transporte considerada. La aplicación del modelo se demuestra en un estudio de caso para electrificar la red completa de autobuses públicos en Singapur. Los resultados mostraron que la heterogeneidad de las condiciones de conducción observadas en una gran red conduce a una gran variación en los requisitos de energía entre las diferentes líneas de autobuses y en diferentes momentos del día. Esto confirma la necesidad de tener en cuenta las características de cada ruta de autobús.



## **II. Estimación de la demanda energética de los buses eléctricos públicos y escenarios de demanda de vehículos privados: metodología y modelos utilizados**

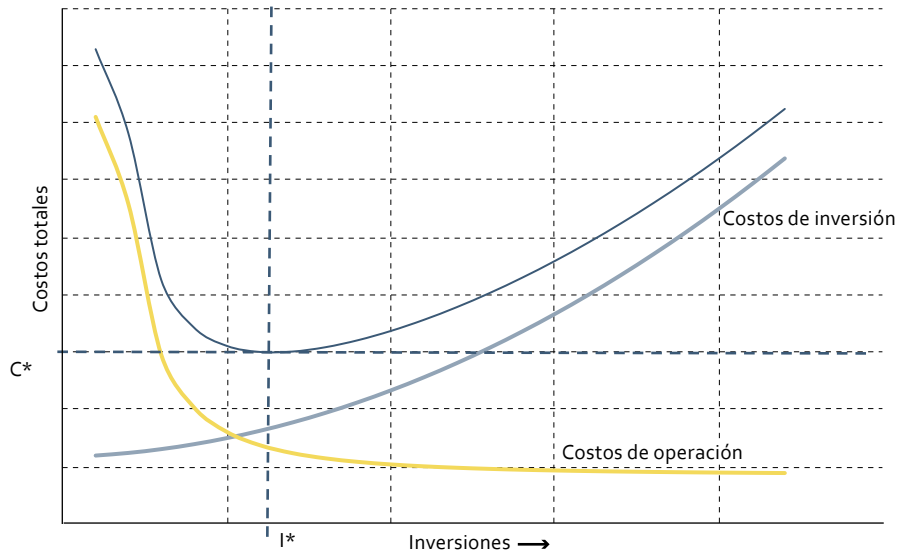
### **A. Diagnóstico de la red eléctrica e índice de renovabilidad**

#### **1. Expansión de capacidad**

El término “expansión de capacidad” se refiere al problema de encontrar la combinación óptima de nuevas construcciones y retiros de generación (y transmisión) que minimice el valor presente neto de los costos totales del sistema en un horizonte de planificación. Se resuelve un problema de expansión de la capacidad de generación junto con el problema del despacho desde una perspectiva de planificación central a largo plazo. En este caso, la ampliación de la transmisión no ha sido considerada dentro del alcance y su modelación puede resultar compleja de resolver.

Como se ilustra en el gráfico 1, los costos de inversión y de producción son inversamente proporcionales. Aunque intuitivo, está impulsado por la idea teórica de que las inversiones eficientes deberían reducir los costos operativos de los sistemas eléctricos. Por el contrario, ninguna inversión puede aumentar los costos diarios hasta el punto de costosas reducciones de energía, especialmente a largo y mediano plazo.

**Gráfico 1**  
**Problema de expansión de capacidad**



Fuente: Elaboración propia.

Nota: El problema de expansión busca encontrar el punto óptimo de las inversiones  $I^*$  que garanticen el menos costo de operación e inversión  $C^*$ .

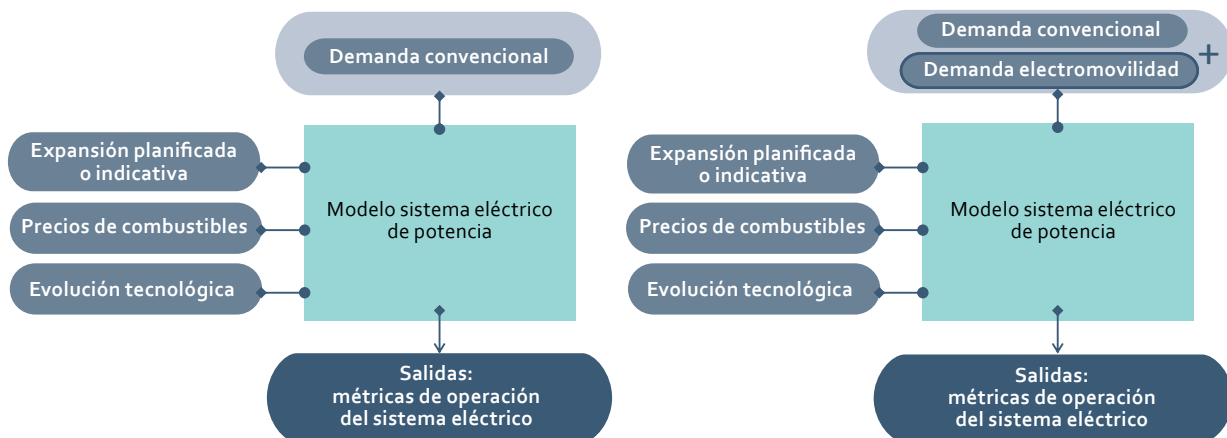
## 2. Resumen metodológico

El diagnóstico consiste en una "sensibilidad" de la operación futura simulada de los sistemas eléctricos de potencia, a nivel nacional, "con" y "sin" los escenarios de electromovilidad definida. La penetración en la electromovilidad influye directamente al sistema eléctrico, aumentando la demanda de electricidad y, por lo tanto, exigiendo un aumento proporcional de la generación y transmisión.

Estas simulaciones permiten cuantificar y, por lo tanto, comparar la operación del sistema eléctrico nacional ante el aumento de la demanda eléctrica debido a los cambios en la movilidad. Las sensibilidades permiten estimar y concluir acerca del origen de la producción "extra" de electricidad requerida para el cambio de paradigma. Por lo tanto, éstas permiten concluir acerca del origen de producción, así como las limitaciones del transporte de la energía y poder valorar en un contexto más amplio, los verdaderos beneficios económicos y ambientales de la electromovilidad.

La representación esquemática de la sensibilidad se muestra en el diagrama 2.

**Diagrama 2**  
**Procedimiento de diagnóstico eléctrico**



Fuente: Elaboración propia.

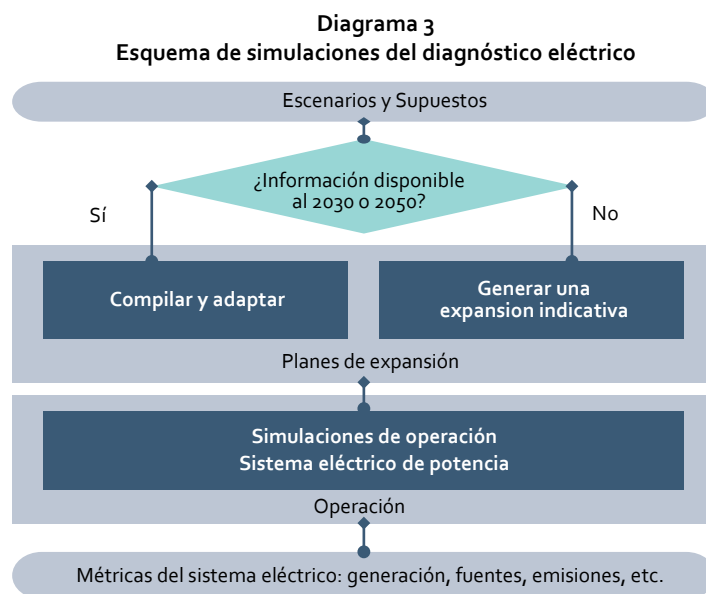


### 3. Simulaciones: modelo fundamental

Se ha utilizado un enfoque basado en un “modelo fundamental” para simular un escenario de operación óptima del sistema eléctrico de potencia. Los escenarios de operación del sistema eléctrico en un modelo fundamental es la forma empleada por los operadores de los sistemas eléctricos a nivel global para programar y simular la operación de un sistema eléctrico nacional o regional. Los modelos fundamentales, sin embargo, requieren de una cantidad vasta de datos que deben ser compilados o estimados. Estos datos se refieren a las cualidades técnicas y económicas de las instalaciones que componen el sistema eléctrico de potencia y proyecciones (o predicciones) de ciertas variables de entrada para el modelo. La calidad de los datos compilados y la consistencia de los supuestos seleccionados para las predicciones son la esencia del modelo y definen la precisión y utilidad de sus resultados.

El procedimiento general se ilustra en el diagrama 3. Se destacan 2 etapas del diagnóstico:

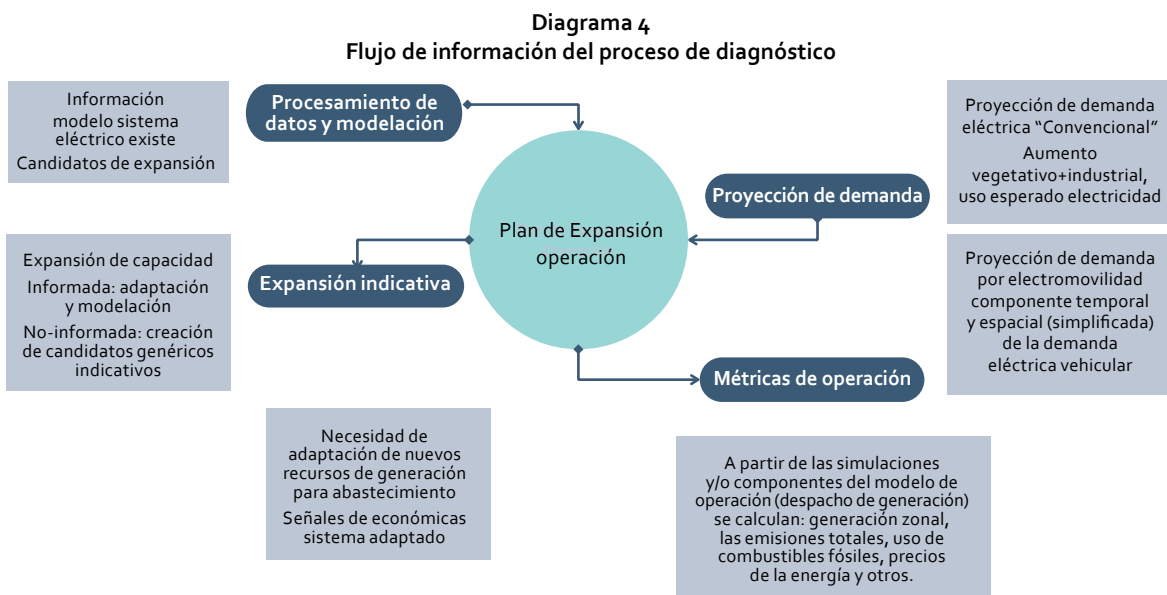
- i) **Plan de Expansión:** El plan de expansión es fundamental para realizar una simulación futura del sistema eléctrico de potencia. El plan complementa la capacidad instalada actual del sistema, muchas veces necesaria para abastecer los futuros requerimientos de demanda. Los planes de expansión nacionales no siempre están disponibles y puede que no sean públicos todos los parámetros requeridos por el modelo fundamental. Entonces, para poder definir una capacidad instalada para los años de interés, se propone lo siguiente:
  - Si la información y los datos para el modelo están disponibles, serán adaptados al modelo fundamental.
  - Si la información al año correspondiente no está disponible, se empleará una expansión indicativa con datos de instalaciones y proyecciones que sean suficientemente representativas y actuales.
- ii) **Operación:** Las simulaciones de operación del sistema eléctrico en conjunto permite estimar el uso de los recursos en el tiempo. Como se señaló anteriormente, las simulaciones de operación son el “procedimiento más importante” de la programación de la operación de los operadores de los sistemas nacionales a nivel global. De tal forma que los resultados del impacto de la demanda por electromovilidad provendrán de una simulación que emplea la misma técnica y modelo empleado por los operadores de mercado. **Este proceso le da un fuerte respaldo y sentido de autenticidad a la metodología.**



Es importante señalar que las etapas no necesariamente son secuenciales e independientes. Es decir, el modelo fundamental puede resolver la co-optimización de la expansión con la operación. Los detalles metodológicos son explicados en detalle en las secciones a continuación. La preparación de la expansión indicativa mediante una simulación de expansión cronológica es la propuesta metodológica para abordar el problema.

**a) Planes de expansión**

Los planes de expansión son fundamentales para realizar un diagnóstico operativo. La capacidad de generación disponible es despachada, buscando minimizar los costos variables de operación, para abastecer la demanda sujeta a las restricciones operativas del sistema. El diagrama 4 a continuación presenta un resumen del flujo de información de este proceso.



Fuente: Elaboración propia.

*i) Expansión indicativa*

La expansión indicativa, por lo general de Generación y Transmisión, es un término empleado por planificadores de la región para referirse a un ejercicio de expansión mediante tecnologías candidatas genéricas o típicas, calibradas debidamente a las características del sistema. Este término es empleado por varios operadores y reguladores como la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) en Brasil (EPE, 2021), fue empleado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en Colombia (UPME, 2021), el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala (MEM, 2020) y varias otras instituciones en la región.

Un modelo de planificación integral que plantee en forma cronológica las inversiones en generación que van agregando y/o reemplazando y, a la vez, abasteciendo la demanda energética variable en el tiempo, es por definición complejo porque debe tomar en cuenta que los períodos de retorno de las inversiones en generación y transmisión eléctricas son prolongados (20 a 30 años). En consecuencia, se requiere de una visión integral de largo plazo que se acople a la vez con las complejidades de la operación de los sistemas eléctricos en el corto plazo. Esto provoca que sea particularmente difícil el procedimiento, por el volumen y detalle de los datos requeridos, y además por los importantes recursos computacionales que demanda una planificación y operación conjunta optimizada. Entonces, para simplificar la creación de los escenarios y manteniendo las señales técnico-económicas correctas, se utilizó una Planificación Cronológica que establece a partir del presente, una "Hoja de Ruta" hacia el año 2030 y otra para el 2050. Es decir, la planificación cronológica propuesta determina la expansión óptima de la capacidad de generación bajo los siguientes supuestos:

- Resolver la pregunta: ¿"saltar" del presente al futuro, por ejemplo el año 2030? (considerando todos los proyectos que actualmente están en construcción y proyectos futuros a firme).
- Planificar con restricciones de operación las fuentes de generación. Entre otros, existen limitaciones técnicas (o características técnicas) de las instalaciones y fenómenos eléctricos que deben ser considerados y respetados para una simulación realista de una operación segura del sistema eléctrico. Entre otros, se consideran las siguientes:
  - Rampa, límites mínimos de operación, costos de partida y detención, tiempos mínimos de operación y detención.
  - Requerimientos y economía de los servicios complementarios por cada zona de transmisión.
  - Límites realistas en la provisión de reservas.
- Aplicar perpetuidad al final del año: Es decir, para la Hoja de Ruta del 2030 se considera que, a partir de ese año, el resto del futuro es constante. De igual forma para el 2050.
- Reservorio de reciclaje: Dado que es casi imposible prever el funcionamiento óptimo de grandes reservorios interanuales, es necesario hacer algunas suposiciones. En este caso se asumió una política de "reciclaje" para todos los grandes embalses.

Además del interesante enfoque de mapear el futuro a partir de ahora, se requiere que se limite a sólo 1 año debido a la carga computacional de las tareas de optimización. Los problemas de optimización resultantes y su resolución, pueden requerir de un poder computacional (en especial de memoria RAM) y un rango de 5 y hasta 50 horas de proceso ya análisis computacional.

#### *ii) Almacenamiento de energía*

Se consideran elementos de almacenamiento de energía de gran escala tales como baterías litio-ion o pumped storages. Esto no se refiere en específico a la energía almacenada para la electromovilidad, sino aquella que pueda ser almacenada y devuelta a la red de transmisión para el abastecimiento de la demanda. En otras palabras, este almacenamiento corresponde al de "gran escala" a nivel industrial.

La distribución del almacenamiento por tamaño en todo el país (instalaciones de ubicación) estará determinada por las optimizaciones de expansión de capacidad que lograrán los beneficios enumerados a continuación. Esto conducirá a cuantificar el almacenamiento por aplicaciones de transmisión, distribución y/o Behind-the-Meter.

- Minimización de los costos del mercado Mayorista.
- Minimización de las emisiones a nivel país.
- Mayor (mejor) utilización de activos de transmisión y distribución.
- Minimización de nuevos activos de transmisión incrementales.
- Aumento de la resiliencia con cortes de transmisión, distribución y generación a gran escala.
- Reducción de los costos del mercado de capacidad.
- Optimización de Importaciones.

La lista de candidatos de ubicaciones potenciales se incorpora a la optimización de la expansión de capacidad para optimizar la operación económica y la implementación de almacenamiento. Estos métodos brindarán oportunidades potenciales de inversión que reducirán el costo para los contribuyentes.

A medida que se introduce el almacenamiento de energía en el sistema eléctrico, un factor primordial en la operación de este sistema es la necesidad de mantener los niveles de seguridad y confiabilidad en todos los sectores: generación, transmisión y distribución.

En el caso de la expansión indicativa, las optimizaciones calcularán el tamaño necesario de la implementación del almacenamiento de energía para minimizar el costo de los contribuyentes y generarán los resultados de la simulación que muestran el beneficio neto de la implementación en el sistema sin considerar el costo de la implementación del almacenamiento. Posteriormente, se presenta por años el almacenamiento en KW/KWh que puede lograr los beneficios a diferentes costos según las tecnologías aplicadas.

**b) Escenarios de expansión**

Se definen escenarios de expansión a aquellos planes de generación que son extraídos de alguna referencia especializada. Es decir, es el producto del ejercicio de expansión de capacidad elaborado por algún organismo planificador, operador o escenarista.

En el caso de Argentina, por ejemplo, los escenarios de expansión son tomados de fuentes confiables: seleccionando, complementando y modificando las propuestas mediante un análisis cualitativo, cuando la información de planes de expansión no sea completa. No fue posible realizar simulaciones de planificación de largo plazo (expansión óptima).

Los escenarios de expansión son fundados en la información oficial por la Subsecretaría de Planeación Energética<sup>2</sup>, con apoyo sustantivo de los siguientes Escenaristas (Energética, et al., 2018):

- Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA).
- Asociación de Grandes Usuarios de la Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA) en conjunto con la Unión Industrial Argentina (UIA).
- Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME).
- Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER).
- Foro de Ecología Política (FEP).
- Fundación Vida Silvestre (FVS).
- Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN) en conjunto con la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires (UNICEN).
- Grupo NOA (Salta y Jujuy).
- Consejo Asesor de Política Energética de la Provincia de Córdoba (CAPEC).

Cabe destacar que los escenaristas mencionados no fueron consultados en el marco del presente proyecto. Sus visiones han sido analizadas y citadas a partir de la documentación de Escenarios Energéticos 2040 (Energética, et al., 2018).

**c) Demanda tradicional**

Las proyecciones de demanda de energía eléctrica “tradicional” se define como aquella demanda de electricidad tradicionalmente empleada para la elaboración de los estudios de operación y planificación de los sistemas eléctricos de potencia. Esta demanda representa los consumos de distintos tipos, tales como: clientes industriales, residenciales y comerciales. Adicionalmente, se suelen considerar los pequeños medios de generación (generación distribuida) embebida en las redes de distribución, así como medios de generación propios de las empresas distribuidoras de electricidad y zonas de auto-producción. Es decir, la proyección de demanda tradicional es el valor neto de los distintos consumos menos la auto-generación y generación distribuida.

**d) Demanda por electromovilidad**

La demanda por electromovilidad se refiere, en el contexto del presente documento, a los perfiles de demanda agregada de energía eléctrica en las subestaciones de conversión, exigida por la recarga de las baterías de los vehículos eléctricos de transporte público y privado.

El cálculo agregado está inspirado en el uso y proyección de perfiles determinísticos (Rautiainen, y otros, 2012); sin embargo, los detalles específicos del cálculo de esta componente de la demanda se encuentran en la sección de planificación del presente informe.

<sup>2</sup> Véase [en línea] <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico>.

#### 4. Modelo de producción

El modelo de producción constituye la parte esencial del presente análisis porque permite la evaluación cuantitativa del impacto de los escenarios de expansión (planificación), facilitando las comparaciones justificadas y valorizadas.

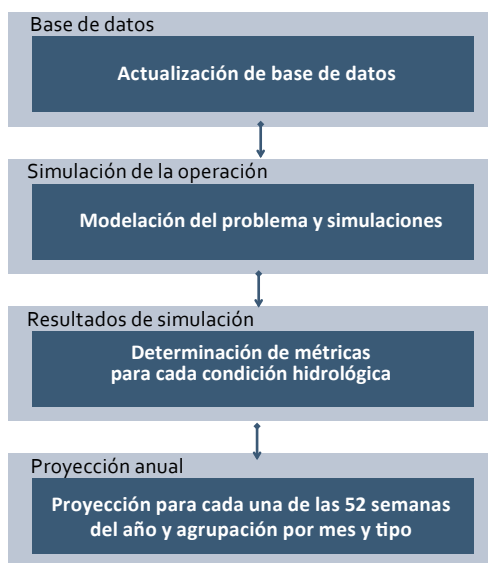
El modelo de producción se basa en la solución del problema del Unit Commitment, o problema de predespacho como es conocido en la literatura especializada (PNUMA, 2019), haciendo uso de algoritmos de despacho económico a intervalos horarios para demostrar la operación integrada del sistema eléctrico, en este caso de Argentina con despliegue de energías renovables, suministro de transmisión, reservas rodantes y estaciones de distribución primaria. Los estudios de costos de producción reforzarán las restricciones térmicas (capacidades) de transmisión de los principales segmentos de transporte de la red de 500kV. La función objetivo del modelo de producción es determinar la operación del sistema de menor costo sujeto a mantener la confiabilidad de las operaciones del sistema y reducir las emisiones.

Debido a la dependencia de las condiciones hidrológicas en la operación del sistema eléctrico, se utiliza un procedimiento que considera la aleatoriedad de la condición hidrológica con el fin de incluir estos niveles de incertidumbre en los resultados. La descripción de este procedimiento se divide en 4 etapas:

- i) Base de Datos,
- ii) Simulación de la Operación,
- iii) Resultados de la Simulación, y
- iv) Proyección Anual.

El diagrama 5 representa este proceso.

**Diagrama 5**  
Esquema del proceso de proyección anual de la operación



Fuente: Elaboración propia.

##### a) Base de datos

El primer proceso consiste en el procesamiento de los principales supuestos, adaptados a las condiciones horarias y el nivel de detalle que requerido para la simulación de la operación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

En esta etapa se realiza una actualización de la base de datos para cada semana representativa del año. Entre otras, corresponde la actualización del estado operativo de las centrales operativas, capacidad instalada (generación y transmisión), combustibles utilizados y precios, niveles de emisiones entre otros parámetros importantes. Estos son los principales insumos para las simulaciones posteriores.

## b) Simulación de la operación

Una vez actualizada la base de datos, se debe realizar la simulación de la operación. Las simulaciones se realizan mediante un modelo de Unit Commitment hidro-térmico, cuyo alcance ha sido diseñado específicamente para el presente estudio. La representación matemática del modelo de simulación se presenta en el recuadro 1. Aunque representativo, el modelo es más complejo pues incluye las restricciones de transporte, mediante un modelo de flujos de potencia DC, restricciones de uso y transporte de gas, generación a múltiples combustibles, centrales hidráulicas con capacidad de almacenamiento y otros detalles relevantes de la operación del SADI (PNUMA, 2019).

**Recuadro 1**  
**Formulación ilustrativa del modelo de costos de producción**

$$\text{minimize } \sum_g \{C_g + SU_g + SR_g + RR_g^{UP} + RR_g^{DOWN}\}$$

$$+ (Emission\ Costs * Emission) + (Use * VoLL) + (UAR * VoRS)$$

*subject to*

$$\sum_g P_{generation} = P_{demand}$$

$$P_{reg-up-prov} = \sum_g P_{regulation}^{UP}$$

$$P_{reg-down-prov} = \sum_g P_{regulation}^{DOWN}$$

$$P_{limit}^{Ramp\ down} \leq P_{generation\ at\ time(t)} - P_{generation\ at\ time(t-1)}$$

$$P_{generation\ at\ time(t)} - P_{generation\ at\ time(t-1)} \leq P_{limit}^{Ramp\ up}$$

$$P_{generation} \geq MSL_{generation} \text{ OR } P_{generation} = 0$$

# of Starts per day  $\leq x$

*Min. Up and Down Time Limits*

Fuente: Elaboración propia.

Debido al alto costo computacional que tiene la simulación detallada de la operación para un año completo, se pueden elegir semanas representativas de la condición del sistema durante el año.

Por ejemplo, se pueden escoger cuatro semanas representativas de la operación anual del sistema tomando en cuenta el efecto de las estaciones del año, en las fuentes de generación y la demanda. A continuación, se presenta un ejemplo del procedimiento de mapeo de semanas representativas para la estimación de métricas anuales.

Suponiendo que las semanas representativas son semanas contenidas dentro de los siguientes meses: enero, marzo, julio y octubre.

Para obtener la operación del año completo, se relaciona cada mes con un trimestre del año, de forma que cada semana representativa representa la operación de un trimestre completo. Esta relación se indica en el siguiente cuadro:

**Cuadro 1**  
**Resumen de semanas y meses representativos**

<b>Semana Representativa</b>	<b>Mes representado</b>
Enero	Diciembre
Enero	Enero
Enero	Febrero
Abril	Marzo
Abril	Abril
Abril	Mayo
Julio	Junio
Julio	Julio
Julio	Agosto
Octubre	Septiembre
Octubre	Octubre
Octubre	Noviembre

Fuente: Elaboración propia.

De esta forma, cada una de las 52 semanas del año queda relacionada a una de las cuatro semanas representativas.

Debido a la usual dependencia de la operación del sistema con la hidrología, especialmente en los sistemas hidro-térmico de Sudamérica, para cada una de las cuatro semanas representativas se deben realizar tantas simulaciones como escenarios hidrológicos se consideren. Por lo tanto, si se consideran  $n$  escenarios hidrológicos, la cantidad de simulaciones totales será  $4 \times n$  (cantidad de semanas representativas  $\times$  cantidad de escenario hidrológico considerado).

Por ejemplo, si se consideran cuatro escenarios hidrológicos, se tendrán que simular en total  $4 \times 4=16$  semanas. El cuadro 2 resume este ejemplo.

**Cuadro 2**  
**Resumen de escenarios hidrológicos y semanas representativas**

<b>Semana representativa</b>	<b>Escenario Hidrológico</b>	<b>Número Semana de simulación</b>
Enero	1	1
Enero	2	2
Enero	3	3
Enero	4	4
Abril	1	5
Abril	2	6
Abril	3	7
Abril	4	8
Julio	1	9
Julio	2	10
Julio	3	11
Julio	4	12
Octubre	1	13
Octubre	2	14
Octubre	3	15
Octubre	4	16

Fuente: Elaboración propia.

### c) Resultados de la simulación

Con los resultados de la operación de cada una de las semanas (representativas o completamente cronológicas) y para cada hidrología, se obtienen las métricas deseadas. Para este estudio se consideraron las siguientes métricas:

**Cuadro 3**  
**Métricas consideradas para el análisis de la simulación**

Métrica (Salida)	Descripción
Generación	Suma de la generación de todas las unidades (se divide entre 1000 para dejarlo en GWh).
Costos de operación total (Total Cost)	suma de costos de operación (no hay dudas) (se divide entre 1.000.000 para que quede en MM USD, millones de USD).
Costos de operación combustibles (Fuel Cost)	HeatRate[GJ/MWh] x Generation[MWh] x FuelPrice [USD/GJ] (se divide entre 1.000.000 para que quede en MMUSD, millones de USD).
Costos de operación no combustibles (Non Fuel Cost)	VOM [USD/MWh] x Generation [MWh] (se divide entre 1.000.000 para que quede en MMUSD, millones de USD).
Emisiones (Emissions)	Heat Rate [GJ/MWh] x Generation [MWh] x Emission Production [kg/GJ] (quedaría el resultado en kg, se divide por 1000 para obtener en Toneladas).
Consumos combustibles (Fuel Consumption)	Heat Rate x Generation [MWh] (se divide entre 1000 para pasar a TJ).
Curtailement Eólico (Wind Curtailment)	(pmax - generation) [MWh] (se divide entre 1000 para pasar a GWh).
Curtailement Solar (Solar Curtailment)	(pmax - generation) [MWh] (se divide entre 1000 para pasar a GWh).
Ingresos operacionales (Operational Income)	LMP [USD/MWh] x Generation [MWh] (se divide entre 1.000.000 para que quede en MMUSD, millones de USD).
Reserva de capacidad (Capacity Reserve)	Capacity [MW] - demanda punta (máxima generación en 42 periodos de cada ejemplo) (no se divide porque queda en MW) (una observación, el periodo de máxima generación de una tecnología no es necesariamente es el mismo que el de todas las tecnologías).
Reserva en giro (Spinning Reserve)	(Pmax- generation) [MW] (solo si generation > 0) (no se divide porque queda en MW). (Se obtiene como promedio, es decir se divide la suma de todos los periodos por la cantidad de veces donde generation > 0).
Congestión de transmisión	(Fmax / Flow) [%] Flujo de potencia por la línea de transmisión relativo a su capacidad.

Fuente: Elaboración propia.

Cada una de las métricas se calcula además por tipo de tecnología de generación y el total.

### d) Proyección anual

#### i) Obtención de hidrologías semanales

Para cada semana del año se escoge una hidrología mediante el siguiente procedimiento. Para cada semana comprendida entre los meses de marzo a agosto se elige un escenario hidrológico asumiendo que cada uno es equiparable. Es decir, es una selección aleatoria entre la cantidad de escenarios hidrológicos que se hayan considerado. Para el resto de las semanas, es decir, para las semanas de los meses de septiembre hasta febrero, se escoge aquella hidrología que más se haya repetido en los meses anteriores. De esta forma, cada semana del año tiene una hidrología asociada la cual se presenta en el siguiente cuadro.



**Cuadro 4**  
**Selección de hidrologías para cada semana representativa**

Mes de la semana representativa	Mes representado	Selección de hidrología
Enero	Diciembre	Más repetida
Enero	Enero	Más repetida
Enero	Febrero	Más repetida
Abril	Marzo	Independencia hidrológica
Abril	Abril	Independencia hidrológica
Abril	Mayo	Independencia hidrológica
Julio	Junio	Independencia hidrológica
Julio	Julio	Independencia hidrológica
Julio	Agosto	Independencia hidrológica
Octubre	Septiembre	Más repetida
Octubre	Octubre	Más repetida
Octubre	Noviembre	Más repetida

Fuente: Elaboración propia.

#### ii) *Agrupación de Resultados*

Para simular la operación del año a partir de las cuatro semanas representativas se sigue el procedimiento señalado. Debido a que cada semana del año está asociada a una de las cuatro semanas representativas y además está asociada con una hidrología según lo descrito, es posible determinar completamente los resultados para cada semana de año dado que se logra identificar completamente la semana simulada. De esta forma, se van agrupando los resultados por mes y por tipo de tecnología de generación.

Para obtener una mejor representación de la operación del sistema el procedimiento se repite para obtener valores esperados de las métricas de estudio. Para este estudio, el procedimiento alcanzó las cincuenta (50) repeticiones.

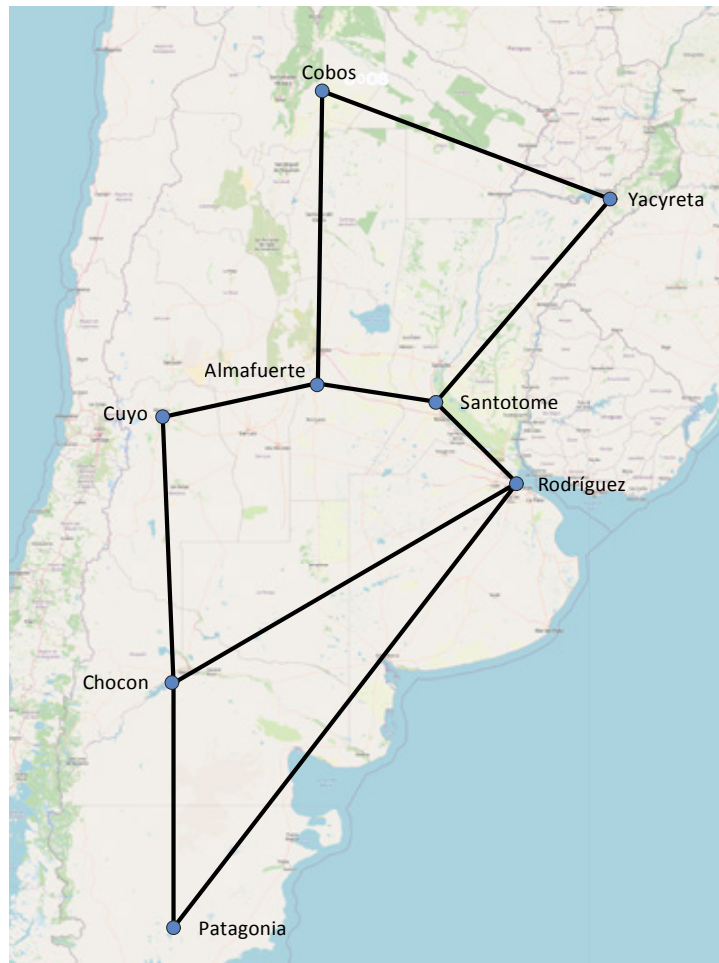
## 5. Argentina

La presente sección muestra los principales datos y tendencias específicas empleadas para la modelación del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

#### a) **Supuestos**

El alcance geográfico del área de estudio está representado en el mapa 1. El sistema eléctrico nacional ha sido representado mediante un equivalente de 8 nodos del sistema de transmisión de 500kV. Los recursos de generación, así como la demanda de energía se conecta a cada uno de los 8 nodos representativos. Este modelo multi-nodal es muy similar al empleado por el operador del sistema de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) para la planificación de la operación (CAMMESA, 2020).

**Mapa 1**  
**Sistema eléctrico argentino**



Fuente: Elaboración propia, sobre la base de información de CAMMESA. Imagen del mapa de fondo de OpenStreetMap.

Las secciones a continuación describen las fuentes de información, así como los supuestos empleados para las distintas proyecciones.

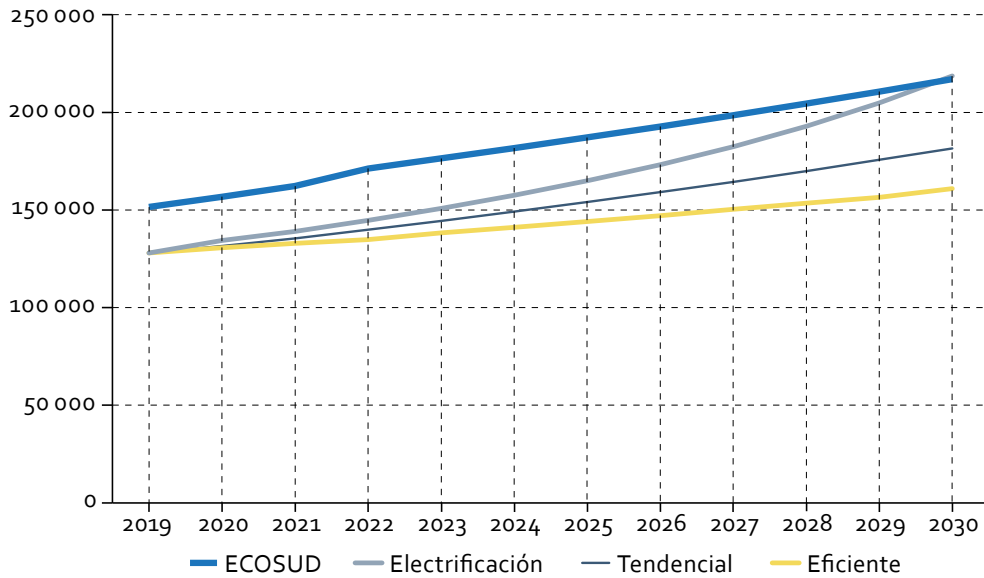
### b) Proyección de Demanda

El consumo eléctrico a nivel nacional se ha mantenido “estable” en el período 2013-2018, manteniéndose en valores entre los 130 y 135TWh anuales. Estos incluyen un 45% de consumo tipo vegetativo. La proyección de la Subsecretaría de Planificación Energética de Argentina, en su reporte sobre Escenarios Energéticos 2030, proyecta un crecimiento anual acumulado de 2.6% para el escenario base (demanda “tendencial”) y 1.6% si se aplican políticas de eficiencia energética definidas en el Plan Nacional de Eficiencia Energética. La Prospectiva de Eficiencia Energética al 2030<sup>3</sup> proyecta una disminución de la intensidad energética global del actual 92.9 a 80-87 para el año 2030<sup>4</sup>. Los valores para las distintas tendencias, obtenidos desde la Escenarios Energéticos 2030 (Energía, 2019), se muestran en el gráfico 2 a continuación.

<sup>3</sup> Prospectiva de Eficiencia Energética, véase [en línea]<https://www.argentina.gob.ar>.

<sup>4</sup> Cantidad de energía demandada en relación con una unidad del PBI.

**Gráfico 2**  
Proyección de demanda 2019-2030  
(GWh)

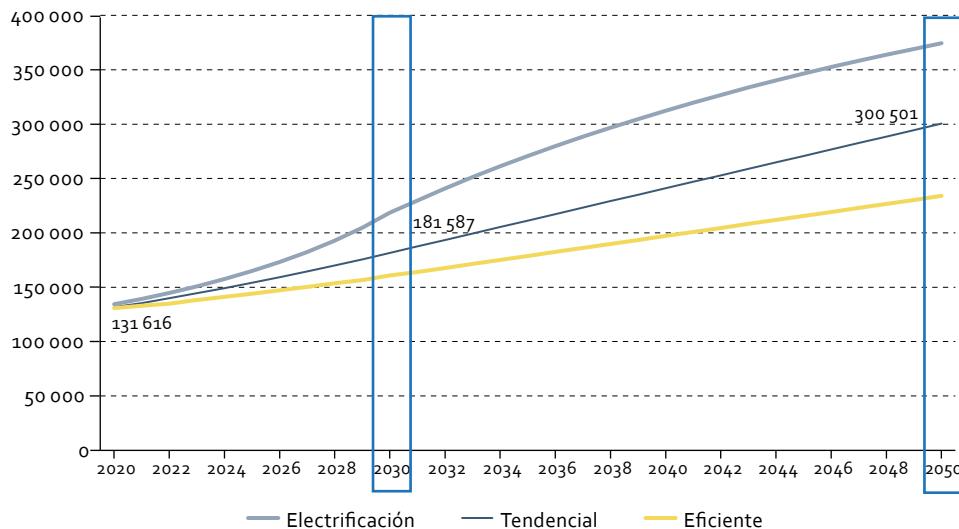


Fuente: Elaboración propia.

En el gráfico 2 es posible las proyecciones para el escenario de electrificación y ECOSUD como información adicional. El escenario de Electrificación está contenido dentro de los escenarios de políticas activas que plantea la Subsecretaría de Planificación, que mediante un programa de electrificación masiva (4.2% de crecimiento), impulsada principalmente por el reemplazo del gas natural en hogares y la masiva penetración de vehículos eléctricos (Energía, 2019). Sin embargo, este escenario no ha sido considerado en el alcance del presente proyecto. Adicionalmente, se incluye la proyección de consumo realizada en el marco de la iniciativa ECOSUD de CEPAL que describe un aumento del consumo del 2.7% entre los años 2017 y 2020.

La proyección del consumo hacia el año 2050 ha sido elaborada mediante una extrapolación, empleando un modelo de series de tiempo, ajustados a los valores al año 2040 y 2050 (Energética, y otros, 2018) y (Deloitte, 2019). Los valores resultantes y el intervalo de confianza del modelo autoregresivo se ilustran en el gráfico 3.

**Gráfico 3**  
Proyecciones de consumo eléctrico 2020-2050  
(GWh)



Fuente: Elaboración propia.

La demanda horaria toma en cuenta la diferencia en el comportamiento del consumo estacional, semanal e intra-diario. Además, se consideran otros factores de influencia como se describe en el siguiente cuadro.

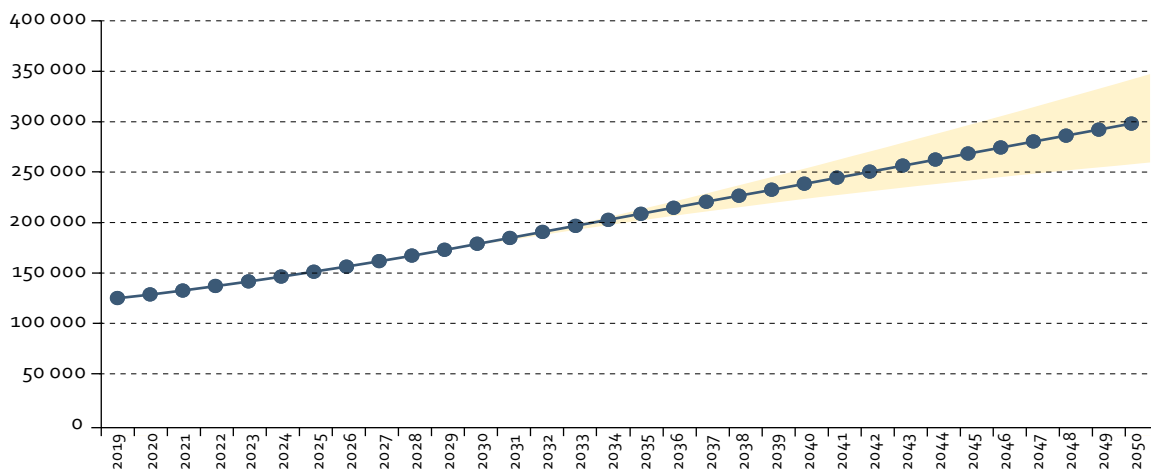
**Cuadro 5**  
**Factores para determinar el comportamiento de la demanda**

Ajustes	Descripción
Estacionalidad y demanda horaria	Las proyecciones anuales toman en cuenta la forma y distribución de demanda máxima (demanda pico) y energía mensual, como una proyección de los valores históricos, véase el gráfico 5A. Además, la forma horaria de la demanda se construye a partir de la forma horaria de la demanda histórica de electricidad. Se ha empleado la demanda histórica horaria de los años 2017-2019, véase el gráfico 5B.
Pérdidas de transmisión	El modelo de operación considera el balance neto de energía. Es decir, la generación neta = demanda bruta (demanda neta + pérdidas). Se ha considerado pérdidas de transmisión de 3,5%, consistente con los supuestos (Energía, 2019).
Baterías y vehículos eléctricos	Se han incluido baterías a nivel industrial, en adición a la demanda con penetración de vehículos eléctricos en el escenario tendencial, a las proyecciones de demanda de largo plazo, véase cuadro 6. No se han considerado para la presentación de servicios complementarios reservas primarias e inercia sintética.

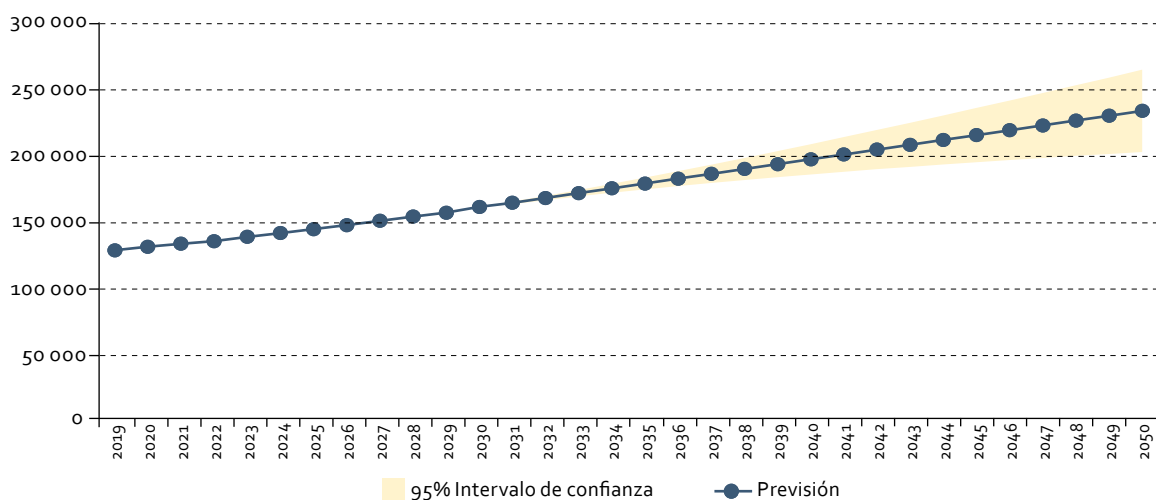
Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico 4**  
**Proyecciones de consumo eléctrico 2030-2050: intervalo de confianza 95%**  
(GWh)

**A. Proyección de demanda**



**B. Proyección de demanda (eficiente)**

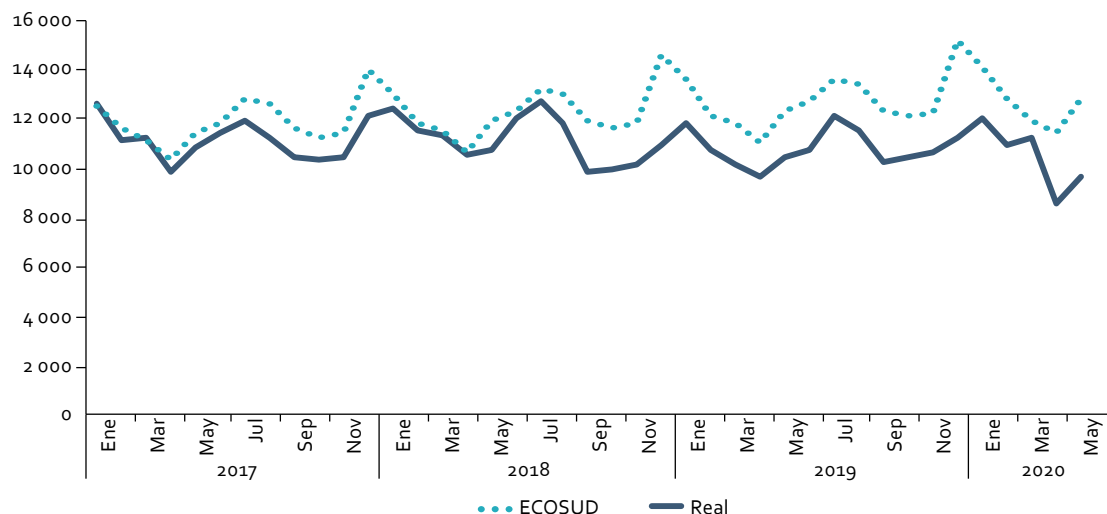


■ 95% Intervalo de confianza      ● Previsión

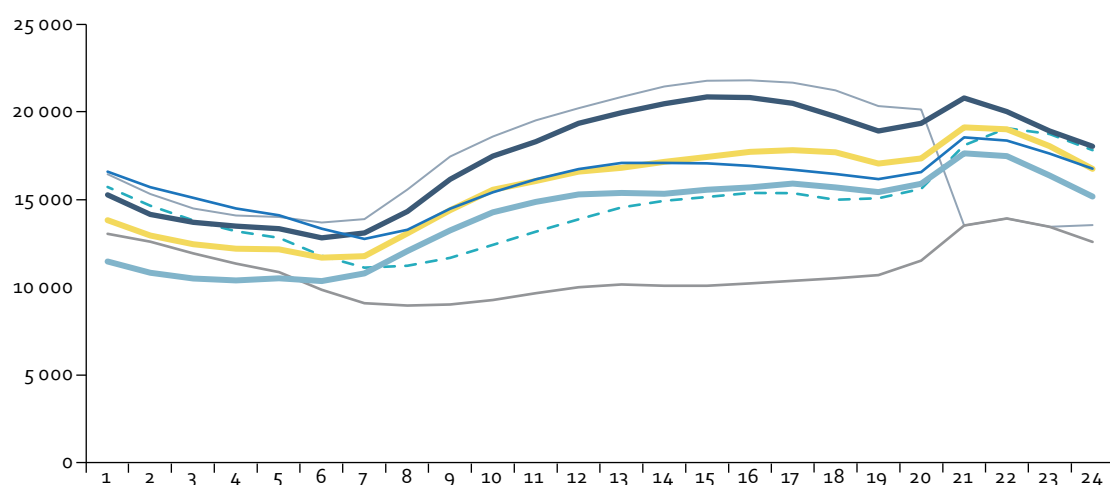
Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico 5**  
**Forma del consumo eléctrico**  
(MW)

**A. Demanda mensual**



**B. Demanda horaria (selección aleatoria de 1 semana de 2018)**



Fuente: Elaboración propia sobre la base de los perfiles horarios de demanda de ECOSUD.

**Cuadro 6**  
**Baterías de gran escala a nivel industrial**

Año	Unidades	Capacidad Máxima (MW)	Eficiencia (en porcentaje)	Horas	Energía Máxima (MWh)
2020	-	5	93	4	0
2030	-	5	93	4	0
2050	500	5	93	4	10 752

Fuente: Elaboración propia.

**c) Generación: expansión**

Los escenarios de expansión de generación, o planes de obra de generación, han sido fundamentalmente propuestos en consideración a las inercias actuales y las tendencias identificadas en referencias de interés, véase el cuadro 7.

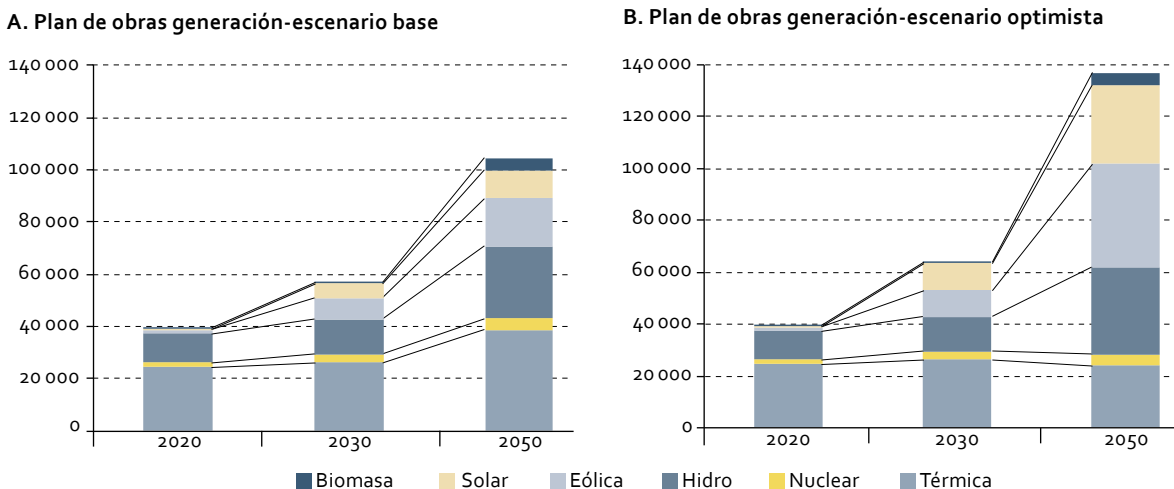
**Cuadro 7**  
**Escenarios de expansión generación**

Horizonte	Base	Optimista
2030	Ha sido preparado fundamentalmente en base a los resultados de la expansión óptima planteada para el escenario de gasificación (Energía, 2019).	Planteado como una alternativa al escenario tendencial (Energía, 2019), con niveles de penetración de renovables en base a la expansión propuesta por el escenario "Increased effort" (Deloitte, 2019).
2050	Ha sido preparado en base a los escenarios "menos optimistas" de penetración de renovables en (Energética, et al., 2018). Se incorporó la tasa de nuevos proyectos eólicos y solares propuestos por los escenaristas AGEERA-UIA y CACME, respectivamente.	Planteado en función del escenario "Green Disruptive" (Deloitte, 2019), el cual propone un 78% de la capacidad instalada de fuentes renovables.

Fuente: Elaboración propia.

El gráfico 6 muestra el agregado de expansión de generación para los 2 escenarios considerados. La distribución geográfica de los proyectos es consecuente con la distribución de recursos renovables disponibles y las tendencias mostradas en las referencias citadas. Las centrales de expansión hidroeléctrica y nuclear han sido ubicadas en su respectivo nodo de conexión.

**Gráfico 6**  
**Agregado de expansión de generación por escenario**



Fuente: Elaboración propia.

Nota:

- El escenario base para el año 2030 para Argentina fue planteado en función de una prospectiva de "Gasificación" porque incorpora el incremento de producción de gas natural de Vaca Muerta, aumentando la transferencia de gas natural desde la cuenca de Comahue a los centros de demanda. Es decir, una capacidad de transporte de 180MMm<sup>3</sup>/día de la red de gas natural. La expansión térmica de la generación no difiere del escenario "tendencial", es decir, las nuevas plantas de Ciclo Combinado suman una capacidad de 4200 MW, la disponibilidad de gas para generación es mayor durante todo el año. Más adelante se profundizará respecto de este punto.
- El escenario "Increased Effort" (Deloitte, 2019), es un escenario que propone la instalación de 19 GW y 27 GW de capacidad en centrales eólicas y solares, respectivamente. Esto permitiría potencialmente alcanzar la meta de 25% de generación desde fuentes renovables al 2030 (excluyendo la hidroenergía).
- El escenario base del año 2050 fue realizado como una extrapolación de los escenarios energéticos al año 2040 que cumplen con los siguientes objetivos importantes:
  - Cumplir las metas de energías renovables en Art. 8 de la Ley 27.191.
  - Ser consistentes con respecto al incremento de producción de gas natural considerado para el año 2030.
  - Ser consistentes con respecto a la matriz energética al año 2030 en cuanto a la penetración de energías renovables. En este sentido, los escenarios de la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina y Unión Industrial Argentina (AGEERA-UIA) plantean una penetración anual promedio de centrales eólicas de 500 MW/año, mientras que el Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME) proyecta menos de 400 MW/año de penetración solar al año. Estos escenarios "pesimistas" desde el punto de vista de la penetración renovable, apuestan por un incremento en la producción de gas natural. Con todo, ninguno de ellos proyecta importaciones.
- La penetración de energías renovables en el escenario "Green Disruptive" (Deloitte, 2019) fue seleccionado para la Transición Energética porque permitiría potencialmente alcanzar la meta de 80% de generación desde fuentes renovables hacia el año 2050 (incluyendo hidroenergía). Los escenarios optimistas resultantes emplearon las tasas de penetración optimistas renovables de los escenaristas (Energética, et al., 2018).
- Para ambos escenarios hacia el año 2030 se consideran las licitaciones y transacciones por 5225 MW de capacidad contratada y 1164 MW del mercado a Término de Energías Renovables del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) (CAMER, 2019).
- Para todos los casos se consideró que la expansión hidroeléctrica hacia el año 2030 es de 2500 MW correspondiente a las centrales AnaCua, La Barrancosa, Condor Cliff, El Tambolar, Portezuelo del Viento y Chihuido I. Para la expansión del año 2050 se consideró la construcción de 11GW de proyectos adicionales que se consideran viables ambiental y económicamente en el inventario hidroeléctrico relevado por el Estado Nacional (Deloitte, 2019). Incluye grandes obras como la central Corpus Christi, central Cordón del Plata, central Michihuao, entre otras. Por su parte, la expansión nuclear al año 2050 consiste en la finalización de repotenciación de la central Embalse, la puesta en servicio de CAREM 25 y la central nuclear IV en la zona de Buenos Aires (nodo Rodríguez del sistema eléctrico). La puesta en servicio de una central adicional (ATUCHA V) de 1200MW es considerada durante el período 2030-2050.

#### d) Generación: operación

Los Datos Operativos de generación son: capacidad instalada, consumos específicos, energía central hidro, perfiles solares/eólicos. La principal fuente de información técnica son los reportes e información pública de operación de parte de CAMMESA. Para valores técnicos del gas natural, la principal fuente consultada es la base online de datos abiertos del portal de Energías (ENERGAS).

##### i) Precios de combustible

Respecto a los precios de los combustibles, se realizaron ajustes a las tendencias internacionales empleando valores basados en las proyecciones regionales. Estos factores permiten que los precios de los combustibles coincidan con los valores actuales del año 2022, más recientes y de fuentes confiables, principalmente desde los reportes de operación de CAMMESA. Es decir, se calcularon como la razón entre el valor actual del precio del combustible y el valor en la referencia internacional al año 2022. Los valores de referencia y los factores de ajuste se resumen en el cuadro 8.

**Cuadro 8**  
Factores regionales de ajuste de precios de combustible

Combustible	Precio (USD/MMBtu)	Factor
Carbón	6,3	3,07
Fuel Oil	8,2	0,71 <sup>a</sup>
Gas Oil	11,3	0,53
Gas Natural	3	1,13
GNL	5 108	1,93 <sup>b</sup>
Nuclear	2 014 643	2,96

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA y ENERGAS, 2022.

<sup>a</sup> El factor se refiere al Fuel Oil #6 residual.

<sup>b</sup> El factor se calcula como el precio GNL en BBL entre el precio HH promedio 2020 en AEO 2020 (EIA, 2020).

Los valores resultantes de las proyecciones de los precios combustibles se resumen en el cuadro 9 a continuación.

**Cuadro 9**  
Precios de combustibles para las simulaciones operativas  
(USD/MMBtu)

Año	Carbón	Fuel oil	Gas oil	Gas natural	Gas importado	GNL	Nuclear
2020	6 300	8 200	11 300	3 000	4 362	5 109	2 015
2030	6 023	10 628	14 646	4 048	5 886	6 893	3 039
2050	6 161	14 714	20 277	4 551	6 617	7 749	3 039

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA y ENERGAS, 2022.

El precio del gas natural importado desde Bolivia (Estado Plurinacional de) fue tomado desde la programación estacional de CAMMESA (CAMMESA, 2020). Sin embargo, es una simplificación de los valores de subastas: 4.4 USD/MMBtu hasta 5MMm3/día y 4.3 para los siguientes. Los valores de proyección de gas natural importado son superiores a 6.1 USD/MMBtu para el 2020 según la proyección del año 2019 de la Subsecretaría de Planificación (e información en EO2017) y en el rango 5.84 a 6.28 según la referencia (Energética, et al., 2018). Sin embargo, la proyección seleccionada se basa en fuentes más recientes (EO2020 y CAMMESA Nov-2020).

## ii) Disponibilidad gas natural

El modelo de operación requiere como dato de entrada la disponibilidad (horaria, diaria o semanal) de los volúmenes de combustible disponibles para la generación de electricidad. Estos volúmenes han sido calculados en forma externa, es decir, no se co-optimizan, a partir de las proyecciones de producción y consumo (no-eléctrico).

En el cuadro 10 se presentan los escenarios considerados para el gas natural.

**Cuadro 10**  
**Escenarios de explotación y uso del gas natural**

Base con exportación de GNL	Este escenario toma en cuenta la producción de gas natural del escenario tendencial con exportación de GNL de Escenarios Energéticos 2030 (Energía, 2019).
Enfoque en otras fuentes	Este escenario fue construido a partir de los escenarios no-optimistas proyectados por distintos escenaristas (Energética, et al., 2018) que coinciden que la producción de gas natural puede estabilizarse y mantenerse en un nivel constante a partir del año 2027, AGERA-NOA en (Energética, et al., 2018). De hecho, 8 de 9 escenaristas coinciden que la producción al 2030 será menor a 200MMm <sup>3</sup> /día y 6 de 9 que será menor a ese valor hacia el año 2040.

Fuente: Elaboración propia a partir de Energía, 2019 y Energética, et al., 2018.

El consumo de gas natural no-eléctrico, ha sido tomado de las mismas fuentes de información citadas anteriormente. Se ha empleado un modelo de series de tiempo para extrapolar las proyecciones al 2030 y 2040, hasta el año 2050. Esta extrapolación toma en cuenta el marcado comportamiento estacional de la demanda de gas, el cual fue calculado en base al consumo real en la historia reciente (2018-2019 según valores en partes diarios de Energas (ENERGAS, 2020). De igual forma, las pérdidas de T&D (totales de distribución) han sido estimadas mediante la proyección de los valores históricos (variaciones entre 9.8% y 10.1% del total de las inyecciones). El consumo de gas natural final para la producción de electricidad y las exportaciones serán una salida del modelo de producción. Los volúmenes aquí presentados representan una disponibilidad diaria máxima, es decir, no representan una obligatoriedad de consumo, véase gráfico 7 A y B.

**Gráfico 7**  
**Disponibilidad de gas natural para electricidad (escenarios base y optimista)**  
(MMm<sup>3</sup>/día)

### A. Escenario base

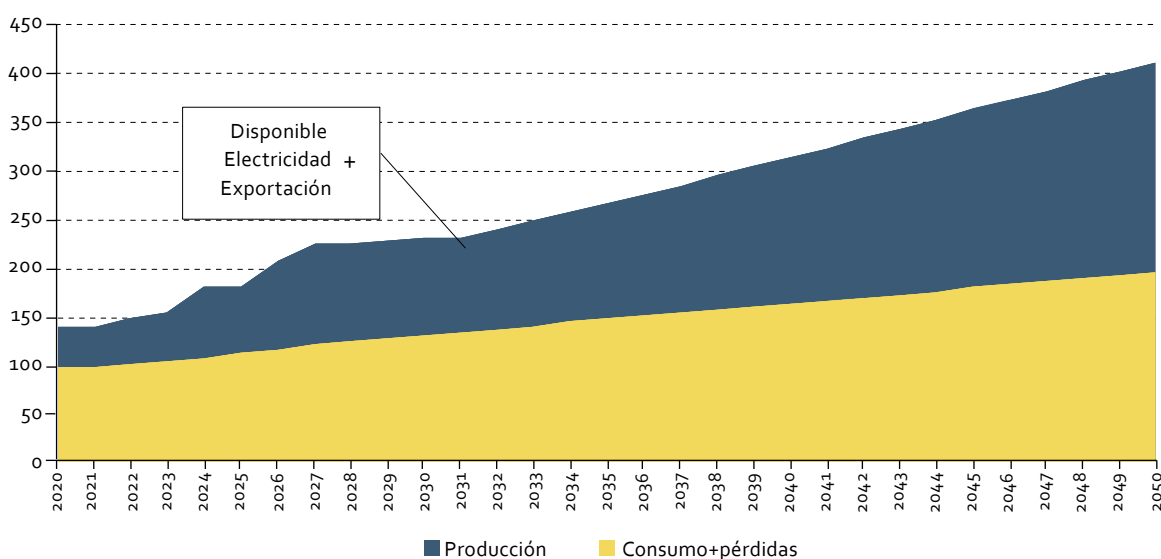
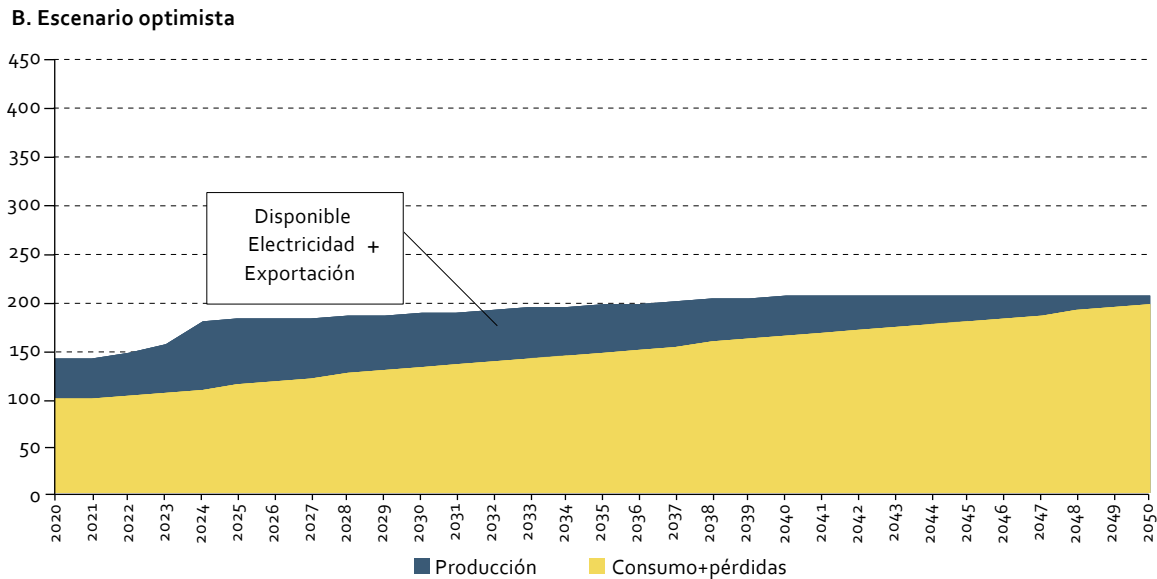




Gráfico 7 (conclusión)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de datos de (ENERGAS, 2020).

## B. Planificación a nivel de ciudad: determinación de las estrategias de carga

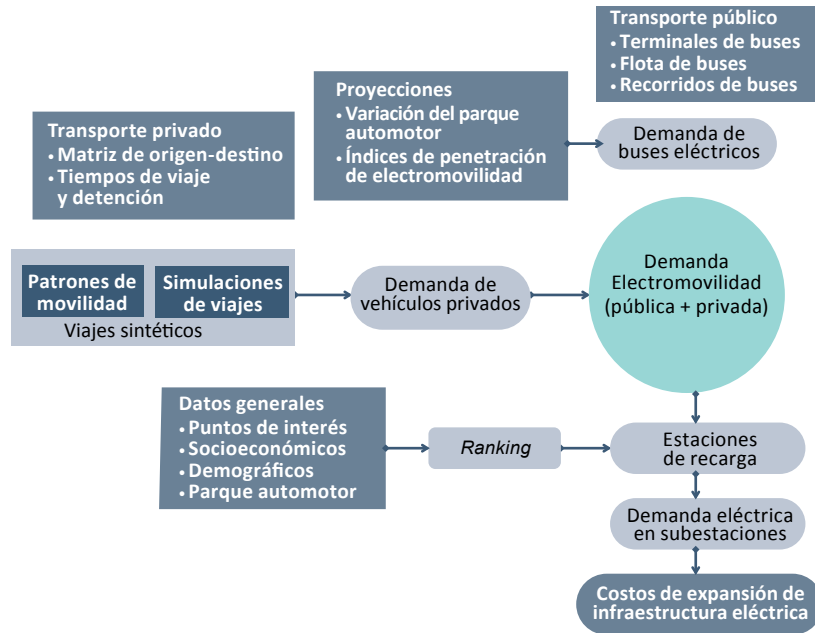
En esta sección se presenta la metodología para la obtención de los perfiles de demanda en cada subestación de subtransmisión del sistema de transmisión interurbano.

### 1. Resumen metodológico

La demanda eléctrica generada por la electromovilidad corresponde a la recarga de los vehículos eléctricos y se ha dividido en dos tipos: pública y privada. La demanda de electromovilidad pública considera el consumo energético de la flota de buses en operación proyectados hacia los años de simulación y utiliza como datos de entrada la ubicación de los terminales actuales de aparcamiento de los buses convencionales y eléctricos, también, la actual flota de buses y aquella proyectada en operación, así como la estadística de recorrido de los mismos buses.

La demanda de electromovilidad privada en cambio considera los patrones de movilidad de los vehículos particulares dentro de la ciudad. Para esto utiliza datos reales de movilidad, los cuales son procesados y transformados en parámetros desde un modelo de simulación estadístico y aleatorio que permite generar nuevas muestras de viajes proyectadas en cada año de simulación. Ambos tipos de demanda tienen una componente espacial (lugar donde se realiza la recarga, y por lo tanto, donde concurre el consumo eléctrico), y una componente temporal (consumo eléctrico en resolución horaria). Mediante un proceso de selección de estaciones de recarga para el transporte privado basado en métricas socioeconómicas, de infraestructura y de movilidad, se determinan las ubicaciones donde existiría un mejor potencial para instalar estaciones de recarga. Una vez determinadas las estaciones, se obtiene la demanda para cada subestación eléctrica mediante un proceso de agrupamiento basado en técnicas de inteligencia artificial. Finalmente, los niveles de demanda en cada subestación permiten definir la necesidad de expansión de cada una de ellas para abastecer la demanda debido al uso de vehículos y buses eléctricos. El siguiente diagrama resume las fuentes de datos, procesos, relaciones y resultados de esta metodología.

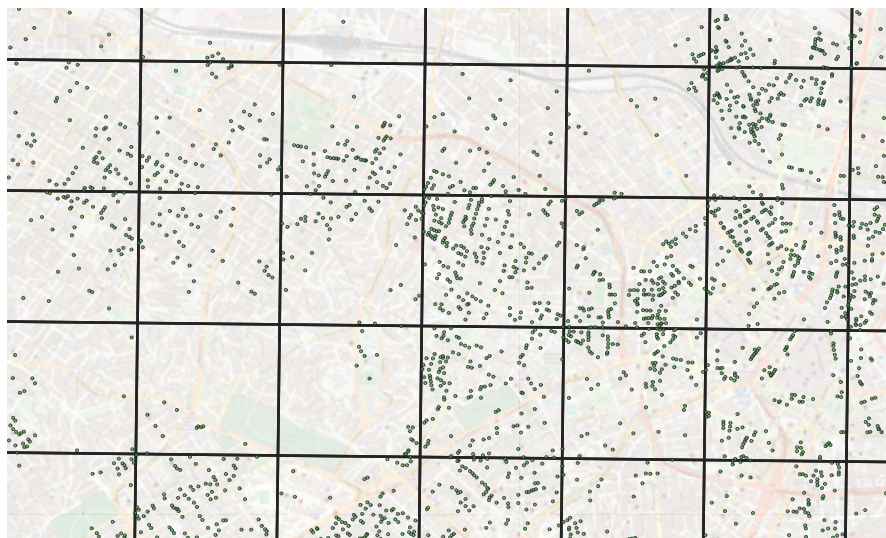
**Diagrama 6**  
Diagrama general de la metodología de planificación



Fuente: Elaboración propia.

Dado que se debe establecer una distribución espacio-temporal de la demanda eléctrica se realiza una división en grillas de una determinada área que sea lo suficientemente grande para cubrir uno más puntos de interés (POIs por sus siglas en inglés de *point of interest*) que se transformarán en estaciones de recarga. Esta división permite obtener una mejor resolución del área de estudio y a la vez evitar sobrecargar innecesariamente la asignación de puntos de origen y destino de viajes. En el mapa 2 se presenta un ejemplo de esta división. A modo de ejemplo en la imagen se presentan algunos POIs en color verde.

**Mapa 2**  
Ejemplo de división en grillas de la zona de estudio



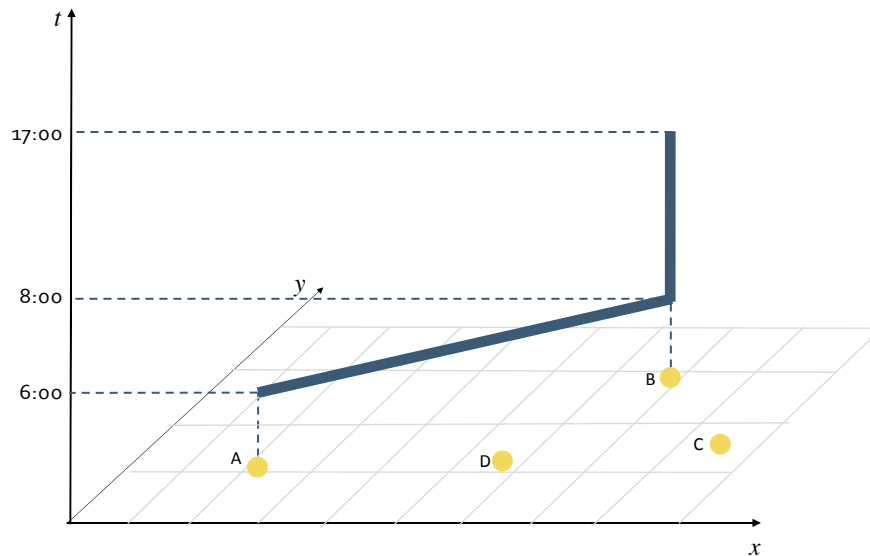
Fuente: Elaboración propia.

Diversos estudios establecen un análisis probabilístico de datos reales de viajes con el fin de producir nuevas muestras. Los modelos recientes complejos estudian la relación existente entre las variables espaciales y temporales de los viajes. Esto quiere decir que el tiempo de viaje desde un lugar geográfico a otro depende de los lugares de origen y destino, así como también del momento del día en que se realice el viaje. De igual modo, el tiempo de detención de los vehículos en una determinada zona geográfica dependerá del tipo de zona: por ejemplo, si es una zona residencial es más probable que el vehículo esté detenido por largas horas, mientras que en una zona comercial es probable que el vehículo esté estacionado por períodos más acotados. Estos viajes entre distintos tipos de zonas de la ciudad se caracterizan mediante matrices de transición de estados, y las nuevas muestras son generadas utilizando simulaciones de Montecarlo.

## 2. Extracción de patrones de movilidad

De forma genérica, se puede indicar que la trayectoria de un vehículo a lo largo de un día está determinada por una serie de viajes más pequeños, los cuales unidos forman una **cadena de viajes**. Cada uno de estos viajes se denomina **segmento** y está compuesto por parámetros espacio-temporales (lugar y hora) que definen su posición. Un ejemplo de un segmento de una cadena de viajes se presenta en el diagrama 7 donde se muestra un ejemplo de un vehículo que inicia su recorrido a las 6:00 a.m. y conduce por 2 horas llegando a su destino a las 8:00 a.m. En el lugar de destino permanece detenido durante 9 horas lo cual corresponde a un comportamiento típico de un viaje a un lugar de trabajo.

Diagrama 7  
Ejemplo de viaje (segmento de una cadena de viaje)



Fuente: Elaboración propia.

### a) Parámetros temporales

El primer tipo de parámetro corresponde a los parámetros temporales y se refieren a los tiempos de partida, manejo y detención de los usuarios en la zona de estudio. Estos parámetros se suelen obtener a partir de un modelo matemático que describe los tiempos de movilidad dentro de la zona y cuya fuente corresponden a datos reales de movilidad (encuestas, estadísticas de aplicaciones, sistemas de seguimiento de tráfico, entre otros). Típicamente el modelo matemático corresponde a una función de distribución de probabilidad (PDF, por sus siglas en inglés) cuyos parámetros son ajustados utilizando los datos reales de movilidad. Utilizando este modelo y técnicas de muestreo como el Método de Montecarlo (MC) se generan nuevas muestras que tienen las características de movilidad propias de la zona.

A continuación, se define el significado de estos tiempos y la notación utilizada:

- $Ts_i$ : tiempo absoluto en horas o minutos de salida del primer viaje desde el origen  $i$
- $Tm_{i,j}$ : tiempo relativo de manejo en horas o minutos entre el origen  $i$  y el destino  $j$
- $Tp_j$ : tiempo relativo de detención en horas o minutos en el destino  $j$

### b) Ajuste de parámetros de PDF

La siguiente etapa corresponde a la obtención de los parámetros de las funciones de distribución de probabilidad (PDF) que permiten modelar las variables temporales. Una función de distribución de probabilidad que se ajusta bastante bien a distribuciones unimodales y multimodales para la caracterización de patrones de viajes son los modelos de mezclas gaussianas (GMM, por sus siglas en inglés de Gaussian Mixture Model). Este tipo de modelos es una suma de  $M$  funciones de distribución de probabilidad (PDF). Al considerar PDFs normales, la expresión de este modelo resulta en la siguiente ecuación:

$$p(x|\Theta) = \sum_{j=1}^M \alpha_j N_j(x; \mu_j, \sigma_j^2) \quad (1)$$

Donde:

$$N_j(x; \mu_j, \sigma_j^2) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_j}} \exp\left(-\frac{1}{2\sigma_j^2}(x - \mu_j)^2\right) \quad (2)$$

En la notación anterior:

- $N_j$  es la  $j_{th}$  componente gaussiana (PDF normal).
- $M$  es la cantidad de componentes gaussianas.
- $\Theta = (\theta_1, \dots, \theta_M)$  es el set de parámetros donde  $\theta_j = (\alpha_j, \mu_j, \sigma_j^2)$  son los parámetros de la  $j_{th}$  componente gaussiana.
- $\alpha_j$  es el peso de la  $j_{th}$  componente gaussiana. Los pesos deben sumar uno:  $\sum_{j=1}^M \alpha_j = 1$ .

Para obtener la expresión de este modelo se deben determinar los parámetros  $\mu_j, \sigma_j^2, \alpha_j = 1$  de cada componente gaussiana. Una forma de determinar estos parámetros es mediante el modelo de maximización de la esperanza (EM por sus siglas en inglés de expectation-maximization):

$$\max E(\Theta) = \sum_{i=1}^n \ln \ln[(p(x_i, z_i | \Theta)) \cdot p(z_i | x_i, \Theta)] \quad (3)$$

Donde los parámetros que maximizan  $E(\Theta)$  son los óptimos.

El valor de  $M$ , es decir la cantidad de funciones de distribución normales, debe ser lo suficientemente grande como para disminuir el error entre los datos observados y las predicciones, y lo suficiente pequeño para no complejizar innecesariamente el modelo. La forma propuesta en referencias del área es considerando el menor valor de  $M$  tal que el error promedio esté bajo un cierto umbral (normalmente 5%).

### c) Obtención de funciones de distribución de probabilidad

A continuación, se presenta el procedimiento para obtener las PDF de manejo y detención en el destino. Los tiempos de partida (hora en que se realiza el primer viaje) se omitirá porque se utilizará el procedimiento descrito más adelante que realiza una caracterización espacio-temporal de viajes y donde el primer viaje estará dado por la probabilidad de transición entre ubicaciones según la hora de análisis.

Según lo expuesto más arriba, y considerando una división de la zona en grillas, se deben obtener las PDF de los siguientes parámetros de viaje:

- i)  $p(t_{p,i} | grilla(i))$ : Probabilidad condicional del tiempo de detención  $t_{p,i}$ . Esto indica que la probabilidad del tiempo absoluto de detención depende de la zona donde se encuentra.
- ii)  $p(t_{x(i-1,i)} | grilla(i), grilla(j))$ : Probabilidad condicional del tiempo de manejo  $t_{x(i-1,i)}$  entre el origen  $i$  y el destino  $j$ .

Las PDF anteriores se obtienen a partir del histograma de los tiempos de viaje entre grillas y se ajustan a una GMM del menor orden tal que el error esté por debajo de un 5%. En el caso particular de que el orden sea igual a 1, se obtiene una distribución normal cuya expresión se presenta a continuación:

$$f(t_{x,i,j}) = \frac{1}{t_x \sigma_{t_{x,i,j}} \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{[\ln(t_x - \mu_{t_{x,i,j}})]^2}{2\sigma_{t_x}^2}\right) \quad (4)$$

Donde los parámetros de media  $\mu_{t_{x,i,j}}$  y varianza  $\sigma_{t_{x,i,j}}$  dependerán de cada par de grillas.

Una vez obtenidas las PDF de los tiempos de manejo y detención, se obtienen las matrices de transición que permiten realizar sorteos aleatorios de viajes basados en estadísticas reales. Estas matrices tienen la particularidad que capturan las características de movilidad para cada tiempo  $t$ , de forma tal que modelan los patrones de movilidad para cada período de tiempo. Más adelante se presenta el procedimiento de obtención de estas matrices de transición espaciales basadas en el tiempo, las cuales, en combinación con las PDF de tiempo encontradas, permiten obtener las características de movilidad de la ciudad de estudio.

### 3. Parámetros espaciales

Un viaje consiste en una colección de puntos espacio-temporales que permiten reproducir la trayectoria del vehículo. A continuación se describe el muestreo de los parámetros espaciales involucrados y un parámetro temporal correspondiente al tiempo de partida. Una de las formas en que se ha tratado este aspecto en la literatura es mediante cadenas de Markov. Un proceso de Markov (o Markoviano) es un proceso estocástico discreto donde la probabilidad de que suceda un evento depende solamente del estado anterior. En relación con el proceso de muestreo de viajes, esto quiere decir que el comportamiento promedio del siguiente viaje depende del lugar donde se encuentra actualmente y las probabilidades de transición hacia otras ubicaciones en aquel instante de tiempo.

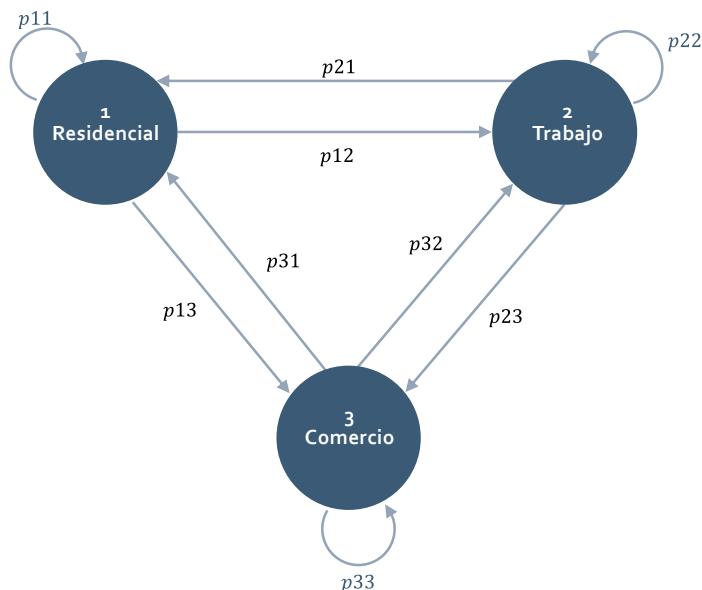
#### a) Matrices de transición

La forma de generar viajes entre distintas grillas es mediante una matriz de transición, la cual es una matriz que contiene las probabilidades de que un vehículo viaje desde una grilla a otra. Estas probabilidades se obtienen mediante datos reales de movilidad. El procedimiento es dividir la cantidad de viajes desde una grilla a otra por la cantidad de viajes totales hacia la grilla de destino. Esta forma es posible obtener la probabilidad de transición entre grillas (o estados, en el lenguaje matemático) es el que maximiza la verosimilitud. Esta metodología es utilizada por diversos trabajos (Ma, y otros, 2019), (Xing, y otros, 2019), (Shepero, y otros, 2018). Por ejemplo, en la referencia (Shepero, y otros, 2018) se utiliza como caso de estudio una zona geográfica que se divide en tres áreas denominadas "áreas funcionales" que contienen características particulares que las diferencian de las demás. Mediante el análisis de los datos de viajes reales, y de acuerdo con lo planteado anteriormente, se obtiene la probabilidad de transición entre cada área mediante:

$$p_{ij} = \frac{N_{ij}}{\sum_{j=1}^M N_{ij}} \quad (5)$$

Donde  $N_{ij}$  es la cantidad de transiciones (viajes) desde el área  $i$  al área  $j$ . El siguiente diagrama ejemplifica los estados posibles y las probabilidades de transición de un proceso de tres estados.

Diagrama 8  
Transiciones entre estados



Fuente: Elaboración propia.

En este ejemplo particular, la matriz de transición estará dada por:

$$T = \begin{pmatrix} p_{11} & p_{12} & p_{13} \\ p_{21} & p_{22} & p_{23} \\ p_{31} & p_{32} & p_{33} \end{pmatrix} \quad (6)$$

En la aplicación a estudios de electromovilidad, la matriz de transición dependerá del instante de tiempo. Por ejemplo, los viajes desde una zona a otra cambian según la hora del día: durante las mañanas los viajes se producirán mayoritariamente desde las zonas residenciales hacia zonas de trabajo mientras que durante las tardes se producirán viajes en sentido inverso. Esto quiere decir que las probabilidades de transición cambian según la hora del día. Por esta razón, los elementos de la matriz de transición dependen del tiempo:

$$T(t) = \begin{pmatrix} p_{11}(t) & p_{12}(t) & p_{13}(t) \\ p_{21}(t) & p_{22}(t) & p_{23}(t) \\ p_{31}(t) & p_{32}(t) & p_{33}(t) \end{pmatrix} \quad (7)$$

Para el presente trabajo se utilizará una resolución horaria de la matriz de transición. Por otra parte, si bien los patrones de movilidad se adquieren a partir de datos reales de movilidad, se utilizará el supuesto de que estos patrones siguen siendo válidos para los años del horizonte de evaluación. Este supuesto puede verse modificado bajo el efecto de otros procesos tales como la digitalización en el contexto de redes inteligentes donde pueden existir incentivos que modifiquen los patrones de uso de los vehículos, así como también la incorporación de esquemas coordinados de carga.

## b) Fundamentos para simulación de viajes

El algoritmo para la creación de viajes está basado en un proceso de Markov. Esto implica que la decisión de realizar un viaje entre una zona y otra estará dada por la posición actual del vehículo y las probabilidades de transición entre ambas zonas, las cuales dependerán del instante de tiempo como se señaló en la sección anterior. Este procedimiento se complementa con el método de Monte Carlo mediante el cual se generan realizaciones de una variable aleatoria con la cual se contrastan las probabilidades

de transición y se obtiene finalmente la decisión de viaje. En este caso, se inicia desde el área geográfica  $i = 1$ , y en cada iteración, se genera una realización de un suceso aleatorio cuyo resultado se utiliza para seleccionar una transición hacia un nuevo estado de acuerdo con el valor de las probabilidades de transición. También puede ocurrir que el resultado de un sorteo sea la misma posición actual, en cuyo caso significa que no ocurre una transición. Esto quiere decir, en el contexto de viajes de transporte, que el vehículo permanece detenido en su posición actual. Para el caso de tres estados como el ejemplo del diagrama 8, se sigue el siguiente algoritmo:

**Datos:** Matriz de transición  $T$

**Iniciar**  $x_1 = i$

**Para**  $h = 2: \text{Num transiciones}$

Generar un número aleatorio  $U \in [0,1]$

Si  $0 \leq U \leq p_{i1}$

$x_h = 1$

Si  $p_{i1} \leq U \leq p_{i1} + p_{i2}$ :

$x_h = 2$

Si  $p_{i1} + p_{i2} \leq U$ :

$x_h = 3$

**Fin**

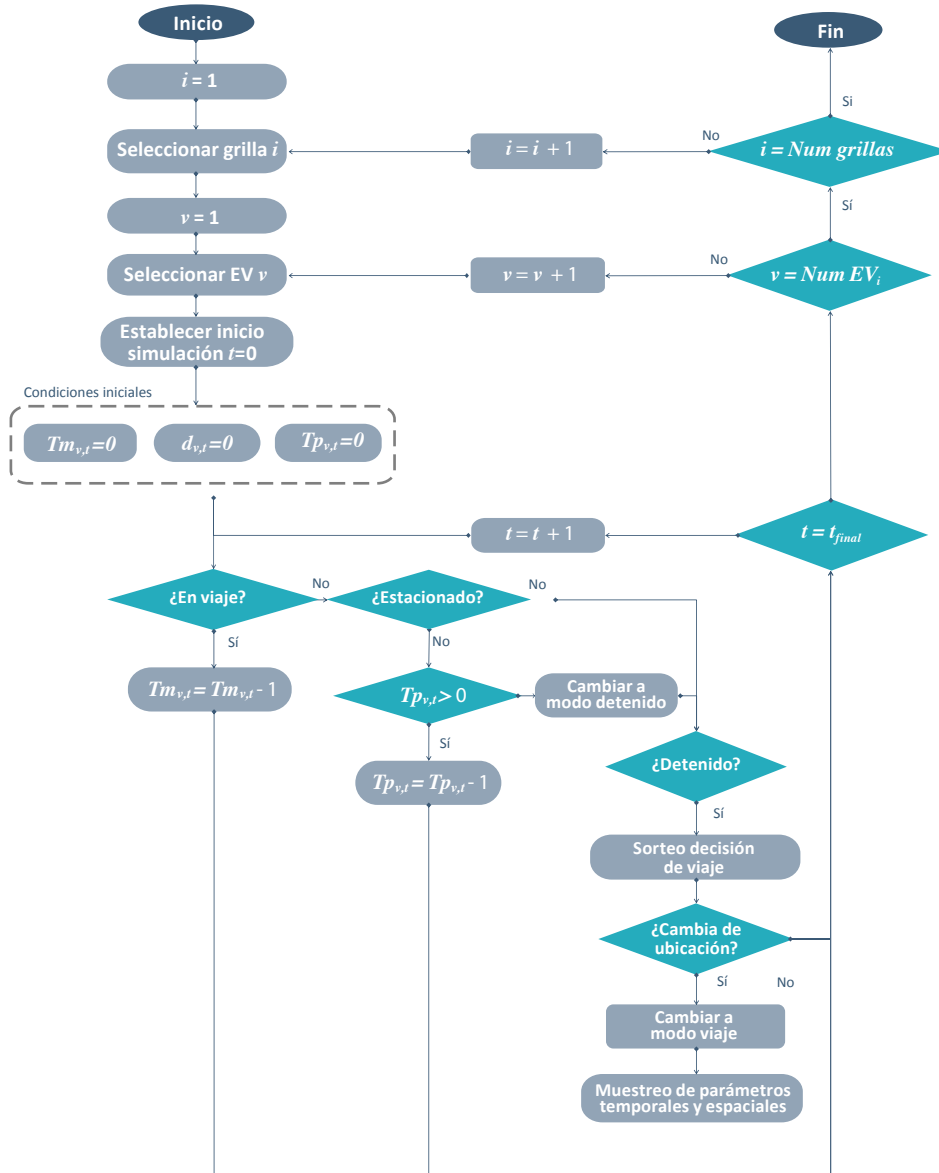
Para la aplicación de este algoritmo, se genera un número aleatorio el cual se compara con el valor de las probabilidades de transición entre grillas. Si el resultado es que el vehículo realice un nuevo viaje entonces se obtiene una muestra aleatoria de los tiempos de conducción y detención utilizando sus funciones de distribución de probabilidad. Esto implica que la cantidad de sucesos aleatorios dependerá de los tiempos obtenidos de conducción y de manejo, y debe ser tal que la suma de estos tiempos cubra el día completo (24 horas). La concatenación de todos los viajes de un mismo vehículo forma su cadena de viajes. Por su parte, la cantidad de viajes dependerá de la cantidad de vehículos proyectados en operación para cada año de estudio y de los escenarios de penetración de electromovilidad considerados.

#### 4. Generación de viajes sintéticos

Tomando en cuenta lo anterior, se describe a continuación el procedimiento para la generación de viajes sintéticos. En el diagrama se presenta el flujo para obtener la cadena de viajes de cada vehículo que inicia su viaje desde la  $i$ -ésima grilla.

El principio básico de la generación de viajes sintéticos es que en cada instante de tiempo se genera una decisión de viaje hacia una grilla. Si esta grilla es distinta a la grilla de inicio, entonces se realiza un viaje. Al ocurrir esto, se calculan los parámetros temporales de viaje que consisten en el tiempo de manejo y el tiempo de detención en la grilla de destino. Los tiempos recién mencionados también son generados mediante el método de Montecarlo utilizando las PDFs de cada uno de ellos. Las coordenadas de los puntos de origen y destino se generan de manera aleatoria siguiendo una distribución uniforme. Esta información permite calcular la distancia de manejo, la cual se obtiene como la distancia euclidiana de la distancia entre el punto de partida y el punto de llegada.

**Diagrama 9**  
Proceso de generación de viajes sintéticos



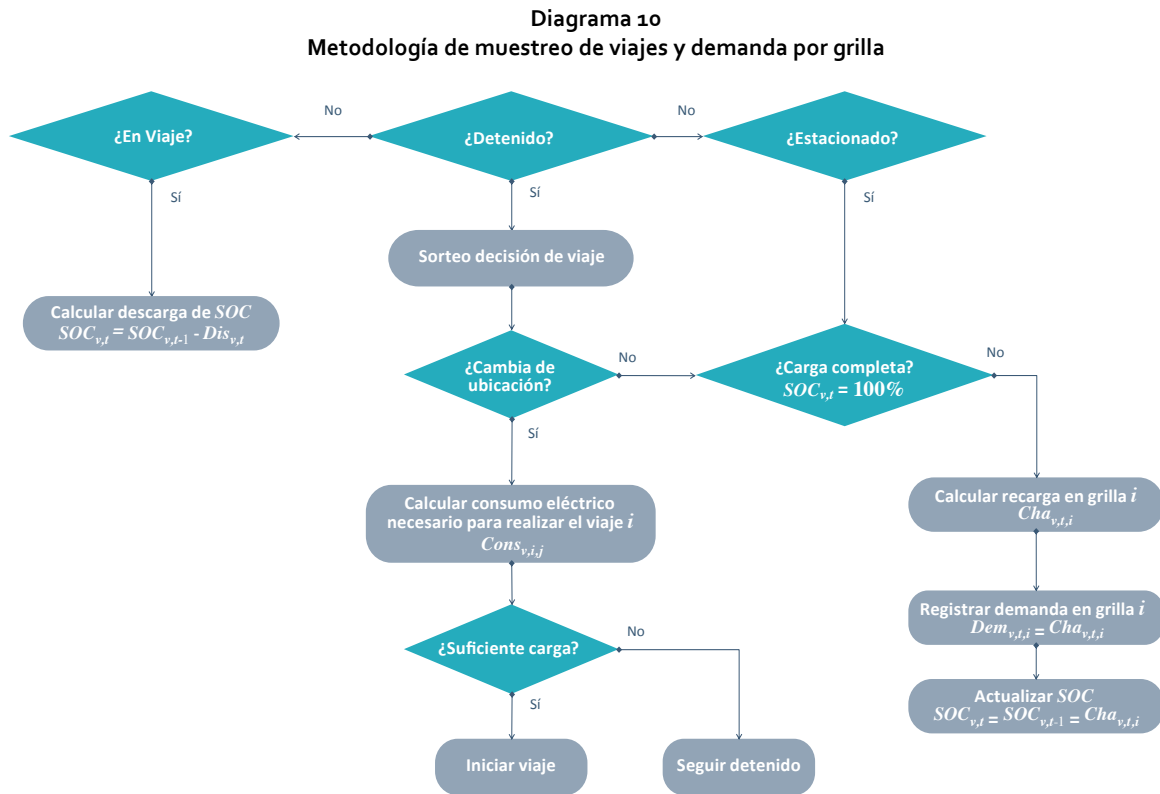
Fuente: Elaboración propia.

Estos datos son necesarios para calcular el estado de carga *SOC* (por sus siglas en inglés de State of charge) y la recarga requerida en la grilla de destino. Durante el tiempo que dure el viaje no se calculan nuevas transiciones entre grillas. Al terminar el tiempo de manejo, se debe esperar a que termine el tiempo de estacionamiento. Cuando este tiempo termina, se vuelve a realizar un sorteo aleatorio para obtener una nueva transición entre grillas. En caso de que no ocurra una transición, se asume que el auto se queda estacionado por lo que se debe sumar este tiempo al tiempo de estacionamiento. Este último paso es importante para recalcular la demanda eléctrica debido a la recarga del vehículo mientras está estacionado. En caso de que exista una transición entre grillas se repite el procedimiento hasta que termine el tiempo de simulación, es decir hasta que se complete el día (24 horas). Lo anterior se repite para todos los vehículos eléctricos proyectados en cada grilla para el año de simulación de estudio.



### 5. Estimación de demanda de transporte privado

En esta sección se presenta la forma de obtención de la demanda eléctrica de los viajes simulados. Para la implementación de la metodología, la generación de viajes sintéticos se combina con el cálculo de la demanda. En el diagrama 10 se presenta la metodología para la generación de muestras de viajes y el cálculo de la demanda eléctrica por grilla. Es importante notar que el vehículo solo se puede recargar cuando no está en movimiento.



Fuente: Elaboración propia.

Para determinar el consumo requerido de energía en la grilla de detención, y por lo tanto, el consumo eléctrico, se debe determinar el estado de carga (SOC) del vehículo al momento de llegar a la grilla de destino. A continuación, se presenta el modelo que determina el estado de carga y el consumo eléctrico.

Al realizar un viaje desde una grilla hacia otra, el vehículo se descargará, por lo tanto, el estado de carga luego de ocurrido un viaje disminuye debido a este consumo y estará dado por:

$$SOC_{v,t} = SOC_{v,t-1} - Dis_{v,t} \tag{8}$$

Donde la descarga del vehículo depende de la distancia recorrida y los parámetros de eficiencia del vehículo tomando la siguiente expresión:

$$Dis_{v,t} = \frac{r_v \cdot d_t}{Cap^{bat_v}} \times 100 \tag{9}$$

En la expresión anterior los parámetros son:

- $SOC_{v,t}$ : estado de carga del vehículo  $v$  en el tiempo  $t$ .
- $r_v$ : tasa de consumo eléctrico en  $kWh/km$ .

- $Cap^{bat_v}$ : capacidad de la batería del vehículo  $v$  en  $kWh$ .
- $d_k$ : distancia del viaje  $k$  en  $km$ .
- $Dis_{v,t}$  descarga del vehículo en  $kWh$ .

Cuando el vehículo está detenido en la grilla  $i$  la recarga en  $kWh$  será:

$$Cha_{v,t,i} = \alpha_{v,i} \cdot \eta_v \cdot \Delta T \quad (10)$$

Donde,

- $\alpha_{v,i}$ : es la tasa de recarga del vehículo  $v$  en la grilla  $i$  en  $kWh$
- $\eta_v$ : eficiencia de recarga del vehículo  $v$  en %
- $\Delta T$ : período donde ocurre la recarga en  $h$

Para calcular la demanda en cada grilla y en cada período de tiempo, se debe obtener la demanda agregada espacio-temporal. Es decir, la demanda eléctrica en la grilla  $i$  en el instante  $t$  estará dada por la suma de la demanda de los vehículos que estén recargándose en ese instante y que además estén ubicados en esa grilla:

$$D(i, t) = \sum_{v=1}^{EV} Dem_{v,t} |_{pos=i} \quad (11)$$

Al momento de realizar un sorteo de viaje y que el resultado sea que el vehículo inicie un nuevo viaje, se debe verificar si el vehículo tiene suficiente energía para realizar el viaje. Para esto se calcula el consumo requerido del estado de carga para el viaje mediante:

$$Cons_{v,i,j} = \frac{r_v \cdot d_{i,j}}{Cap^{bat_v}} \times 100 \quad (12)$$

Donde  $d_{i,j}$  es la distancia entre la grilla de inicio y destino.

A continuación, se definen los parámetros utilizados.

La cantidad de grillas depende de la superficie del área de estudio y la superficie de cada una de las grillas. En el presente proyecto se utilizará una grilla cuadrada de lado igual a  $1km$ . Por tanto, la cantidad de grillas se determina mediante la siguiente expresión:

$$Num \text{ grillas} = \frac{Superficie \text{ Área Estudio}}{Superficie \text{ Área de cada grilla}} \quad (13)$$

Por su parte, la cantidad de vehículos eléctricos dependerá de las características de la zona de estudio. Estas características se relacionan con la proyección esperada de vehículos eléctricos, el poder adquisitivo de vehículos y el crecimiento urbano en la zona. Para poder representar adecuadamente estas características dentro de la zona de estudio, éstas se obtienen con una división político-administrativa de mayor resolución, por ejemplo, a nivel de distritos, comunas, municipios, etc. posteriormente, una vez que se realiza la división de toda la zona de estudio en grillas, se obtienen las características a nivel de grillas según la división político-administrativa de referencia. Finalmente, se obtiene el número de vehículos eléctricos para cada grilla mediante la siguiente expresión:

$$Num \text{ EV}_i = r_{vp,i} \cdot p_{pop,i} \cdot p_{pen,i} \quad (14)$$

Donde

- $r_{vp,i}$ : número de vehículos por persona. Este valor deberá considerar el crecimiento del parque automotriz para el año de estudio. Dado que, en ciertos casos, el valor de este

parámetro puede resultar complejo de obtener para cada división político-administrativa dentro de la zona de estudio, se puede realizar una simplificación que considere la misma densidad vehicular dentro de toda la zona de estudio. De esta forma, se puede aproximar este valor mediante la siguiente expresión:

$$r_{vp,i} = \frac{\text{Número de vehículos existentes}}{\text{Población en la zona de estudio}} \times \text{Factor Crecimiento P. Automotriz} \tag{15}$$

En la fórmula anterior, el valor de  $r_{vp,i}$  se obtiene como la densidad de vehículos existentes (parque automotriz) por persona dentro del área de estudio proyectado a cada año del horizonte de estudio a través del parámetro *Factor Crecimiento P. Automotriz*.

- $P_{pop,i}$ : es la población de la grilla  $i$ . Este valor deberá considerar el crecimiento demográfico para el año de estudio. De manera análoga caso anterior, se puede obtener una expresión aproximada para este parámetro mediante la siguiente expresión:

$$P_{pop,i} = \frac{\text{Población en zona de estudio}}{\text{Número de grillas en la zona de estudio}} \times \text{Factor Crec. demográfico} \tag{16}$$

- $P_{pen,i}$ : (0-100%) índice de penetración de EVs. Este valor es un parámetro definido por el usuario según distintos escenarios de penetración de EVs. Generalmente será el mismo valor para toda la zona de estudio, aunque no sea encuentra limitado a esta restricción.

Cada uno de los viajes sintéticos obtenidos será realizado por un vehículo eléctrico cuyos parámetros son diferentes. En particular, los parámetros de interés para obtener la demanda eléctrica corresponden a la capacidad de la batería y el consumo eléctrico por distancia recorrida. Dado que la oferta de vehículos estará dada por distintos fabricantes, se sugiere obtener estos parámetros mediante un sorteo aleatorio en cada viaje sintético, es decir, los parámetros del vehículo se seleccionan de forma aleatoria en cada muestra. Para una mejor calibración del modelo, se utilizan parámetros de marcas de vehículos eléctricos existentes. Sin embargo, la evolución tecnológica de los distintos modelos también se puede considerar para simular distintos escenarios de innovación tecnológica. En el siguiente cuadro se presentan los parámetros de marcas comerciales que se utilizarán en el presente proyecto.

**Cuadro 11**  
**Parámetros de vehículos eléctricos considerados**

Marca	Capacidad Batería (kWh) $Cap^{bat}_v$	Consumo eléctrico (kWh/km) $r_v$
Nissan Leaf	30	0,17
BMW i3	33	0,17
Jaguar i-Pace	90	0,22
Tesla Model S-75	75	0,21
Renault Zoe	41	0,16
Hyundai Ioniq Electric	28	0,14
Tesla Model X-75	75	0,21
VW e-Golf	35	0,16
Kia Soul EV	30	0,17
Smart Fortwo Electric Drive	17,6	0,16

Fuente: Adaptado de A. Ahmadian, B. Mohammadi-Ivatloo and A. Elkamel, "A Review on Plug-in Electric Vehicles: Introduction, Current Status, and Load Modeling Techniques," vol. 8, p. 412-425, 2020.

Los datos anteriores se seleccionan en forma aleatoria utilizando una PDF discreta uniforme.

## 6. Estimación de demanda de transporte público (buses eléctricos)

En este estudio, la demanda del transporte público estará identificada principalmente por buses eléctricos. Sin embargo, la metodología es flexible para incorporar cualquier otro tipo de movilización urbana destinada al transporte público. Para este tipo de transporte se requieren fundamentalmente dos parámetros: puntos geográficos de aparcamiento y un perfil de recorrido diario. Este último se refiere a la distancia de recorrido promedio del horario de los buses que aparcan en cada terminal. Para simplificar el análisis se considera el siguiente supuesto: los buses se recargan en los terminales de aparcamiento y pueden realizar esta recarga durante todo el día. Esto quiere decir que, dependiendo de la hora de demanda de transporte, la cantidad y el requerimiento energético de los buses variará, de forma que la demanda eléctrica también se irá modificando durante el día. Respecto del tipo de cargador utilizado se identificará un tipo de recarga que actualmente es usado en determinadas ciudades que cuentan con el servicio de buses eléctricos. Este tipo de carga se conoce como carga lenta o semi rápida (dependiendo de la capacidad de carga del terminal) en cuyo caso se utilizan cargadores tipo *plug-in*. Si bien existen otros tipos de cargadores de mayor rapidez, éstos se utilizan para buses de menor autonomía. Dentro de estos tipos de cargadores están los pantógrafos y de inducción (Göhlich, y otros, 2018), los cuales tienen poca presencia dentro del transporte público debido a los altos costos de implementación en la actualidad (Michalek, y otros, 2021), (Sasidharan, y otros, 2019) y (Energía). Por lo tanto, se utiliza el supuesto de que solo se realiza el primer tipo de carga en los terminales de buses.

En resumen, cada terminal de bus  $e$  tendrá una demanda eléctrica en el instante  $t$  dada por los buses eléctricos conectados a la red que recargan sus baterías. Esta demanda está dada por:

$$Dem_{e,t} = N_{bus_e} \alpha_e \cdot \eta_e \cdot \Delta T \cdot d_{e,t} \quad (17)$$

Donde,

- $N_{bus_e}$ : número de buses eléctricos que se recargan en la estación terminal  $e$ .
- $\alpha_e$ : es la tasa de recarga de los buses en la estación terminal  $e$ .
- $\eta_e$ : eficiencia de recarga de los buses en la estación terminal  $e$ .
- $\Delta T$ : período de tiempo de recarga.
- $d_{e,t}$ : distancia en kilómetros recorrida por los buses que aparcan en la estación terminal  $e$  en instante  $t$ .

En la formulación anterior el número de buses corresponde a una proyección de la flota de buses eléctricos para el año de estudio. Esta proyección de buses depende en general de las metas de electrificación del transporte público en las distintas ciudades y del crecimiento de la flota de buses para el transporte público dentro de la ciudad. A su vez, la distancia recorrida corresponde a una realización de una variable aleatoria que caracteriza el recorrido de los buses en forma horaria. Para esto, se debe contar con un valor promedio y una desviación estándar. Se asumirá que este parámetro sigue un comportamiento normal. En caso de no contar con un perfil de distancias recorridas en forma horaria, se puede modular un valor promedio diario con un perfil de frecuencia de buses característico de la ciudad. Esta información suele ser obtenida desde operadores de transporte, entidades gubernamentales y fuentes abiertas como OpenStreetMap<sup>5</sup>.

## 7. Puntos de interés

Una vez obtenida la demanda eléctrica del transporte público y privado, se determinan las estaciones de recarga para cada tipo. En el primer caso, las estaciones de recarga serán las estaciones terminales de buses. Por lo tanto, la presente sección presenta la metodología para determinar las estaciones de

<sup>5</sup> OpenStreetMap® es una herramienta Open Data (un servicio de datos de acceso libre), con licencia Open Data Commons Open Database License (ODbL) de la Fundación OpenStreetMap (OSMF). Véase [en línea] <https://www.openstreetmap.org/>.

recarga para el transporte privado. Estas estaciones de recarga corresponden a puntos de interés (POIs) que, según sus características, presentan distintos potenciales para transformarse en estaciones de recarga. Los puntos de interés considerados para este estudio son: centros comerciales, supermercados, estaciones de combustibles, universidades y colegios, parques de estacionamiento público y privado, hospitales, estadios, entre otros.

La colección de estos puntos de interés se realiza mediante la herramienta OpenStreetMap y Overpass turbo<sup>6</sup>.

Basado en la propuesta de (Franco, y otros, 2021) mediante el algoritmo greedy de (Li, y otros, 2014), se propone una forma iterativa de asignación de POIs como estaciones de recarga. Este cálculo iterativo tiene como objetivo establecer la mínima cantidad de infraestructura a instalar, es decir, la mínima cantidad de estaciones de recarga, escogiendo para ello los puntos de interés que presentan mejores características tales como mayor uso esperado, mayores ingresos per cápita y alternativas de infraestructura. La idea principal es que la asignación de estaciones de recarga escogidas permita la factibilidad de los viajes simulados. Esto quiere decir que existe la suficiente cantidad de estaciones de recarga y además la distribución espacial es la adecuada para permitir que los viajes esperados se puedan realizar. Una vez realizada la asignación de estaciones de recarga, cada una es asociada a la subestación eléctrica más cercana. La demanda agregada de las estaciones de recarga permite obtener los niveles de demanda máxima por el componente de electromovilidad. Finalmente, estos niveles de demanda permiten definir la necesidad de expansión de capacidad de cada subestación eléctrica, y por lo tanto, los costos en los que se incurriría para lograr las expansiones necesarias del sistema eléctrico para poder abastecer esta nueva demanda.

Antes de realizar el algoritmo de selección de estaciones de recarga, se evalúa el potencial que tiene cada grilla para instalar estaciones de recarga. Para esto, se realiza un *ranking* basado en distintas métricas que, de acuerdo con la literatura especializada, permiten obtener las grillas que presentan las mejores condiciones para instalar nuevas estaciones de recarga. A continuación, se entregan los detalles de este *ranking*.

## 8. Ranking de grillas

Este procedimiento consiste en realizar un análisis cualitativo de las características que presenta cada grilla. Está basado en el análisis probabilístico realizado en (Machado, y otros, 2020). En la presente metodología, para cada grilla se calcula un puntaje que señala si la grilla es buena candidata para instalar estaciones de recarga. Entre más alto el puntaje de la grilla, indica que tiene un mejor potencial. El puntaje está dado por la suma ponderada de distintas métricas. Es decir, se evalúa como la combinación lineal de  $N$  métricas mediante:

$$Puntaje\ grilla_j = \sum_{i=1}^N M_{i,j} \cdot \omega_i \quad (18)$$

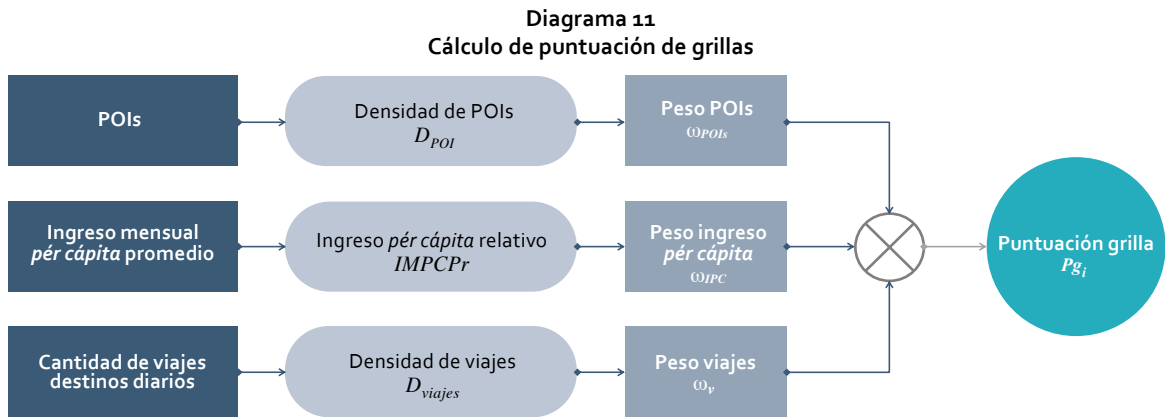
Donde,

$M_{i,j}$ : valor de la métrica  $i$  para la grilla  $j$ .

$\omega_j$ : peso de la métrica  $i$ .

Para este estudio, se utilizan tres métricas señaladas en el diagrama 11.

<sup>6</sup> Overpass turbo es una herramienta de filtrado de datos basado en la web para OpenStreetMap. Véase [en línea] <https://overpass-turbo.eu/>.



Fuente: Elaboración propia.

El procedimiento del diagrama anterior se debe realizar para cada grilla. En primer lugar, se debe calcular la densidad de POIs de la grilla. Esta densidad se obtiene mediante:

$$D_{POI_i} = \frac{\text{Cantidad de POIs de la grilla}_i}{\text{Cantidad Total de POIs}} \quad (19)$$

El ingreso mensual *per cápita* promedio (IMPCP) relativo de la grilla *i* se calcula mediante:

$$IMPCPr_i = \frac{IMPCP \text{ grilla}_i}{\text{Máximo IMPCP}} \quad (20)$$

Donde *Máximo IMPCP* es el valor máximo del *IMPCP* entre todas las grillas del área de estudio.

La densidad de viajes corresponde a la cantidad de viajes que tienen como destino la grilla *i* dividido entre todos los viajes realizados en todas las grillas.

$$D_{viajes} = \frac{\text{Viajes con destino grilla } i}{\text{Viajes totales realizados}} \quad (21)$$

Los pesos permiten definir la preponderancia de ciertas métricas sobre otras. Estos pesos corresponden a:

- $\omega_{POIs}$ : peso relativo (entre 0 y 1) que indica la importancia de la densidad de POIs al cálculo de la puntuación de la grilla.
- $\omega_{IPC}$ : peso relativo (entre 0 y 1) que indica la importancia del ingreso per cápita mensual promedio al cálculo de la puntuación de la grilla.
- $\omega_v$ : peso relativo (entre 0 y 1) que indica la importancia de la densidad de viajes al cálculo de la puntuación de la grilla.

La puntuación de cada grilla se calcula como:

$$P_{g_i} = \omega_{POIs} \cdot D_{POI_i} + \omega_{IPC} \cdot IMPCPr_i + \omega_v \cdot D_{viajes_i} \quad (22)$$

El procedimiento anterior se debe realizar para cada grilla. El resultado será una puntuación por grilla lo que permite realizar un *ranking* de grillas de mejor potencial.

## 9. Selección de estaciones de recarga

La selección de las grillas que tendrán estaciones de recarga se realiza escogiendo aquellas grillas que tienen un mejor potencial y que tienen una demanda eléctrica que justifica su instalación.

Para la selección de los puntos de interés que se convertirán finalmente en estaciones de recarga, se seguirá la metodología planteada en (Franco, y otros, 2021). Cada punto de interés dentro de las grillas escogidas tendrá una puntuación dada por:

$$SW_i = \mu_{P,i} \cdot \omega_P + \mu_{S,i} \cdot \omega_S + \mu_{C,i} \cdot \omega_C \quad (23)$$

Donde

- $\mu_{P,i}$ : índice de capacidad de recarga.
- $\mu_{S,i}$ : índice de tamaño (cantidad de cargadores).
- $\mu_{C,i}$ : índice de comodidad.
- $\omega_P$ : peso relativo asignado a la capacidad (0-1).
- $\omega_S$ : peso relativo del tamaño (0-1).
- $\omega_C$ : peso relativo de la comodidad (0-1).

El índice de capacidad es un valor que se relaciona con la potencia eléctrica de los cargadores que pueden ser instalados en los diferentes puntos de interés. Para obtener este valor, se debe diferenciar el tipo de punto de interés y asociar una capacidad del cargador a cada tipo. Generalmente, para estaciones de combustibles, los cargadores instalados intentarán disminuir el tiempo de estacionado de los vehículos de forma tal que tenderán a ser de carga rápida, mientras que para zonas residenciales se tenderán a utilizar cargadores con una carga lenta o semirápida. De esta forma, cada punto de interés tendrá asociada una capacidad máxima de carga, lo cual permite calcular el índice de capacidad mediante la siguiente expresión:

$$\mu_{P,i} = \frac{\text{Capacidad POI [kW]}}{\text{Máxima Capacidad de todos los POIs [kW]}} \quad (24)$$

De forma análoga, la cantidad de cargadores es un valor que depende de cada punto de interés. Este valor se estimará mediante un cálculo de la superficie disponible para estacionar vehículos. Es decir, en primer lugar, se obtiene la cantidad (máxima) de cargadores a ser instalados como una estimación de la superficie disponible y el tamaño promedio de un vehículo:

$$\text{Cantidad de cargadores} = \frac{\text{Superficie disponible}}{\text{Superficie promedio vehículo}} \quad (25)$$

Luego, el índice de tamaño se obtiene mediante:

$$\mu_{S,i} = \frac{\text{Cantidad de cargadores}}{\text{Máxima Cantidad de cargadores de todos los POIs}} \quad (26)$$

El índice de comodidad es un parámetro que busca relacionar la ubicación del punto de interés con el entorno donde se encuentra ubicado. La referencia sugiere utilizar los valores indicados en el siguiente cuadro:

**Cuadro 12**  
**Valores del índice de comodidad para determinar estaciones de recarga**

Valor	Descripción
0,2	POIs ubicados en lugares con casi ninguna actividad secundaria ofrecida
0,3	POIs ubicados en lugares con patios de comida o similar
0,5	POIs dentro de un lugar de estacionamiento o centro comercial.

Fuente: S. T. Franco, I. C. D. Tovar, M. M. S. Pradilla y A. M. Guerra, «Electric vehicle charging stations' location in urban transportation networks: A heuristic methodology,» IET Electrical Systems in Transportation, vol. 11, p. 134–147, March 2021.

En cada grilla se escoge aquel POI con el mayor índice  $SW_i$ .

## 10. Demanda por subestación eléctrica

La presente sección presenta la metodología para determinar la demanda por subestación eléctrica. Una vez que se determinan las estaciones de recarga, la cual incluye los centros de recarga de buses (terminales) y las estaciones para vehículos particulares, se asocia cada estación de recarga a la subestación eléctrica más cercana. Esta asociación se realiza utilizando un método de clusterización en base a distancias entre subestaciones y estaciones de recarga. Esto se logra mediante el uso del algoritmo k-means, el cual es un algoritmo de clasificación no supervisada perteneciente al área de aprendizaje de máquinas (machine learning) que clasifica los datos de acuerdo a sus propiedades, sin tener que disponer de etiquetas para realizar un entrenamiento. En esta aplicación del algoritmo, se busca agrupar los elementos, en este caso las estaciones de recarga, en  $k$  grupos. El agrupamiento se realiza mediante la minimización de las distancias entre los objetos (las estaciones de recarga) y el centroide del grupo, en este caso, las coordenadas geográficas de las subestaciones eléctricas.

Para cada estación de recarga se tiene su posición geográfica  $p_i = (x_i, y_i)$ . El algoritmo k-means calculará la distancia euclidiana de la posición  $s_i = (X_i, Y_i)$  de cada subestación eléctrica a todas las estaciones de recarga. Luego, comparando estas distancias, se asignará la estación de recarga a la subestación más cercana, formando un conjunto de estaciones de recarga asignada a cada estación eléctrica  $S = (p_{s1}, p_{s2}, \dots, p_{sk})$ . De forma matemática, se plantea el siguiente problema de optimización.

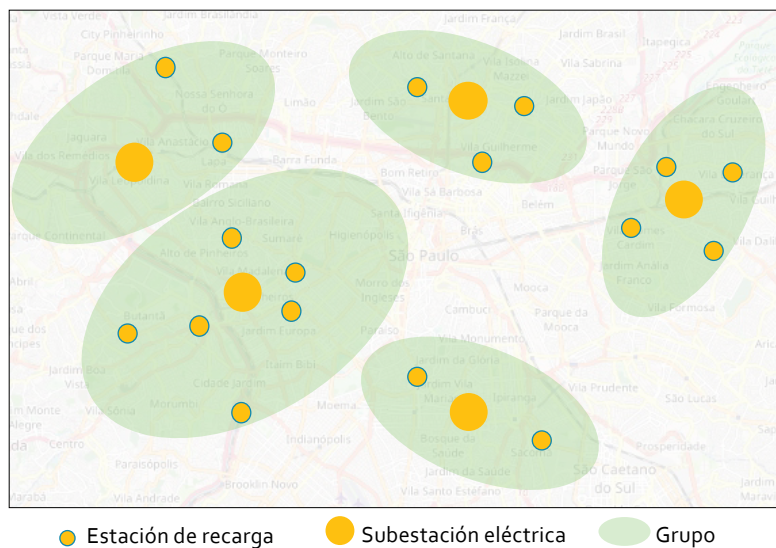
$$\min E(s_i) = \sum_{i=1}^k \sum_{p_j \in P} |s_i - p_j|^2 \quad (27)$$

Donde,

- $s_i$ : es la coordenada geográfica de la subestación eléctrica  $i$ .
- $p_j$ : es la coordenada geográfica de la estación de recarga  $j$ .

En el diagrama 12 se presenta un ejemplo de la forma de asignación de cada estación de recarga al centroide definido por cada subestación eléctrica.

**Diagrama 12**  
Ejemplo de asignación de estaciones de recarga a cada subestación eléctrica



Fuente: Elaboración propia.



Luego, la demanda temporal por cada subestación eléctrica será la suma de la demanda temporal de cada estación de recarga asignada.

$$Dem_{SS/EE_i}(t) = \sum_{pk \in S_i} Dem_{pk}(t) \quad (28)$$

### Supuestos

En las siguientes secciones se presentan los supuestos para la metodología de planificación para las ciudades de estudio.

#### a) Sao Paulo (Brasil)

En Brasil la ciudad de estudio corresponde a Sao Paulo. Para esta ciudad se han consultado las siguientes fuentes de datos:

**Cuadro 13**  
**Fuentes de información de datos de entrada**

Ítem	Fuente	URL
Centros comerciales ( <i>shopping</i> )	Datos abiertos – Prefeitura de Sao Paulo.	<a href="http://dados.prefeitura.sp.gov.br/dataset/shoppings-centers-no-municipio-de-sao-paulo">http://dados.prefeitura.sp.gov.br/dataset/shoppings-centers-no-municipio-de-sao-paulo</a>
Datos de viajes origen-destino	Secretaria de Transportes Metropolitanos – Sao Paulo Governo Do Estado.	<a href="http://www.metro.sp.gov.br/pesquisa-od/">http://www.metro.sp.gov.br/pesquisa-od/</a>
Datos socioeconómicos, demográficos y vehiculares	Secretaria de Transportes Metropolitanos – Sao Paulo Governo Do Estado.	<a href="http://www.metro.sp.gov.br/pesquisa-od/">http://www.metro.sp.gov.br/pesquisa-od/</a>
Division político-administrativo	Datos abiertos – Prefeitura de Sao Paulo.	<a href="http://dados.prefeitura.sp.gov.br/it/dataset/distritos">http://dados.prefeitura.sp.gov.br/it/dataset/distritos</a>
Zonas de estacionamiento público regulado ("blue zones")	Acceso de la Información Cidade de Sao Paulo Governo.	<a href="https://www.prefeitura.sp.gov.br/cidade/secretarias/governo/projetos/desestatizacao/estacionamento_rotativo_pago/concessao_estacionamento_rotativo_pago/index.php?p=275579">https://www.prefeitura.sp.gov.br/cidade/secretarias/governo/projetos/desestatizacao/estacionamento_rotativo_pago/concessao_estacionamento_rotativo_pago/index.php?p=275579</a>
Transporte público - Terminales de buses	SPTrans	<a href="https://www.sptrans.com.br/terminais">https://www.sptrans.com.br/terminais</a>
POIS	Cadastro Central de Empresas de 2000 (IBGE), elaborated by CEPID-FAPESP/Centro de Estudos da Metrópole (CEM)/Cebrap.	<a href="https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/comercio/2000-estatisticas-do-cadastro-central-de-empresas.html">https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/comercio/2000-estatisticas-do-cadastro-central-de-empresas.html</a> <a href="https://biblioteca.ibge.gov.br/index.php/bibliotecacatalogo?view=detalhes&amp;id=21039">https://biblioteca.ibge.gov.br/index.php/bibliotecacatalogo?view=detalhes&amp;id=21039</a>
	Prefeitura do Município de São Paulo—Dados Abertos (2014).	<a href="http://dados.prefeitura.sp.gov.br/dataset/shoppings-centers-no-municipio-de-sao-paulo">http://dados.prefeitura.sp.gov.br/dataset/shoppings-centers-no-municipio-de-sao-paulo</a>

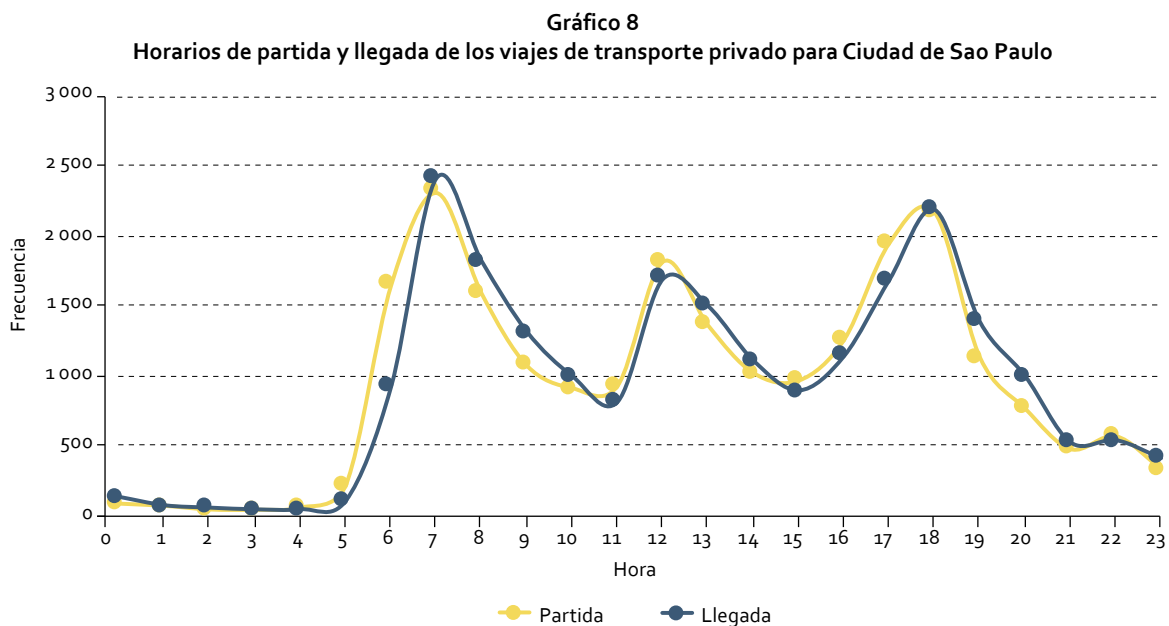
Fuente: Elaboración propia.

La colección POIs y terminales de buses se complementó con la herramienta OpenStreetMap y Overpass turbo. Esto permitió automatizar las consultas de ubicación geográfica de puntos de interés, áreas, recorridos de buses y terminales.

i) *Patrones de movilidad*

En esta sección se describe el procedimiento para la obtención de los datos de entrada del modelo.

Para los datos de viajes, la base de datos consta de 22,761 viajes. Se extrajeron directamente los datos de coordenadas de origen y destino, y tiempos de manejo. Los tiempos de detención en el destino fueron obtenidos reconstruyendo los viajes. Para esta reconstrucción se ordenaron los viajes en forma cronológica y por identificador de vehículo. El tiempo de detención se obtuvo como la diferencia (en minutos) entre los tiempos de llegada y el tiempo de salida del viaje siguiente. En el caso de tener un solo viaje durante el día o de tratarse del último viaje del día, el tiempo de detención se calculó como la diferencia entre el tiempo de llegada al destino de ese viaje y las 23:59 hrs. El siguiente gráfico presenta la frecuencia de los horarios de partida y llegada de cada viaje dentro de la muestra de viajes reales para la ciudad de Sao Paulo.



Fuente: Elaboración propia.

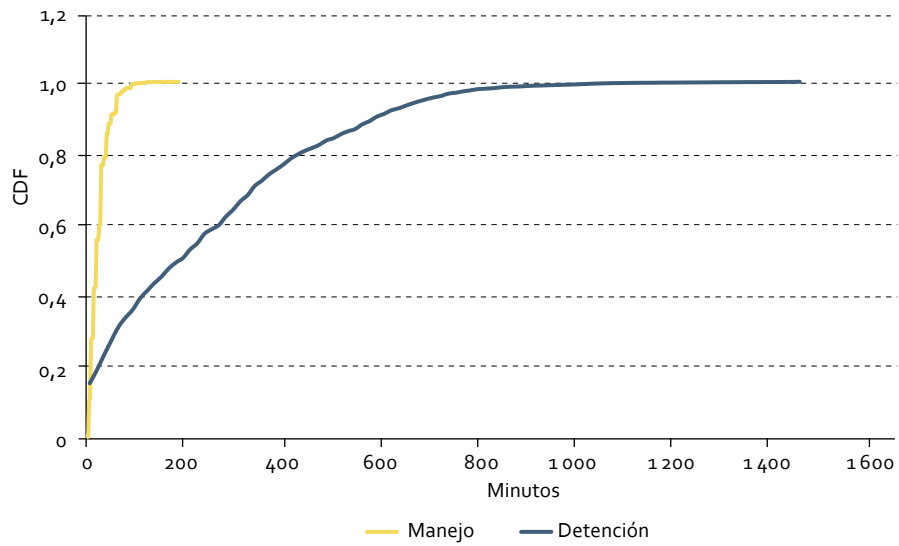
El histograma presentado en la figura anterior fue procesado para obtener las funciones de distribución de probabilidad (PDF) de los tiempos de manejo y detención. Cada una de las PDF fue a su vez utilizada para generar las funciones de distribución de probabilidad acumulada (CDF) las cuales se utilizan en el método de Montecarlo para producir nuevas muestras de forma aleatoria. El siguiente gráfico muestra la CDF obtenida de ambas variables.

Los datos socioeconómicos, de ingresos per cápita y de cantidad de vehículos se obtuvieron desde la encuesta de datos de viajes desarrollada por Transportes Metropolitanos por el gobierno de Sao Paulo. Por su parte, los datos de los puntos de interés (POIs), terminales de buses, y recorridos de los buses de transporte público se obtuvieron mediante consultas a la base de datos de OpenStreetMap utilizando la herramienta online Overpass Turbo. En el caso de las distancias recorridas por los buses, estos fueron complementados desde el sitio web de SPTrans<sup>7</sup>. Los resultados de estas consultas se exportaron en formato GeoJSON, los cuales fueron analizados y procesados posteriormente utilizando el software QGIS<sup>8</sup>. Mediante este software se obtuvieron visualizaciones de los datos dentro de la zona de estudio, se realizó la división por grillas de la zona de estudio, y se exportaron los atributos necesarios para generar los datos de entrada para la aplicación de la metodología. Las características de cada grilla fueron posteriormente procesadas mediante rutinas personalizadas desarrolladas en lenguaje Python.

<sup>7</sup> Véase [en línea] <https://www.sptrans.com.br/>.

<sup>8</sup> QGIS es un Sistema de Información Geográfica (SIG) de Código Abierto licenciado bajo GNU - General Public License. Más información en <https://www.qgis.org/>.

**Gráfico 9**  
Funciones de distribución acumulada para el tiempo de manejo y detención en destino para Sao Paulo



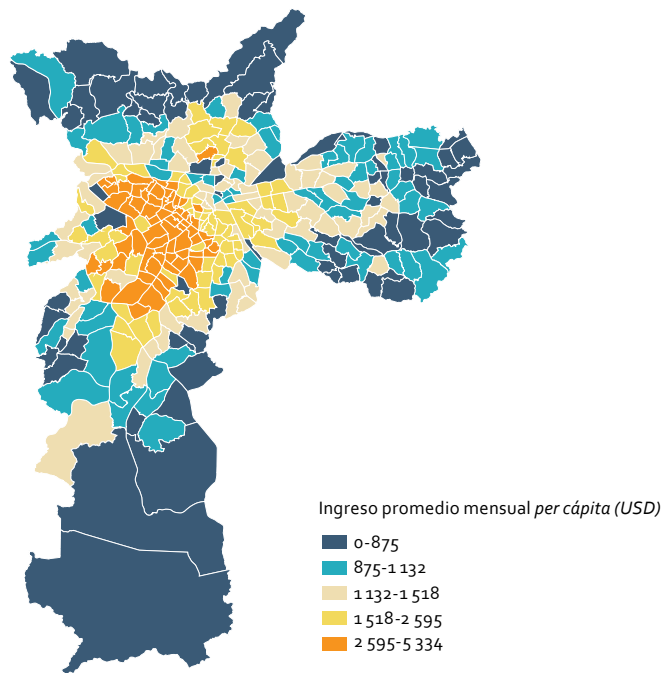
Fuente: Elaboración propia.

Los siguientes mapas representan la distribución de los datos a nivel de zonas, las cuales corresponden a unidades territoriales más pequeñas que los distritos.

ii) *Ingreso promedio per cápita*

El ingreso promedio per cápita se distribuye según lo presentado a continuación.

**Mapa 3**  
Ingreso promedio per cápita de Ciudad de Sao Paulo

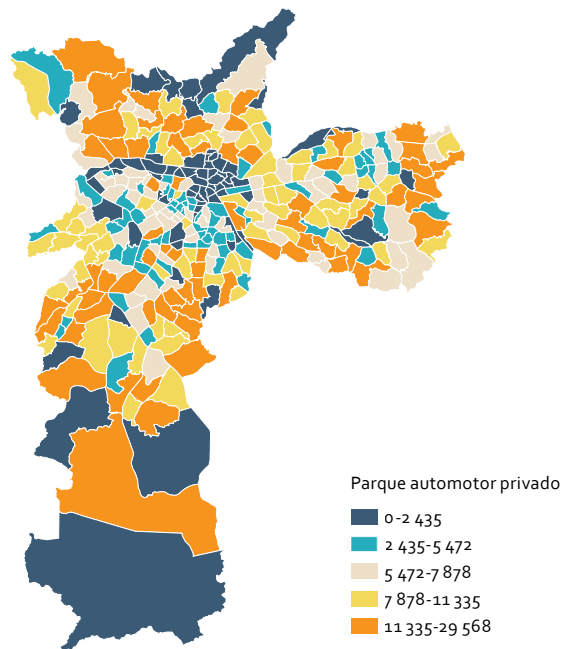


Fuente: Caracterización Socioeconómica de los Desplazamientos por Modo de Transporte – Región Metropolitana de Sao Paulo, Encuesta de Origen y Destino 2017, Portal de Transparencia de Metro.

### iii) *Parque vehicular privado*

A continuación, se presenta la distribución de la propiedad de vehículos particulares dentro de la ciudad de estudio.

**Mapa 4**  
Parque vehicular privado de Ciudad de Sao Paulo

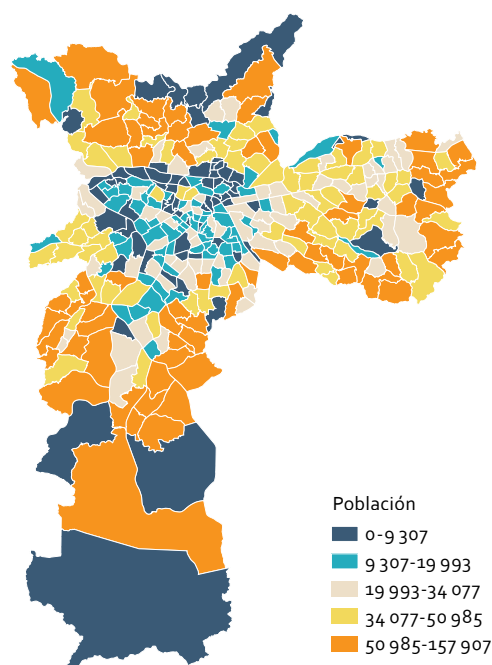


Fuente: Caracterización Socioeconómica de los Desplazamientos por Modo de Transporte – Región Metropolitana de Sao Paulo, Encuesta de Origen y Destino 2017, Portal de Transparencia de Metro.

### iv) *Población*

A continuación, se presenta la distribución de población dentro de la ciudad de estudio.

**Mapa 5**  
Distribución de población en Sao Paulo

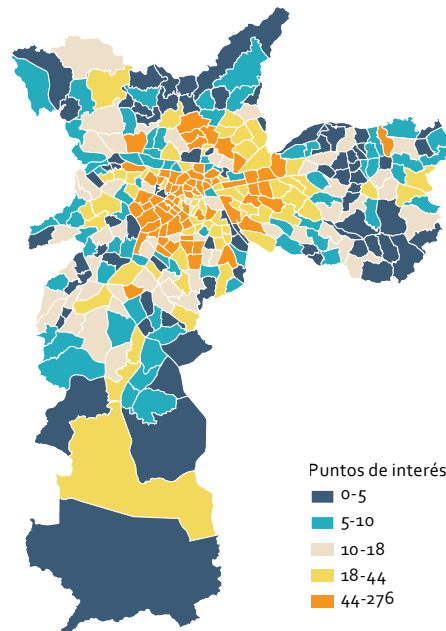


Fuente: Caracterización Socioeconómica de los Desplazamientos por Modo de Transporte – Región Metropolitana de Sao Paulo, Encuesta de Origen y Destino 2017, Portal de Transparencia de Metro.

v) *Puntos de interés*

A continuación, se presenta la distribución de la densidad de puntos de interés (POIs) dentro de la ciudad de estudio.

**Mapa 6**  
Puntos de interés de Ciudad de Sao Paulo

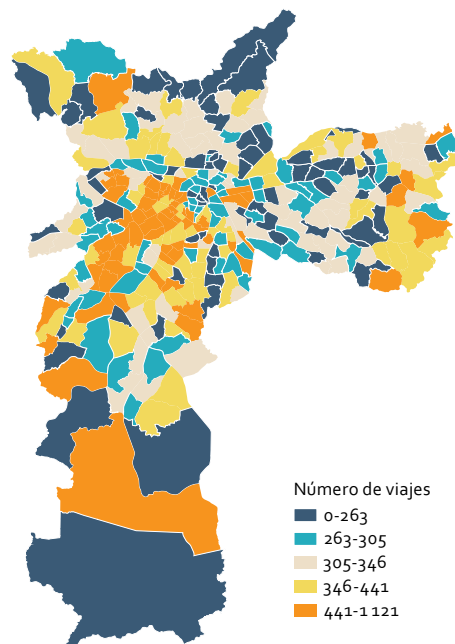


Fuente: Caracterización Socioeconómica de los Desplazamientos por Modo de Transporte – Región Metropolitana de Sao Paulo, Encuesta de Origen y Destino 2017, Portal de Transparencia de Metro.

vi) *Viajes en la ciudad*

A continuación, se presenta la distribución de los viajes particulares realizados obtenidos desde la encuesta de movilidad dentro de la ciudad de estudio.

**Mapa 7**  
Cantidad de viajes de origen y destino por zona desde encuesta de movilidad para Ciudad de Sao Paulo



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de información pública de tipos de infraestructura.

## b) Buenos Aires (Argentina)

En Argentina la ciudad de estudio corresponde a Buenos Aires. En el caso de esta ciudad se han consultado las siguientes fuentes de datos:

**Cuadro 14**  
**Fuentes de información de datos de entrada para Buenos Aires**

Ítem	Fuente	URL
Datos de viajes origen-destino	Encuesta de Movilidad Domiciliaria 2009-2010: Movilidad en el Área Metropolitana de Buenos Aires.	<a href="https://www.argentina.gob.ar/transporte/dgppse/publicaciones/encuestas">https://www.argentina.gob.ar/transporte/dgppse/publicaciones/encuestas</a> <a href="https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/enmodo.zip">https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/enmodo.zip</a>
	La Encuesta de Movilidad Domiciliaria 2014 (EnMoDo-2014) se realizó en la Región Metropolitana de Buenos Aires, entre los días 20 de agosto y 12 de diciembre de 2014, a través de una muestra probabilística, polietápica y estratificada de alrededor de 24.500 viviendas.	<a href="http://datar.info/dataset/enmodo-2014">http://datar.info/dataset/enmodo-2014</a>
	Base de datos pública del Ministerio de Transporte de Argentina.	<a href="https://datos.transporte.gob.ar/dataset">https://datos.transporte.gob.ar/dataset</a>
Datos socioeconómicos, demográficos y vehiculares	Sistema de indicadores del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA). Integra más de 200 indicadores sociodemográficos, urbanos, económicos, de servicios y de obras públicas con impacto en el AMBA.	<a href="https://www.ambadata.gob.ar/">https://www.ambadata.gob.ar/</a>
Transporte público	Recorridos de servicios de colectivos AMBA.	<a href="https://datos.transporte.gob.ar/dataset/recorridos-de-servicios-de-colectivos-amba">https://datos.transporte.gob.ar/dataset/recorridos-de-servicios-de-colectivos-amba</a>
	Detalle de líneas de compañías (colectivos, metro, subte y trenes) agrupadas por jurisdicción Nacional, Provincial y Municipal.	<a href="https://datos.transporte.gob.ar/dataset/lineas-de-transporte-de-rmba">https://datos.transporte.gob.ar/dataset/lineas-de-transporte-de-rmba</a>
	Recorridos de Líneas de Transporte de Región Metropolitana de Buenos Aires (RMBA).	<a href="https://datos.transporte.gob.ar/dataset/recorridos-de-lineas-de-transporte-rmba-jn">https://datos.transporte.gob.ar/dataset/recorridos-de-lineas-de-transporte-rmba-jn</a>
División político-administrativo	Datos abiertos	<a href="https://datos.gob.ar/">https://datos.gob.ar/</a>
	Instituto Geográfico Nacional.	<a href="https://www.ign.gob.ar/NuestrasActividades/InformacionGeoespacial/CapasSIG">https://www.ign.gob.ar/NuestrasActividades/InformacionGeoespacial/CapasSIG</a>

Fuente: Elaboración propia.

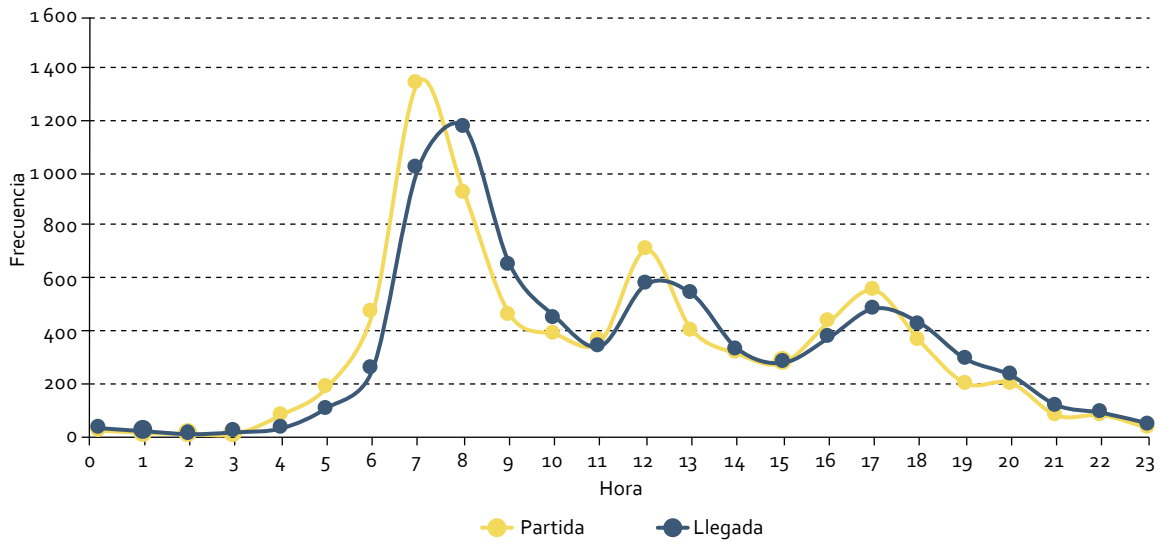
### i) Patrones de movilidad

A continuación se describe el procedimiento para la obtención de los datos de entrada del modelo. La encuesta de viajes del año 2014 cuenta con 18355 viajes. El procesamiento y depuración de los datos concluyó con una recaudación de 7906 viajes de origen-destino dentro de la ciudad de Buenos Aires.

En el siguiente gráfico se presenta la frecuencia de los horarios de partida y llegada de cada viaje dentro de encuesta de movilidad.

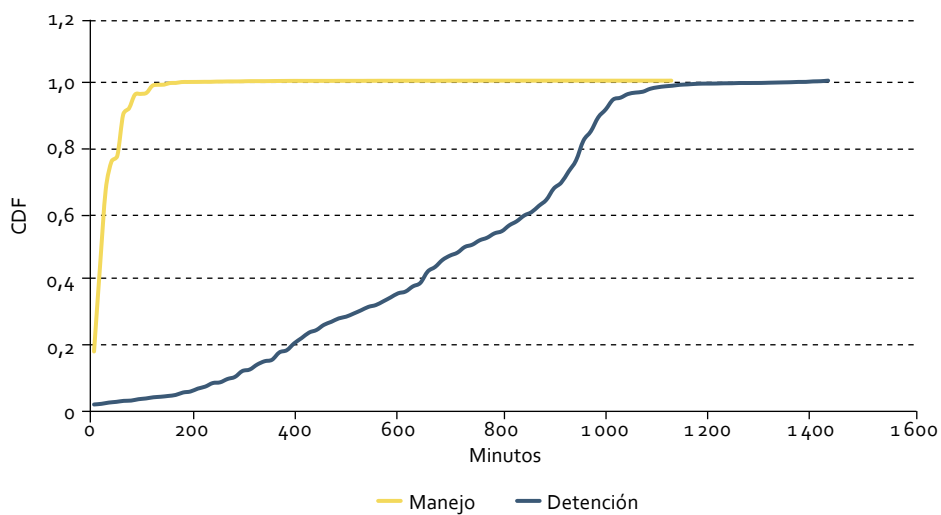
Estos datos considerados presentaron los siguientes resultados en la obtención de la distribución de probabilidad acumulada de los tiempos de detención y manejo. Estas funciones son utilizadas para generar nuevas muestras de viajes.

**Gráfico 10**  
Horarios de partida y llegada de los viajes de transporte privado para Buenos Aires



Fuente: Elaboración propia.

**Gráfico 11**  
Funciones de distribución acumulada para el tiempo de manejo y detención en destino para Buenos Aires



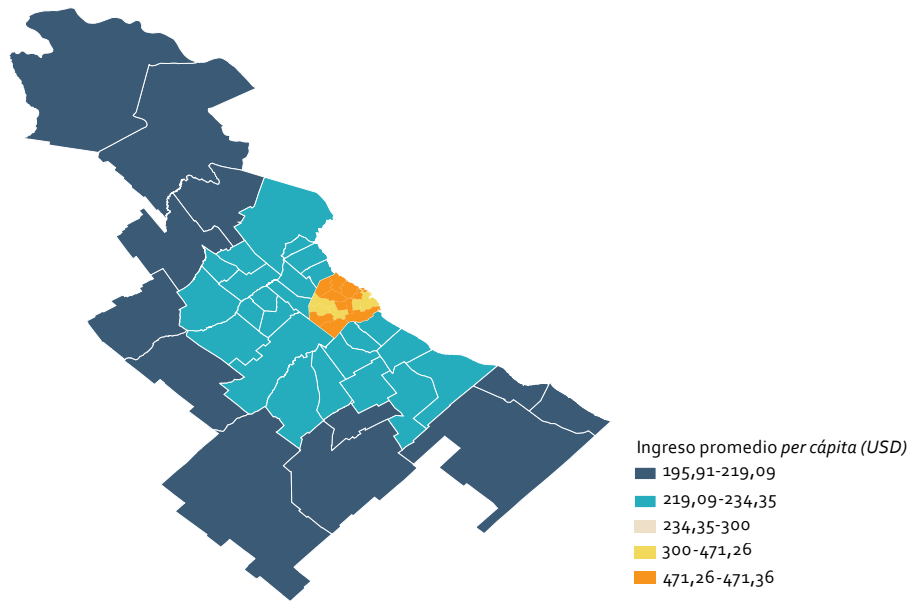
Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, el análisis de los datos socioeconómicos, demográficos y vehiculares se presenta a continuación.

**ii) Ingreso promedio per cápita**

A continuación, se presenta el ingreso promedio per cápita mensual para la zona de estudio.

**Mapa 8**  
Ingreso promedio *per cápita* de Buenos Aires

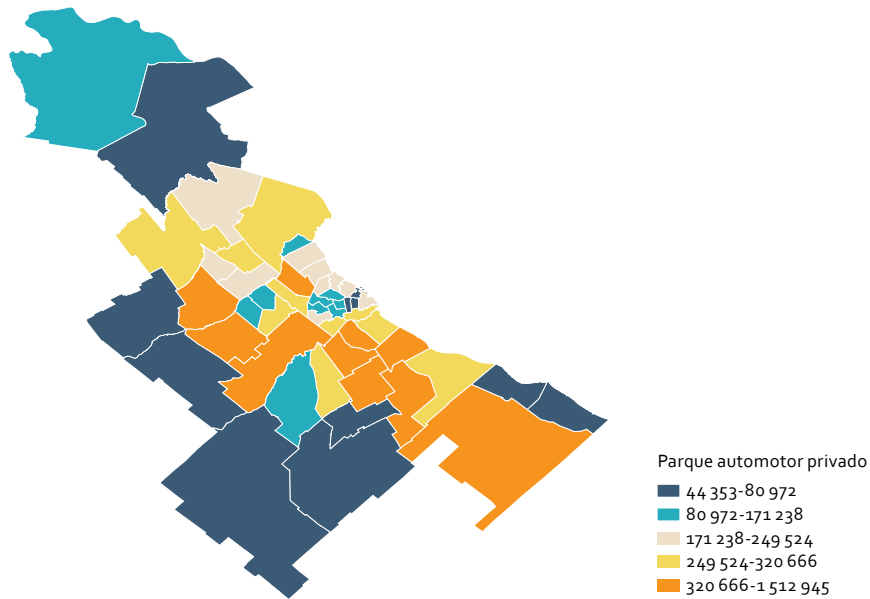


Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de información pública.

iii) *Parque vehicular privado*

A continuación, se presenta la distribución de la propiedad de vehículos particulares dentro de la ciudad de estudio.

**Mapa 9**  
Parque vehicular privado de Buenos Aires



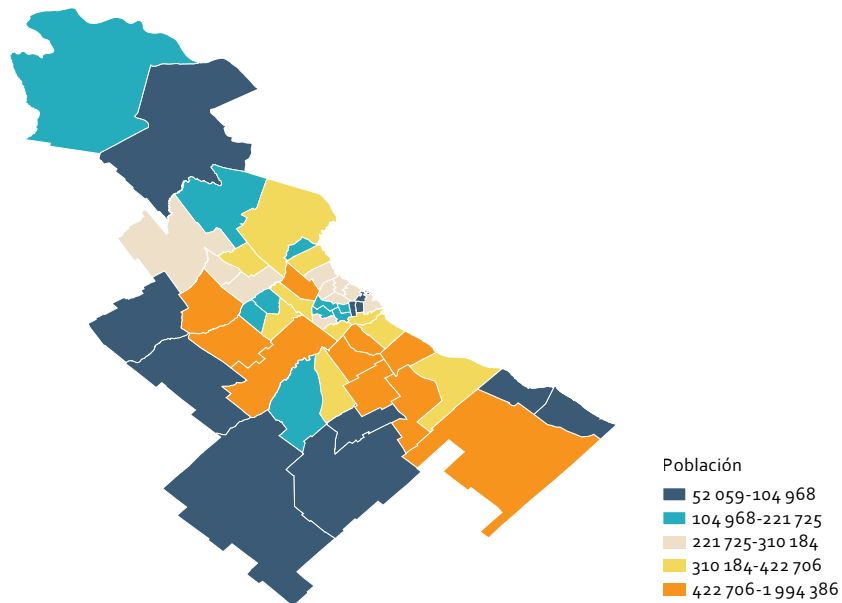
Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de información pública.

iv) *Población*

A continuación, se presenta la distribución de población dentro de la ciudad de estudio.



**Mapa 10**  
Distribución de población en Buenos Aires

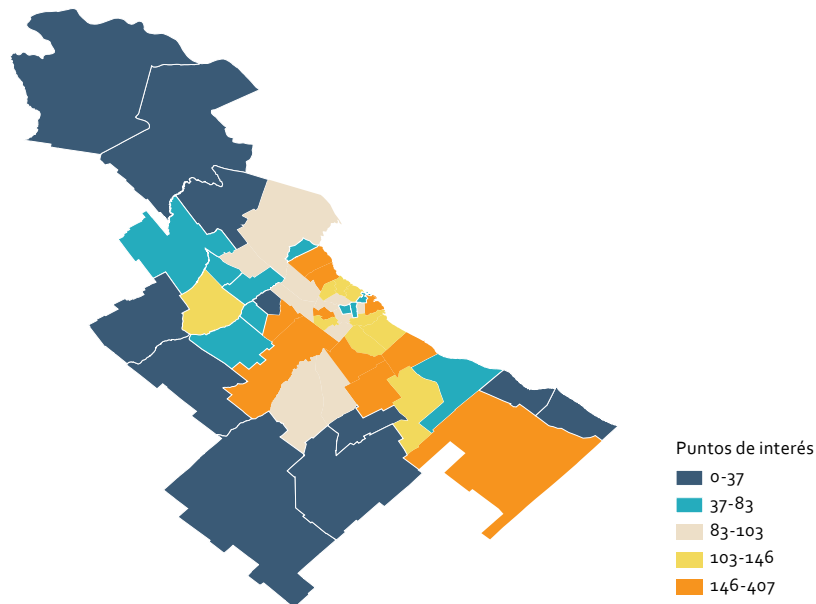


Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de información pública.

v) *Puntos de Interés*

A continuación, se presenta la distribución de los puntos de interés (POIs) dentro de la ciudad de estudio.

**Mapa 11**  
Puntos de Interés de Buenos Aires

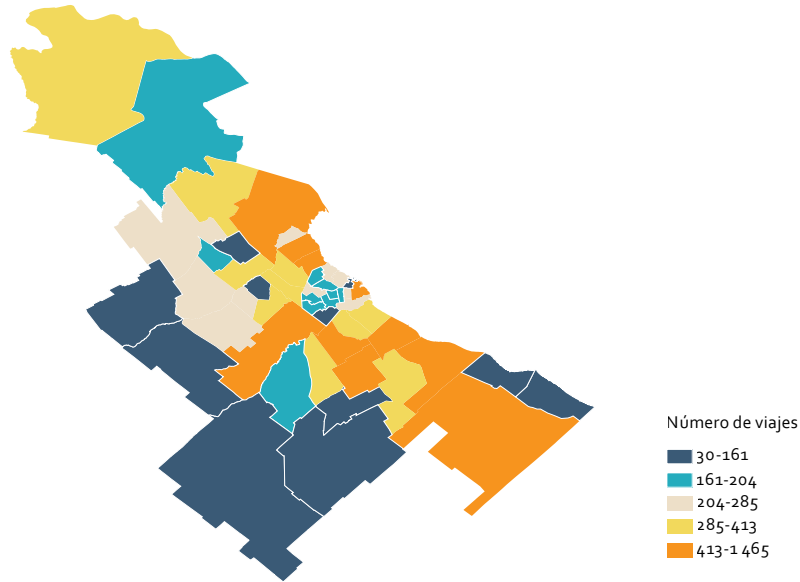


Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de información pública.

vi) *Viajes en la ciudad*

A continuación, se presenta la distribución de los viajes particulares realizados obtenidos desde la encuesta de movilidad dentro de la ciudad de estudio.

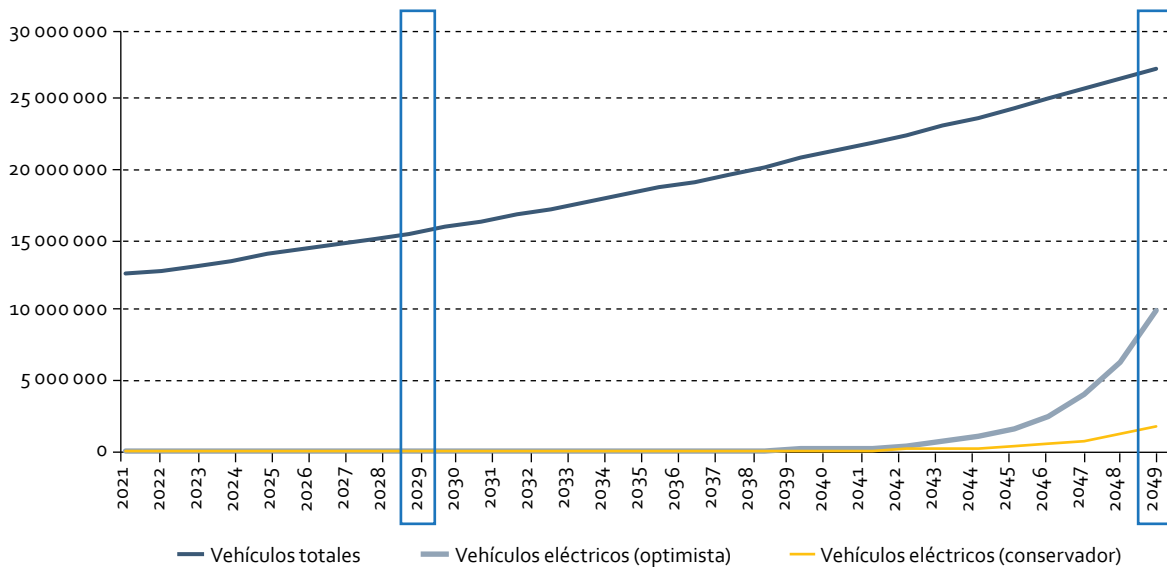
**Mapa 12**  
Cantidad de viajes de origen y destino por zona desde encuesta de movilidad para Buenos Aires



Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de información pública.

Para la simulación de viajes sintéticos se dispuso con dos escenarios de crecimiento de parque vehicular. El gráfico 12 se presenta la tendencia proyectada del crecimiento del parque automotriz para el país basado en el estudio de (UNICEN, Centro de Tecnologías Ambientales y Energía de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, 2019).

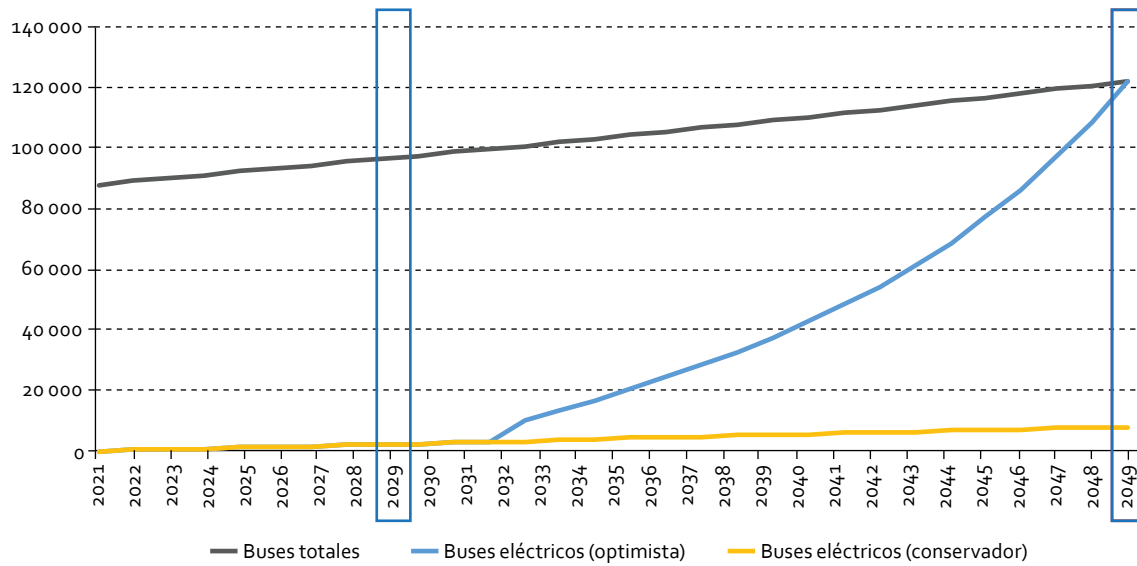
**Gráfico 12**  
Proyección de cantidad de vehículos a nivel país Argentina  
(En unidades)



Fuente: UNICEN), Centro de Tecnologías Ambientales y Energía de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, "Movilidad sustentable: desafíos para la Argentina," Climate Transparency, 2019.

Para el transporte público, en el gráfico 13 se presenta la proyección del crecimiento de la flota de buses para transporte público basado en el estudio (UNICEN, Centro de Tecnologías Ambientales y Energía de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, 2019). De manera similar a lo anterior, se presentan dos escenarios para el crecimiento de buses eléctricos para transporte público.

**Gráfico 13**  
**Proyección de cantidad de buses a nivel país Argentina**  
*(En unidades)*



Fuente: UNICEN, Centro de Tecnologías Ambientales y Energía de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, "Movilidad sustentable: desafíos para la Argentina," Climate Transparency, 2019.



### III. Conclusiones

Existe un gran consenso en relación a que las ciudades inteligentes y sostenibles, incluyendo las de la región, deberán seguir incorporando la electromovilidad como variable esencial para dar contenido a la nueva configuración de las ciudades del futuro. Obviamente la electromovilidad no ha sido un fenómeno espontáneo en la región, ni menos la simple introducción de automóviles eléctricos. Éste ha sido un proceso complejo que ha tenido sus inicios hace más de 50 años con los primeros prototipos diseñados y construidos especialmente en las universidades y centros de investigación de algunas de las principales ciudades de la región.

En las últimas décadas se ha visto debutando en prácticamente todos los países de la región vehículos eléctricos especialmente destinados al transporte público y en menor medida para uso particular. Como un esfuerzo para combatir el cambio climático, y producto del abaratamiento y disposición de la tecnología vinculada a la electromovilidad (baterías de litio).

Con todo, no se debe obviar que la región está viviendo un proceso de transformación en el sector energético, en medio de un período agudo de post-covid y los efectos económicos y financieros del conflicto entre la Federación de Rusia y Ucrania. La consecuencia de estos eventos con impacto global se suma a dos décadas de dificultades y choques financieros inaugurados con la crisis mundial del 2008-2009. Con todo, el sector ha seguido la senda de la transformación y la especialización a pesar de que el modelo de globalización a decaído dando paso a estrategias de relocalización, puesto que los países desarrollados han aplicado políticas de industrialización e inversiones en tecnologías y energías renovables.

Ante este escenario los países desarrollados han respondido con políticas industriales, concentradas en grandes inversiones en sectores de alta tecnología y fuentes renovables. En parte, para responder al alza de precios de la energía (petróleo y gas, fundamentalmente) que ciertamente se ha reproducido en la región, en especial aquellos países dependientes y/o exportadores netos que inevitablemente han visto deteriorarse sus términos de intercambio. Por el contrario, los países exportadores netos (de energía) muy probablemente verán aumentar sus ingresos públicos, con una recaudación tributaria que podrá aportar activamente a políticas fiscales que apoyen iniciativas como la electromovilidad.

Cada uno de los escenarios modelados en esta investigación inevitablemente dependen del comportamiento y devenir que asuman los países en relación con sus políticas energéticas y las decisiones futuras respecto del potencial de electromovilidad y su impacto en las energías renovables.

Consecuentemente, el uso de metodologías de investigación basadas en escenarios y uso de modelos numéricos ha demostrado ser una herramienta útil para los tomadores de decisión y el diseño de políticas públicas para el sector energético. En especial porque la información generada es de gran especialización y su adecuado manejo es esencial para lograr con éxito los objetivos que la autoridad territorial se haya impuesto, incluyendo escenarios complejos como el que la región está atravesando.

Pero se debe tener en cuenta que el éxito y el impacto de este proceso de transferencia de conocimientos vienen determinados por diversos factores, sobre todo la calidad y nivel de detalle de la información del sector eléctrico de que disponen los países de la región. Aquello es especialmente importante en el proceso de planificación de escenarios para la propuesta de políticas públicas.

Especialmente porque es claro que la electrificación del transporte permite que el sector sea más eficiente, presente un efectivo aporte a la reducción de los gases con efecto invernadero, mejorando el aire y la salud de las personas. Reduciendo en forma sustantiva el consumo fuentes fósiles (petróleo) en un sector altamente dependiente.

En este documento se ha entregado una detalla descripción de la metodología utilizada para evaluar los potenciales impactos de la electromovilidad en el sector eléctrico, con especial énfasis en la necesidad de una mayor adopción de fuentes renovables para responder a la demanda eléctrica que evidentemente exige la electromovilidad. Pero además, se ha comprobado que la electromovilidad ayudará a la configuración de una red eléctrica más flexible, aumentará la adopción de renovables variables, dado el potencial uso que se le podrá dar a los vehículos eléctricos como sistemas de almacenamiento de energía en los periodos en que no se utilicen.

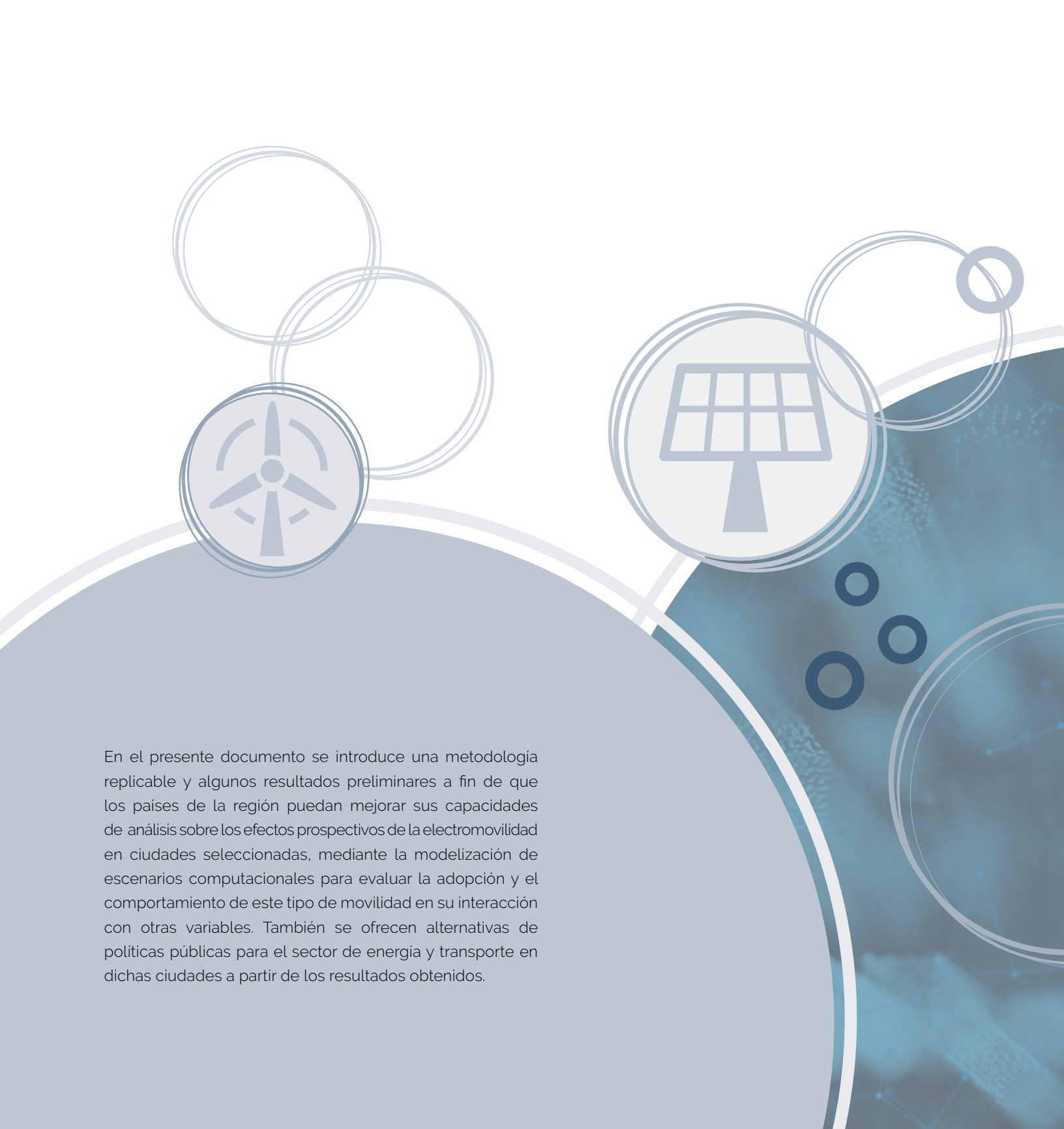
Finalmente es importante destacar que esta metodología y sus resultados reconocen el papel de la electromovilidad como uno de los componentes de una solución más amplia, complementada, por ejemplo, por los biocombustibles, las tecnologías híbridas y la economía del hidrógeno.

## Bibliografía

- Ahmadian Ali, Mohammadi-Ivatloo Behnam and Elkamel Ali A Review on Plug-in Electric Vehicles: Introduction, Current Status, and Load Modeling Techniques [Journal]. - [s.l.] : Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2020. - Vol. 8. - pp. 412–425.
- Baghali Sina, Hasan Samiul and Guo Zhaomiao Analyzing the Travel and Charging Behavior of Electric Vehicles - A Data-driven Approach [Conference]. - [s.l.] : IEEE, 2021.
- CAMER Diálogo para la construcción del futuro energético argentino y la incorporación sustentable de las Energías Renovables [Report]. - Buenos Aires : Cámara Argentina de Energías Renovables, 2019.
- CAMMESA Programación Estacional Nov-2020 [Report]. - Buenos Aires : Portalweb Cammesa, 2020.
- Deloitte Hojas de Ruta de Transición Energética en Argentina. Un modelo energético sostenible en 2050 [Report]. - Buenos Aires : [s.n.], 2019.
- Dumas Juan and Ryan Daniel Transición Energética 2050: Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050 [Report]. - [s.l.] : Biblioteca ITBA, 2019.
- EIA Annual Energy Outlook 2020 [Report]. - [s.l.] : <https://www.iea.org/>, 2020.
- ENERGAS Energías: Datos Abiertos [Online]. - ENERGAS. - Nov 2020. - <https://www.enargas.gob.ar/secciones/datos-abiertos/datos-abiertos.php>.
- ENERGAS Partes Diarios-Importaciones [Online]. - Energías. - Nov 2020. - <https://www.enargas.gob.ar/>.
- Energética Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria [et al.] Escenarios Energéticos 2040 [Report]. - Buenos Aires : <https://escenariosenergeticos.org/>, 2018.
- Energía Ministerio de Plataforma de Electromovilidad [Online]. - 11 30, 2021. - <https://energia.gob.cl/electromovilidad/recursos-e-informacion-tecnica/cargadores-para-buses-electricos>.
- Energía Secretaría de Escenarios Energéticos 2030. Documento [Report]. - Buenos Aires : <http://datos.minem.gob.ar/dataset/escenarios-energeticos>, Nov 2019.
- Energía Secretaría de Escenarios Energéticos 2030: Síntesis de Resultados [Online]. - Dic 9, 2019. - <http://datos.minem.gob.ar/dataset/escenarios-energeticos>.
- EPE PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2030 [Report]. - Rio de Janeiro : [www.epe.gov.br/](http://www.epe.gov.br/), 2021.
- Franco Sebastian Torres [et al.] Electric vehicle charging stations' location in urban transportation networks: A heuristic methodology [Journal] // IET Electrical Systems in Transportation. - [s.l.] : Institution of Engineering and Technology (IET), March 2021. - Vol. 11. - pp. 134–147.
- Gkatzoflias Dimitrios Optimal allocation of electric vehicle charging infrastructure in cities and regions [Book]. - Luxembourg : Publications Office, 2016. - ISBN: 9789279580086.

- Göhlich Dietmar [et al.] Design of urban electric bus systems [Journal] // Design Science. - [s.l.] : Cambridge University Press (CUP), 2018. - Vol. 4.
- Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) Encuesta Permanente de Hogares (EPH) [Report]. - [s.l.] : INDEC, 2021.
- Li Shengyin and Huang Yongxi Heuristic approaches for the flow-based set covering problem with deviation paths [Journal] // Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review. - [s.l.] : Elsevier BV, December 2014. - Vol. 72. - pp. 144–158.
- Ma Hongyue [et al.] Research on Location Selection and Capacity Planning of Urban Electric Vehicle Charging Station [Conference] // 2019 IEEE 8th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection (APAP). - [s.l.] : IEEE, 2019.
- Machado Cláudia A. Soares [et al.] Placement of Infrastructure for Urban Electromobility: A Sustainable Approach [Journal]. - [s.l.] : MDPI AG, August 2020. - Vol. 12. - p. 6324.
- Michalek Maciej Marcin [et al.] Precise Docking at Charging Stations for Large-Capacity Vehicles: An Advanced Driver-Assistance System for Drivers of Electric Urban Buses [Journal] // IEEE Vehicular Technology Magazine. - [s.l.] : Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), September 2021. - Vol. 16. - pp. 57–65.
- MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS (MEM) PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2020 - 2050 [Report]. - Guatemala : [s.n.], 2020.
- ONS Sumario do Programa mensal de Operacao [Online]. - March 2022. - March 2022. - <http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/programacao-da-operacao>.
- PNUMA Movilidad eléctrica: Avances en América Latina y el Caribe 2019. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, Oficina para América Latina y el Caribe, Panamá. [Report]. - 2019.
- Rautiainen A. [et al.] Statistical Charging Load Modeling of PHEVs in Electricity Distribution Networks Using National Travel Survey Data [Journal] // IEEE Transactions on Smart Grid. - December 2012. - 4 : Vol. 3. - pp. 1650 - 1659.
- Sasidharan Chandana, Ray Anirudh and Das Shyamasis Selection of Charging Technology for Electric Bus Fleets in Intra-city Public Transport in India [Conference] // 2019 Global Conference for Advancement in Technology (GCAT). - [s.l.] : IEEE, 2019.
- Shepero Mahmoud and Munkhammar Joakim Spatial Markov chain model for electric vehicle charging in cities using geographical information system (GIS) data [Journal] // Applied Energy. - [s.l.] : Elsevier BV, December 2018. - Vol. 231. - pp. 1089–1099.
- Shun Tao [et al.] Charging demand for electric vehicle based on stochastic analysis of trip chain [Journal] // IET Generation, Transmission & Distribution. - [s.l.] : Institution of Engineering and Technology (IET), August 2016. - Vol. 10. - pp. 2689–2698.
- UNICEN, Centro de Tecnologías Ambientales y Energía de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires Movilidad sustentable: desafíos para la Argentina [Report]. - [s.l.] : Climate Transparency, 2019.
- UPME Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2020 – 2034. Volumen 2. Generación [Report]. - Bogotá : <http://www.siel.gov.co/>, 2021.
- Xing Qiang [et al.] Charging Demand Forecasting Model for Electric Vehicles Based on Online Ride-Hailing Trip Data [Journal] // IEEE Access. - [s.l.] : Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2019. - Vol. 7. - pp. 137390–137409.





En el presente documento se introduce una metodología replicable y algunos resultados preliminares a fin de que los países de la región puedan mejorar sus capacidades de análisis sobre los efectos prospectivos de la electromovilidad en ciudades seleccionadas, mediante la modelización de escenarios computacionales para evaluar la adopción y el comportamiento de este tipo de movilidad en su interacción con otras variables. También se ofrecen alternativas de políticas públicas para el sector de energía y transporte en dichas ciudades a partir de los resultados obtenidos.