



**Universidad de la República Oriental del Uruguay
Facultad de Ingeniería**

Tesis de Maestría en Ingeniería de la Energía

**VEHÍCULOS ELÉCTRICOS: ESTUDIO PROSPECTIVO DEL
IMPACTO SOBRE EL SECTOR ENERGÉTICO NACIONAL,
DEBIDO A SU INTRODUCCIÓN EN EL PARQUE
AUTOMOTOR DEL URUGUAY.**

Autora: Ing. Mariana Scala Fleitas

Tutores: Dr. Ing. Mario Vignolo y Mg. Ing. Juan Carriquiry

Directora académica: Dra. Ing. Claudia Lareo

Montevideo, Uruguay.

Junio, 2025.

INDICE

INDICE.....	1
RESUMEN	3
GUÍA DE LECTURA	6
Glosario de siglas.....	7
Listado de Figuras.....	8
Listado de Tablas.....	10
Unidades	11
CAPITULO 1	12
1.1 Introducción	12
1.1.1 Movilidad eléctrica en el contexto mundial.....	13
1.1.2 Contexto nacional: Matriz Energética (generación), Sector Transporte (demanda)	18
1.1.3 Sinergias: movilidad eléctrica y su complementariedad con las fuentes renovables no convencionales.....	20
1.2 Objetivo	24
1.3 Hipótesis.....	24
CAPITULO 2	25
2.1 Metodología	25
2.2 Esquema Metodológico	30
2.2.1 Diseño de escenarios.....	31
2.2.2 Planificación de Alternativas Energéticas a Largo Plazo – LEAP.....	39
2.2.3 Simulación del Sistema de Energía Eléctrica - SimSEE	40
2.2.4 Sinergias entre demanda y abastecimiento	46
2.2.5 Aspectos Económicos e Indicadores de sustentabilidad - GTZ	48
CAPITULO 3	49
3.1 Resultados	49
3.1.1 Resultados-LEAP	52
3.1.2 Resultados-SimSEE	58
3.1.3 Resultados- Sinergias entre demanda y abastecimiento	72
CAPITULO 4	82
4.1 Aspectos Económicos.....	82
4.1.1 Impacto fiscal de la política de estímulos a la sustitución del parque automotor por VE. 88	
4.2 Indicadores de sustentabilidad - GTZ.....	90

CAPITULO 5	95
5.1 Introducción	95
5.2 Análisis de resultados destacados.....	97
5.3 Conclusiones.....	100
5.3.1 Políticas de beneficios al VE particular ya son obsoletas.	100
5.3.2 Perspectivas en materia de nuevos impuestos y rentas generales del país.	102
5.3.3 Consideraciones finales.....	104
CAPITULO 6	105
6.1 Bibliografía	105
6.1.1 Bibliografía citada.....	105
6.1.2 Bibliografía complementaria	106
Anexo I- Resultados.....	109
A. Anexo de resultados de LEAP	110
B. Anexo de resultados de SimSEE	123
C. Anexo de resultados de Sinergias	130

RESUMEN

En el presente trabajo prospectivo, se analizan los posibles impactos producidos sobre el sector energético, a partir de una fuerte conversión tecnológica en el transporte carretero.

Para ello, se proyectó escenarios con diferentes grados de penetración de la **movilidad eléctrica**. Se construyó un escenario tendencial (AE0) a partir de las características del parque en el año base y de las variables independientes que determinan su crecimiento global, estableciendo así para cada año la evolución del parque, su demanda energética discriminada por tipo de fuente y las emisiones asociadas.

Con la progresión de ventas anuales definida y los cambios de los patrones de consumo respecto al escenario tendencial se estableció tres escenarios de política: escenario de mínima (AE1), intermedio (AE2) y de máxima (AE3); para los cuales también se determinó para cada año; las características de cada parque, las demandas energéticas por tipo de fuente y las emisiones asociadas.

El periodo prospectado fue desde 2023 a 2043.

Se analizó el impacto de las nuevas demandas en el sistema eléctrico y se estudiaron las previsibles sinergias de la movilidad eléctrica con las fuentes de energía renovables no convencionales (EERRNC), todo ello en el marco de una política de diversificación y desarrollo de las energías renovables en la matriz energética del Uruguay. Se analizó la conveniencia por parte de los ciudadanos de la adopción de la modalidad V2G así como la incidencia en el sistema eléctrico de la inyección a la red de los excedentes de cargas diarias no utilizadas para movilidad.

A partir de las nuevas demandas, se estudiaron las consecuentes mejoras en los aspectos ambientales, como lo es la reducción de las emisiones asociadas al consumo de fuentes fósiles y sus impactos, se determinaron comparativamente, a través de los indicadores de sustentabilidad planteados para cada escenario.

Desde el punto de vista económico, para las nuevas demandas, se cuantificó cómo este cambio repercute en el sector hidrocarburos y en las ecuaciones económicas de las empresas públicas del sector energético, dadas las consecuentes variaciones en las ventas de Ancap y UTE y de las transferencias en base a gravámenes que estas realizan a rentas generales, examinando los posibles cambios en el modelo de negocio.

Los principales resultados, arrojaron al año 2043, una disminución en la demanda total de combustibles fósiles respecto al escenario AE0 de: 13 MGJ/a (17%) para AE1, 21 MGJ/a (27%) para AE2, 27,5 MGJ/a (35%) para AE3. Como consecuencia de ello existe un aumento neto de la demanda eléctrica asociada a la movilidad eléctrica en el año 2043 respecto al escenario AE0 de: 860 GWh/a

para AE1, 1.309 GWh/a para AE2, 1.691 GWh/a para AE3. Con estos cambios, se obtendría al 2043 una sustitución de 311 ktep en AE1, 503 ktep en AE2 y 657 ktep en AE3 de energía de origen fósil por eléctrica generada en su mayoría por EERRNC, aumentando la autarquía energética nacional y la independencia de los derivados del petróleo.

En cuanto a las emisiones asociadas, los resultados totalizados en todo el periodo prospectado, mostraron una reducción neta acumulada, de gases de efecto invernadero (GEI), respecto al escenario AE0 en toneladas de CO₂ equivalentes (tonCO₂eq.) de: 11×10^6 tonCO₂eq. para el escenario AE1, de 16×10^6 tonCO₂eq. para AE2 y para AE3 de 21×10^6 tonCO₂eq.

A partir del análisis de V2G, se identificó que los horarios planteados para la carga y descarga de vehículos eléctricos (VE) equivalentes, fueron adecuados para el caso AE1, dado que balancearon la curva de demanda y redujeron los picos de costo marginal de despacho. Sin embargo para los casos AE2 y AE3 la carga en algunos momentos invierte las características típicas de la curva de demanda, existiendo posibilidades de fallas. En particular para los escenarios AE2 y AE3 se identificó la necesidad de una política que regule la gestión de las nuevas demandas proyectadas de la movilidad eléctrica si se quiere apostar a la **descarbonización** de la matriz de generación de energía eléctrica (EE).

Desde el punto de vista económico, se determinaron los impactos sobre las empresas públicas Ancap y UTE producto de las variaciones en sus ventas y cómo ello repercute en las transferencias en base a gravámenes que estas realizan a rentas generales; se identificó que UTE obtiene un incremento, respecto del escenario AE0, del 5% para AE1, 7% para AE2 y el 9% para AE3 del total de las ventas por su nueva demanda mientras que Ancap reporta una caída, respecto del escenario AE0, del 18% para AE1, 31% para AE2 y 42% en AE3 para su nueva demanda. Este “traspaso de la demanda” desde Ancap a UTE, implica dejar de recibir transferencias por parte del Estado por impuestos relacionados con la venta de combustibles, que no se compensa con los que se incorporan por la venta de electricidad. En términos netos implica un déficit a rentas generales de entre casi 205 y 480¹ millones de dólares anuales, lo cual equivale al 0,26%, 0,45% y 0,61% del PBI para los escenarios AE1, AE2 y AE3 respectivamente. Es entonces que a partir de la transformación de la demanda energética del sector transporte, se desprende la necesidad de **buscar alternativas para la readecuación de los impuestos** que se dejan de percibir por parte del Estado por la venta de combustibles y que son substanciales para el desarrollo y mantenimiento de las carreteras y otras infraestructuras de transporte. En este trabajo las mismas son planteadas en las conclusiones finales.

¹ 357 millones de dólares anuales, fue el valor obtenido para el escenario AE2.

A partir del análisis, de los históricos de las transferencias en base a las utilidades realizadas, entre el periodo 2005 a 2024, por parte de ambas empresas a rentas generales, se identificó que en el caso de Ancap fueron nulas o casi nulas, mientras que las realizadas desde UTE, si se mantuvieran, no alcanzarían a compensar la eventual pérdida de transferencias en base a gravámenes de Ancap.

Mientras, quedará en el ámbito del Estado, el deber de estudiar y evaluar nuevos gravámenes a aplicar, de modo que satisfagan las necesidades cubiertas antes por el sector energético de hidrocarburos. El desarrollo de nuevas líneas de trabajo de revisión de incentivos fiscales existentes, a la par de los nuevos gravámenes que puedan surgir, es, a la vez de ser conveniente para la mejor toma de decisiones, necesario e ineludible, si queremos evitar que la búsqueda de la descarbonización desfinancie a rentas generales.

Particularmente, cuando se analizó para los escenarios de política, el ratio de las renuncias fiscales con las reducciones de GEI, se visualizó que el desarrollo de la movilidad eléctrica planteada como una política de reducción de emisiones, le implica al país un costo de reducción de GEI de entre los 518 USD/tonCO₂eq. en el escenario de mínima (AE1) y los 412 USD/tonCO₂eq. para el escenario de máxima (AE3), valores que si se los compara respecto a otras medidas existentes para el cumplimiento de los **ODS** planteados, como por ejemplo los valores publicados recientemente con la tasa impositiva al carbono de 167 USD/tonCO₂eq. para Uruguay², implicaría un esfuerzo de entre 4 a 3,5 veces mayor.

Por último, como parte de los resultados se identificó una mejora creciente, a medida que aumenta la incorporación de la movilidad eléctrica, en los indicadores de sustentabilidad analizados.

² Ref. (1): Tiseo, I. (2024, 14 de agosto). Carbon tax rates in selected jurisdictions worldwide as of April 2024 (in U.S. dollars per metric ton of CO₂ equivalent). <https://www-statista-com.translate.goog/statistics/483590/prices-of-implemented-carbon-pricing-instruments-worldwide-by-select-country>.

GUÍA DE LECTURA

El CAPITULO 1, presenta la introducción y los antecedentes de la tesis abordando los siguientes tres niveles: inicia con un análisis del transporte eléctrico en el contexto mundial; a continuación presenta las características de la demanda del Sector Transporte y la matriz energética de generación existente a nivel nacional; y en tercer lugar, orientado ya en el sistema eléctrico, se presente el análisis de la previsible sinergia entre la movilidad eléctrica y su complementariedad con las fuentes de EERRNC. Por último, dentro de este capítulo se presenta el objetivo y la hipótesis central que motiva esta tesis.

En el CAPITULO 2, se describe el proceso metodológico empleado para el estudio. Siguiendo, cada una de las etapas que se despliegan en el diagrama metodológico al inicio del capítulo, se describe las características de los programas y los criterios adoptados en cada caso.

En el CAPITULO 3, se presenta y analizan los resultados obtenidos, manteniendo la secuencia del criterio metodológico previamente definido. Este capítulo presenta en el Anexo I el detalle de los datos de construcción de los escenarios y los resultados desagregados por categoría, por año y por escenario, se describe también funciones de ajuste intrínsecas al diseño de los escenarios así como algunos indicadores utilizados para el análisis de resultados y cálculos complementarios como la determinación de la demanda del VE equivalente o el tratamiento de datos para determinar el valor del precio *Spot* que se utilizan en el análisis de resultados.

En el CAPITULO 4, se discuten los aspectos económicos y los Indicadores de sustentabilidad. Se estudia el impacto sobre la demanda de hidrocarburos y cómo la sustitución del tipo de energético demandado por el sector transporte, afecta desde el punto de vista económico, las ventas de las empresas públicas Ancap y UTE y las transferencias en base a gravámenes que estas realizan a rentas generales. Se presentan los Indicadores de sustentabilidad y los principales aspectos medioambientales, en particular aquellos relacionados con emisiones de GEI y la esperada reducción de sus impactos, se realiza una evaluación comparativa de los escenarios prospectados con base en indicadores de sustentabilidad, que permiten comparar la solidez y potencialidad de cada escenario en las dimensiones, económico, social y medioambiental. Como corolario del capítulo 3, los resultados en este capítulo se utilizan de referencia para el análisis de los aspectos económicos y los indicadores de sustentabilidad.

Las conclusiones del trabajo se presentan en el CAPITULO 5 y en el CAPITULO 6 la bibliografía.

Glosario de siglas

ACEA	Asociación Europea de Constructores de Automóviles
ACDI	Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional
ADME	Administración del Mercado Eléctrico
ANCAP	Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland
ANII	Agencia Nacional de Investigación e Innovación
BCG	<i>Boston Consulting Group</i>
BEN	Balance Energético Nacional
BPS	Banco de Previsión Social
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CTP	Costo Total de Propiedad
DNE	Dirección Nacional de Energía
DNT	Dirección Nacional de Transporte
ECH	Encuesta Continua de Hogares
ECI	European Copper Institute
EE	Energía Eléctrica
EERR	Energías Renovables
EERRNC	Energías Renovables No Convencionales
FB	Fundación Bariloche
FSE	Fondo Sectorial de Energía
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GTZ	<i>Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit</i>
ICCT	<i>International Council on Clean Transportation</i>
I+D+D	Investigación, Desarrollo y Demostración
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INE	Instituto Nacional de Estadística
IPCC	Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático
LEAP	<i>Low Emissions Analysis Platform</i>
MCI	Vehículo con motor de combustión interna
MC1	Tarifa Mediano Consumidor 1
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MTOP	Ministerio de Transporte y Obras Públicas
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
ODS	Objetivos de Desarrollo Sustentables
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OPP	Oficina de Planeamiento y Presupuesto
PBI	Producto Bruto Interno
RROO	Restricciones Operativas
SEI	<i>Stockholm Environment Institute</i>
SGO	Tarifa Suscriptor con Generación 0

SG1A	Tarifa Suscriptor con Generación 1A
SimSEE	Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica
SimRes3	Resultados de Simulación, en su versión 3 (herramienta de proceso de salidas del programa SimSEE)
SNIP	Sistema Nacional de Inversión Pública
TDC	Tipo de Cambio
TRD	Tarifa Residencial Doble Horario
TRT	Tarifa Residencial Triple Horario
UdelaR	Universidad de la República
UE	Unión Europea
UIC	<i>International Union of Railways</i>
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas
VE	Vehículo Eléctrico
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>

Listado de Figuras

Fig.1.1. Demanda (GWh/a)

Fig.1.2. RROO (MWh/a)

Fig.2.1. Estructura de la demanda de transporte carretero por modo en LEAP

Fig.2.2. Esquema metodológico

Fig.3.1. Potencia demandada (MW) para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3 en ENERO 2030

Fig.3.2. Potencia demandada (MW) para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3 en JULIO 2030

Fig.3.3. Potencia demandada (MW) para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3 en OCTUBRE 2030

Fig.3.4. Costo Marginal (USD/MWh) para los escenarios AE0, AE1 y AE2 en ENERO 2030

Fig.3.5. Costo Marginal (USD/MWh) para los escenarios AE0, AE1 y AE2 en JULIO 2030

Fig.3.6. Costo Marginal (USD/MWh) para los escenarios AE0, AE1 y AE2 en OCTUBRE 2030

Fig.3.7. Costo Marginal (USD/MWh) para el escenario AE3 en ENERO, JULIO y OCTUBRE de 2030

Fig.3.8. Suministro del sistema para el mes de ENERO 2030 en el escenario AE0

Fig.3.9. Suministro del sistema para el mes de ENERO 2030 en el escenario AE1

Fig.3.10. Suministro del sistema para el mes de ENERO 2030 en el escenario AE2

Fig.3.11. Suministro del sistema para el mes de ENERO 2030 en el escenario AE3

Fig.3.12. Suministro del sistema para el mes de JULIO 2030 en el escenario AE0

Fig.3.13. Suministro del sistema para el mes de JULIO 2030 en el escenario AE1

Fig.3.14. Suministro del sistema para el mes de JULIO 2030 en el escenario AE2

Fig.3.15. Suministro del sistema para el mes de OCTUBRE 2030 en el escenario AE0

Fig.3.16. Suministro del sistema para el mes de OCTUBRE 2030 en el escenario AE1

Fig.3.17. Suministro del sistema para el mes de OCTUBRE 2030 en el escenario AE2

Fig.4.1. Demandas anuales 2043 por participación por fuente (%)

Fig.4.2. Ventas (UYU/a) y Aportes (UYU/a) 2043 por empresa

Fig.4.3. Incremento y Disminución de Ventas y Aportes (UYU/a) a 2043 por empresa

Fig.4.4. Indicadores metodología y normalización

Fig.4.5. Indicadores de sustentabilidad AE0

Fig.4.6. Indicadores de sustentabilidad AE1

Fig.4.7. Indicadores de sustentabilidad AE2

Fig.4.8. Indicadores de sustentabilidad AE3

Fig. A3.1. Evolución del parque global Automóviles (mil unidades)

Fig. A3.2. Evolución del parque Automóviles VE (mil unidades)

Fig. A3.3. Evolución del parque Automóviles MCI (mil unidades)

Fig. A3.4. Evolución del parque global Camionetas (mil unidades)

Fig. A3.5. Evolución del parque Camionetas VE (mil unidades)

Fig. A3.6. Evolución del parque Camionetas MCI (mil unidades)

Fig. A3.7. Evolución del parque global Taxi Uber Remís (unidades)

Fig. A3.8. Evolución del parque Taxi Uber Remís VE (unidades)

Fig. A3.9. Evolución del parque Taxi Uber Remís MCI (unidades)

Fig. A3.10. Evolución del parque global Ómnibus MVD CAN SJO (unidades)

Fig. A3.11. Evolución del parque Ómnibus MVD CAN SJO VE (unidades)

Fig. A3.12. Evolución del parque Ómnibus MVD CAN SJO MCI (unidades)

Fig. A3.13. Evolución del parque global Birrodados (mil unidades)

Fig. A3.14. Evolución del parque Birrodados VE (mil unidades)

Fig. A3.15. Evolución del parque Birrodados MCI (mil unidades)

Fig. A3.16. Consumo total de energía Automóviles (Millón de GJ)

Fig. A3.17. Consumo de energía eléctrica Automóviles (mil GJ)

Fig. A3.18. Consumo de gasolina Automóviles (Millón de GJ)

Fig. A3.19. Consumo de gasoil Automóviles (mil GJ)

Fig. A3.20. Consumo total de energía Camionetas (Millón de GJ)

Fig. A3.21. Consumo de energía eléctrica Camionetas (mil GJ)

Fig. A3.22. Consumo de gasolina Camionetas (Millón de GJ)

Fig. A3.23. Consumo de gasoil Camionetas (mil GJ)

Fig. A3.24. Consumo total de energía Taxi Uber Remís (mil GJ)

Fig. A3.25. Consumo de energía eléctrica Taxi Uber Remís (mil GJ)

Fig. A3.26. Consumo de gasolina Taxi Uber Remís (mil GJ)

Fig. A3.27. Consumo de gasoil Taxi Uber Remís (mil GJ)

Fig. A3.28. Consumo total de energía Ómnibus MVD CAN SJO (mil GJ)

Fig. A3.29. Consumo de energía eléctrica Ómnibus MVD CAN SJO (mil GJ)

Fig. A3.30. Consumo de gasoil Ómnibus MVD CAN SJO (mil GJ)

Fig. A3.31. Consumo total de energía Birrodados (mil GJ)

Fig. A3.32. Consumo de energía eléctrica Birrodados (mil GJ)

Fig. A3.33. Consumo de gasolina Birrodados (mil GJ)

Fig. A3.34. Sensibilidad para el repago con subsidio nulo, en automóviles, por km recorrido

Fig. A3.35. Sensibilidad para el repago con subsidio nulo, en camionetas, por km recorrido

Fig. A3.36. Sensibilidad para el repago con subsidio 3.000 USD, en automóviles, por km recorrido

Fig. A3.37. Sensibilidad para el repago con subsidio 3.000 USD, en camionetas, por km recorrido

Fig. A3.38. Sensibilidad para el repago con subsidio 5.000 USD, en automóviles, por km recorrido

Fig. A3.39. Sensibilidad para el repago con subsidio 5.000 USD, en camionetas, por km recorrido

Listado de Tablas

Nota: para las tablas se utilizó nomenclatura anglosajona de decimales y separador de miles.

Tabla 1.1. %RROO total ambos recursos

Tabla 2.1. Características de las Categorías consideradas

Tabla 2.2.i- Variables explicativas

Tabla 2.2.ii- Variables explicativas

Tabla 2.2.iii- Variables explicativas

Tabla 2.3. Variables dependientes

Tabla 2.4. Factor de emisión, PCI, Densidad

Tabla 2.5. Parque Año Base 2023

Tabla 2.6. Ventas Año Base 2023 y Coeficiente de crecimiento (%)

Tabla 2.7. Participación en % de las ventas anuales por tecnología

Tabla 3.1. Valores del Parque por Categoría: Existencias en el Año Base 2023 (unidades) y Participación por tecnología (%)

Tabla 3.2. Valores de Ventas por Categoría: Ventas en el Año Base 2023 (unidades) y Participaciones en Ventas por tecnología (%)

Tabla 3.3. Valores del parque año 2043 (miles) para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3

Tabla 3.4. Valores de demanda energética año 2043 para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3

Tabla 3.5. Valores de demanda eléctrica año 2043 para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3

Tabla 3.6. GEI para año 2043 para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3

Tabla 3.7. VE equivalentes para AE0, AE1, AE2 y AE3 (unidades)

Tabla 3.8. Precios por Tarifa, en horario valle y punta; precios de carga e inyección al Mercado Spot

Tabla 3.9. Precio *Spot* 2024 ADME

Tabla 4.1. Demandas anuales 2043 por fuente (MGJ) para escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3

Tabla 4.2. Demandas anuales 2043 por tipo de energético, (gasoil (m3/a), gasolina (m3/a), Energía eléctrica (MWh/a)) para escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3

Tabla 4.3. Ingresos equivalentes por ventas para las Demandas anuales 2043

Tabla 4.4. Ingresos registrados por las empresas estatales MEF 2024

Tabla 4.5. Impuestos equivalentes por gravámenes para las Demandas anuales 2043

Tabla 4.6. Normalización de Indicadores de sustentabilidad, ecuaciones y datos de entrada

Tabla 4.7. Modificación de Indicadores de sustentabilidad, ecuaciones planteadas

Tabla 4.8. Indicadores de sustentabilidad para 2043, en los cuatro escenarios

Tabla A3.1. Funciones de Decaimiento del parque

Tabla A3.2.i- Automóviles (Parque, ventas y chatarrización)

Tabla A3.2.ii- Camionetas (Parque, ventas y chatarrización)

Tabla A3.2.iii- Taxis, Remís y Uber (Parque, ventas y chatarrización)

Tabla A3.2.iv- Ómnibus MVD CAN SJO (Parque, ventas y chatarrización)

Tabla A3.2.v- Birrodados (Parque, ventas y chatarrización)

Tabla A3.3. IRE2043 para cada escenario por categoría

Tabla A3.4. VE equivalentes 2043 (unidades)

Tabla A3.5. Demanda (MWh/d) transporte particular VE equivalentes

Tabla A3.6. Demanda (MWh/d) total modelada en SimSEE

Tabla A3.7. Demanda (MWh/d) obtenida en LEAP año 2043

Tabla A3.8. CMg promedio horarios obtenidos en las semanas de Enero, Julio y Octubre en SimSEE para los escenarios AE0, AE1, AE2, AE3

Tabla A3.9. CMg máx. Enero, Julio y Octubre de los escenarios AE0, AE1, AE2, AE3

Tabla A3.10. Inyección V2G % de energía de pico para los escenarios AE0, AE1, AE2, AE3

Tabla A3.11. Ahorro acumulado en la vida útil

Tabla A3.12. Precio *Spot* 2024 ADME; Frecuencia, Probabilidad y valor ponderado

Tabla A3.13. Beneficio económico (USD/a) por recambio

Unidades

a	año
bep	barriles equivalentes de petróleo
Gg	gigagramo
h	hora
W	Watt
kW	kilowatt
MW	megawatt
GW	gigawatt
kWh	kilowatt hora
MWh	megawatt hora
GWh	gigawatt hora
km	kilómetro
l	litro
m ³	metro cúbico
J	Joule
MJ	megajoule
GJ	gigajoule
tep	tonelada equivalente de petróleo
ktep	kilotonelada equivalente de petróleo
tonCO ₂ eq.	tonelada de CO ₂ equivalente
USD	Dólares
UYU	Pesos Uruguayos

INTRODUCCION, OBJETIVO E HIPOTESIS

1.1 Introducción

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency, IEA) en su reporte de 2021, *Estadísticas energéticas mundiales clave de la IEA*³, a nivel mundial el petróleo y sus derivados representan la principal fuente del consumo final de energía, con una participación del 40,4%.

Del consumo final de petróleo, el sector de transporte explica el 65,3% de la demanda, de los cuales un 75,3% corresponde al transporte carretero, es decir que el 49,2% del consumo de petróleo a nivel mundial se debe a este subsector.

El hecho de ser el principal demandante de recursos fósiles a nivel mundial, hace que los esfuerzos por la descarbonización del transporte sean parte de los Objetivos de Desarrollo Sustentables (ODS) planteados por las Naciones Unidas en el marco de la Agenda 2030, buscando reducir la dependencia del petróleo y generar condiciones más sustentables para el medio ambiente.

Los compromisos establecidos para el cumplimiento de los ODS por parte de diferentes países, han determinado cambios estratégicos en sus políticas, fomentando el uso de nuevas fuentes energéticas, nuevos modos de transporte y tecnologías más eficientes, así como aplicando incentivos fiscales para transformar la demanda del sector.

Existen casos con diferente grado de avance a nivel mundial en la incorporación y en el uso de fuentes alternativas para transformar la demanda del sector, evidenciándose en los últimos años importantes adelantos que colocan a las nuevas tecnologías como una cuña para esta transformación debido a su gran potencial y velocidad de desarrollo.

En 2024, las ventas globales de vehículos eléctricos (VE), superaron 17 millones⁴ a nivel mundial, siendo en su mayoría de origen chino.

³ Ref. (2): Key World Energy Statistics 2021. (2021). [IEA, París, Francia].

⁴ Ref. (3): Global EV Outlook 2025. (2025). [IEA, París, Francia].

China, lidera la producción global de VE lo cual se manifiesta en gran medida en la creciente competitividad de precios, siendo el primer y único país a la fecha que ha alcanzado a disminuir el precio de los VE por debajo del precio de los vehículos con motores de combustión⁵.

En 2024, uno de cada cinco vehículos vendidos en todo el mundo, fue VE. Para 2025 se espera que las ventas de VE representen una cuarta parte de las ventas totales de automóviles⁶.

1.1.1 Movilidad eléctrica en el contexto mundial

La importancia del transporte como sector económico, debido a su incidencia en la competitividad de diferentes sectores, cadenas de producción y servicios de la actividad económica, por un lado; y por el otro, el gran peso relativo en la matriz de demanda energética siendo el principal demandante de recursos fósiles a nivel mundial y las consecuentes emisiones que genera; hace que sea uno de los principales desafíos de las políticas públicas de los países pioneros en reducción de emisiones.

De acuerdo al análisis del artículo de Boston Consulting Group (BCG) 2021⁷, las ventas de vehículos eléctricos (VE) representaron el 2% y el 3% de las ventas totales anuales del mercado global en 2019 y 2020 respectivamente. A pesar de la crisis de Covid-19, registraron que la participación en las ventas de los VE en el mercado de vehículos ligeros aumentó, por ejemplo: 9% en la Unión Europea (UE) y 5% en China en 2020, y prevén que esta tendencia continúe en aumento.

Explican, que el crecimiento se debe fundamentalmente a la caída de los precios de las baterías de ion-litio⁸, además de los sólidos incentivos regulatorios existentes como lo es el *Pacto Verde Europeo* que estableció una meta de emisiones automotrices netas cero para 2050 con el objetivo de cumplir con el *Acuerdo de París*. En este marco, varios países han anunciado que eliminarán progresivamente los vehículos con motor de combustión interna (MCI) para 2035, como es el caso de Japón, que si bien lleva la delantera con la tasa de penetración más alta del mundo en vehículos híbridos, 21% de su mercado de automóviles nuevos, se propone prohibir los vehículos de combustión puros para el 2035.

Otro aspecto, que explica el crecimiento de las ventas de VE en el mercado global, es la fuerte inversión que se está realizando por parte de los distintos países, en infraestructura de carga, mejora

⁵ Ref. (3): Global EV Outlook 2025. (2025). [IEA, Paris, Francia].

⁶ Ref. (3): Global EV Outlook 2025. (2025). [IEA, Paris, Francia].

⁷ Ref. (4): Arora, A., Dreyer, E., Niese, N., Waas, A. & Xie, A. (2021). Why Electric Cars Can't Come Fast Enough? BCG.

⁸ Representan entre el 20% y el 30% del coste total del VE.

de redes para el abastecimiento y en la cadena de suministro, lo que ha incentivado a los fabricantes líderes⁹ a comprometerse con la eliminación de las líneas de producción de los MCI y al desarrollo de nuevos modelos de VE.

Otra publicación de BCG 2022¹⁰, señala que los VE representaron el 6% de las ventas totales anuales del mercado global y el 20% de la producción de vehículos ligeros en 2021.

Plantea que además, de los factores analizados en el artículo anterior, la caída del Costo Total de Propiedad (CTP)¹¹ ha impulsado la creciente demanda de los consumidores. A la fecha para un automóvil mediano se equiparó, en China y en varios países europeos, el CTP de cinco años de un VE con el de un MCI. Factores como la caída de precios de las baterías entre el 30% y el 40% así como el incremento de economías de escalas debido a la mayor producción de VE a mediano plazo hacen tender a la paridad de precios de compra con los automóviles a combustión.

Por su parte, los fabricantes de automóviles están creando nuevos modelos de negocio que presentan a los VE como dispositivos de almacenamiento de energía sobre ruedas la cual puede ser vendida a la red eléctrica o utilizada para el autoconsumo del hogar (vehicle-to-grid o V2G por sus siglas en inglés), servicio tradicionalmente atendido por empresas de servicios públicos y que amplía las prestaciones de la nueva tecnología buscando nuevos nichos de mercado.

Respecto a los incentivos regulatorios y a los anuncios emitidos por varios países, en este estudio se señala que para alcanzar la prohibición de la venta de automóviles nuevos de combustibles fósiles a partir de 2035, la prohibición debería ser legalmente vinculante dentro de los próximos 2 años. Recientemente, el Parlamento Europeo el 14 de febrero de 2023 ha ratificado¹² la prohibición para la venta de MCI a partir del 2035.

Otro análisis a destacar, que aborda, es sobre los obstáculos o limitantes del desarrollo de la tecnología, por ejemplo: menciona la escasez o el aumento de costos de materias primas para producir las baterías de VE (ej. Li, Ni en el contexto de la guerra), las dificultades que implicaría un lento desarrollo de la infraestructura de carga, así como los inconvenientes de que la infraestructura de distribución de energía existente no sea suficientes para atender la creciente demanda.

⁹ Original Equipment Manufacturers (OEMs).

¹⁰ Ref. (5): Arora, A., Dreyer, E., Gökbulut, A., Niese, N. & Xie, A. (2022). Electric Cars Are Finding Their Next Gear. BCG.

¹¹ El cálculo del CTP tiene en cuenta el precio de compra, los costos de mantenimiento, las millas recorridas y los costos de combustible o electricidad.

¹² con 340 votos a favor 279 en contra con 21 abstenciones.

El reporte de la IEA 2021¹³ *Políticas para promover el despliegue de vehículos eléctricos* realiza un compendio de las políticas adoptadas y promovidas durante la década del 2010 por diferentes países que a la fecha han impulsado la adopción de los VE y demostraron un progreso significativo, entre ellas destacan:

- i) los incentivos fiscales como lo son los subsidios a la compra, la devolución de impuestos en la compra y la matriculación de VE (ej. Noruega, desde 1990 los VE exoneran impuesto de matriculación y desde 2001 del impuesto al valor agregado);
- ii) el fortalecimiento de los estándares de emisiones de CO₂ del tubo de escape (ej. UE con la regulación de emisiones de CO₂ para automóviles y furgonetas, la ordenanza de Vehículos de Nueva Energía de China o el mandato de Vehículos de Cero Emisiones de California);
- iii) el apoyo y fomento para la infraestructura de carga de los VE pública y accesible (ej. el Acuerdo Verde de la UE fijó para 2025 el objetivo de 1 millón de cargadores de acceso público instalados);
- iv) fomento por parte de ciudades al VE como zonas de acceso o circulación preferencial, tarifas de circulación diferenciales, etc. (ej. Oslo y varias ciudades de China);
- v) programas de “efectivo por chatarra” (como es el caso de Francia), entre otros.

El reporte menciona que la directriz para la década 2020 debe ser continuar implementando y endureciendo, así como ampliando, los instrumentos regulatorios.

A corto plazo, los esfuerzos deberán centrarse en impuestos diferenciados entre vehículos y combustibles en función de su desempeño ambiental y eliminar gradualmente los subsidios a la compra de los VE.

Para las economías emergentes, identifican como un impulso fundamental la pronta electrificación de los vehículos de dos y tres ruedas para descarbonizar el transporte al igual que lo ha venido haciendo China prohibiendo los MCI de dos o tres ruedas con éxito en varias ciudades.

¹³ Ref. (6): Global EV Outlook 2021. (2021). [IEA, Paris, Francia].

“Hasta la fecha, más de 20 países han anunciado la eliminación total de las ventas de automóviles con motor de combustión interna (MCI) en los próximos 10 a 30 años, incluidas economías emergentes como Cabo Verde, Costa Rica y Sri Lanka. Además, más de 120 países (que representan alrededor del 85% de la flota mundial de vehículos de carretera, sin incluir los vehículos de dos y tres ruedas) han anunciado promesas de cero emisiones netas en toda la economía que apuntan a alcanzar el cero neto en las próximas décadas.”

Mientras que a largo plazo, el reporte menciona que se deberá trabajar en la integración de los VE en los sistemas de energía, la descarbonización de la generación de la electricidad, la accesibilidad de infraestructura de carga y en la disponibilidad de baterías sostenibles para aprovechar el potencial de los VE en la contribución a la reducción de emisiones de CO₂ del transporte carretero.

En cuanto a la regulación de baterías y sus desechos, resaltan que las legislaciones actuales tienen por delante un gran desafío de actualización y rediseño para abarcar a las baterías de iones de litio para VE contemplando: el abastecimiento de las materias primas, la calidad del producto y su trazabilidad desde el origen a la disposición final. Por ejemplo, en 2018 China estableció medidas para impulsar la estandarización del diseño, la producción y verificación de baterías, así como su recolección y reciclaje. Por su parte Japón profundiza en las baterías de alto rendimiento¹⁴ con el objetivo de reducir su costo y lograr cero emisiones netas de un vehículo durante todo su ciclo de vida para 2050, experimentando cómo reutilizar los materiales de baterías usadas y reducir desperdicios. Mientras la UE fija la obligatoriedad de la recolección y el reciclaje de baterías de VE. A partir de 2024, exigirá una declaración de huella de carbono para las baterías vendidas en Europa y un etiquetado o "pasaporte digital" que permita la trazabilidad a lo largo de su ciclo de vida.

En otro orden y con mirada a largo plazo, el reporte resalta la importancia de políticas que promuevan acciones sobre modos de transporte como: utilitarios, camiones de mediano y gran porte y autobuses, debido al impacto que tienen sobre el uso de la energía y las emisiones de CO₂¹⁵ a nivel mundial y su crecimiento permanente asociado al comercio y los servicios. Sobre los incentivos para los camiones y autobuses eléctricos, menciona que se podrán replicar las políticas que se implementaron en automóviles de pasajeros en las décadas del 2010 con subvenciones a la compra y apoyo directo al despliegue de infraestructuras de carga, así como estándares efectivos de emisiones contaminantes e incluir licitaciones o programas de contrataciones públicas competitivas y ecológicas. Por ejemplo China, con sus acciones en esta última década lidera el cambio en vehículos

¹⁴ Como las de estado sólido.

¹⁵ Siendo el 5% del total del transporte carretero, los vehículos pesados generan casi el 30% de las emisiones de CO₂.

pesados de cero emisiones con subsidios directos en autobuses públicos y flota de camiones municipales. Japón, en cambio, apuesta al Hidrogeno, con su *Estrategia Básica de Hidrógeno de 2017* y se plantea para 2030 alcanzar 1.200 autobuses de celda de combustible en funcionamiento. En la UE algunos países promueven los vehículos pesados eléctricos con subsidios a la compra desde 2017, otros, por ejemplo Países Bajos implementarán zonas de cero emisiones para 2025 y junto con Noruega se plantean objetivos para electrificar buses y camiones. Suiza, utiliza un impuesto de circulación para camiones a gasoil fomentando los combustibles alternativos, como los de celda de combustible.

“Los instrumentos regulatorios deben continuar alentando la inversión en tecnología sostenible y de bajas emisiones (considerando el ciclo de vida completo de un producto), multiplicadores de alto empleo, incluida la infraestructura de transporte no motorizado y la fabricación de baterías.”

China a partir de 2020 está impulsando nuevas políticas focalizadas en la infraestructura de carga y reutilización y reciclaje de baterías. Ha puesto en marcha el Plan de la industria del *Automóvil de Nueva Energía*, que propone que el 20% de las ventas del 2025 sean de vehículos de cero emisiones, en el contexto de su objetivo planteado de lograr la neutralidad de carbono para toda la economía de China antes de 2060. Japón, en 2020, se ha planteado también alcanzar la neutralidad de carbono para 2050, y para 2035 el objetivo de lograr la electrificación de todos los automóviles nuevos de pasajeros, generando medidas que apunten a una mayor electrificación, fomentando el uso de celdas de combustibles y baterías de alto rendimiento, a través de subvenciones a proyectos de investigación, desarrollo y demostración (I+D+D), además de incentivos fiscales para la inversión, rediseño de normas sobre el reabastecimiento de hidrógeno y la infraestructura de carga de VE. La UE está adaptando sus estándares de rendimiento de emisiones de CO₂ para automóviles y furgonetas; la Directiva de Infraestructura de Combustibles Alternativos (establece como objetivo para la década del 2020 la instalación de un cargador de acceso público por cada 10 VE) y la de Eficiencia Energética de los Edificios (que incluye infraestructura de carga); actualizando la Directiva de baterías 2006 y el estándar de emisiones contaminantes EURO.

Uno de los casos de éxito es el de Noruega, con el planteo temprano de la prohibición de venta de MCI a partir del año 2025. A pesar de ser un país con reservas de petróleo, Noruega ofreció grandes incentivos para los compradores que opten por VE. Por ejemplo, beneficios por exenciones de los impuestos asociados al VE, estacionamientos y peajes, adopción de carriles exclusivos entre otras medidas. Con un parque automotor de más de 2,5 millones de vehículos y una tasa anual aproximada del 10% de ventas, en 2017 más del 50% de las ventas anuales de vehículos fueron de

vehículos híbridos y eléctricos.¹⁶ La reducción de emisiones obtenida fue considerable, con valores de hasta 14,5% de disminución en NO₂.¹⁷

Ya en 2015 el estudio *Overcoming Barriers to the Deployment of Plug-in Electric Vehicles*¹⁸ afirmaba que, en los países en los que mayormente ha penetrado el VE, existen políticas de incentivos fiscales. Proyectaba que, con el tiempo y el aumento de escala de producción, los costes de los vehículos se reducirían paulatinamente, y que hasta entonces una combinación de incentivos y políticas serían la clave para acelerar el desarrollo temprano del mercado.

Por otra parte, en 2016 el estudio, *Principles for effective electric vehicle incentive design*¹⁹, investigaba el diseño de incentivos fiscales efectivos para VE, identificando los programas de los principales mercados que fueron los pioneros de las ventas globales de VE en 2014 y concluía que; *“las mejores prácticas emergentes son el uso de incentivos para promover el desarrollo temprano del mercado de VE”*.

1.1.2 Contexto nacional: Matriz Energética (generación), Sector Transporte (demanda)

El Uruguay ha adoptado, de entre varias opciones, un modelo que apunta a la diversificación de la matriz energética, concomitantemente con el desarrollo de las energías renovables no convencionales (EERRNC). De acuerdo a lo establecido en las Directrices Estratégicas de su Política Energética 2005-2030²⁰.

Como resultado de la aplicación de este modelo, se espera: un aumento en la seguridad del suministro que permita cumplir con el abastecimiento de la demanda energética; ganar en soberanía (estimulando la disponibilidad para el uso de energéticos locales y disminuyendo los importados); un uso más eficiente de los recursos tanto a nivel de consumo como de producción; una reducción en los costos de los energéticos y una disminución de los impactos medioambientales.

A la fecha se ha alcanzado y consolidado la meta de crecimiento y diversificación de la matriz con la incorporación de EERRNC de origen local, logrando transformar la matriz de generación eléctrica con

¹⁶ Ref. (7): Caballero, A. (2018, 13 de noviembre). Noruega, hacia un modelo de movilidad 100% eléctrica. El Mundo. <http://www.planetainteligente.elmundo.es/energias-renovables/noruega-hacia-un-modelo-de-movilidad-100-electrica>.

¹⁷ Ref. (8): Mohorte, A. (2019, 31 de octubre). Noruega se ha pasado al coche eléctrico. Y en sus ciudades se respira un aire más limpio que nunca. <https://magnet.xataka.com/en-diez-minutos/noruega-se-ha-pasado-al-coche-electrico-sus-ciudades-se-respira-aire-limpio-que-nunca>.

¹⁸ Ref. (9): *Overcoming Barriers to the Deployment of Plug-in Electric Vehicles*. (2015). [National Research Council].

¹⁹ Ref. (10): Lutsey, N., Searle, S., Slowik, P., & Yang, Z. (2016). *Principles for effective electric vehicle incentive design*. ICCT.

²⁰ Ref. (11): Política Energética 2005-2030. (2008). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay]. Importa destacar que esta propuesta, ha sido uno de los ejes de acuerdo de la Multipartidaria, y constituye por lo tanto una Política de Estado.

hasta un 92%²¹ de componente renovable y la consecuente descarbonización de la misma. Sin embargo, aún resta un fuerte trabajo para el cambio estructural de la Matriz de la Demanda, buscando que la misma sea más eficiente, accesible a todos los sectores y sustentable para el país.

Alineado con la Política Energética y su horizonte 2030, el Uruguay en 2015 se comprometió a enfocar sus políticas públicas para alcanzar al 2030 el cumplimiento de los ODS aprobados por la Organización de las Naciones Unidas en 2015, en particular el ODS7²² con el cual se propone garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

De acuerdo con las directrices estratégicas de la Política Energética 2005-2030, el Uruguay ha impulsado el modelo de diversificación de la matriz energética, apostando al desarrollo de las EERRNC. Tomando como referencia el año 2005, la Matriz de Abastecimiento de energía del país tuvo un crecimiento importante en valores absolutos y un cambio estructural sostenido. En el período 2005-2023 se observó un crecimiento neto del 107%, desde los 2.958 ktep que se contaban en nuestra Matriz Primaria de Abastecimiento en 2005, al valor de 6.126 ktep en 2023.

Fruto de la aplicación de este modelo de diversificación, el 58% (3.567 ktep) de la nueva Matriz Primaria de Abastecimiento 2023 se compuso de fuentes renovables de origen local (biomasa y residuos de biomasa, electricidad de origen hidráulico, eólico y solar fotovoltaica), seguido por el peso aún importante del petróleo y sus derivados en un 38,6% (2.363 ktep) y un 1% de gas natural (66 ktep).

De los 6.126 ktep de la Matriz Primaria de Abastecimiento, 1.365,9 ktep abastecieron a la demanda del Sector eléctrico, de los cuales 1167,7 ktep (19% del total de la matriz primaria de abastecimiento) corresponden a energías renovables autóctonas. Con la oferta total disponible de 1.365,9 ktep en 2023 se generaron 12.877 GWh de electricidad y se alcanzó el **92%** de la generación de electricidad con energías autóctonas renovables, mientras el 8% restante fue a partir de combustibles fósiles.

En 2023, la Matriz de Demanda energética total fue de 5.337 ktep, el petróleo y sus derivados mantuvieron una participación preponderante del 37% (1.979 ktep). Por su lado los biocombustibles participaron en un 1% (48,9 ktep), llegando en 2023 a utilizarse en mezclas con proporciones de 9,8% de bioetanol en las gasolinas automotoras y no se registró mezcla de biodiesel en el gasoil. La incorporación de biocombustibles permitió satisfacer la demanda junto con un descenso en el consumo de combustibles fósiles y la consecuente reducción de emisiones de GEI.

²¹ Ref. (12): Balance Energético Nacional 2023. (2024). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].

²² Ref. (13): Evolución del sector energético Uruguay – OCDE. (2021). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].

Analizada la Matriz de Demanda energética total por sector de consumo, el **sector transporte** alcanzó en 2023 el **26% (1.403 ktep)** de la demanda energética total y dentro del sector, el **transporte carretero** fue el responsable del **99%** de dicha demanda (1.389 ktep) que representó el **70%** de la demanda de petróleo en 2023.

A nivel nacional, en 2023 se calcularon 7.099 Gg de CO₂ equivalente generados en total por consumos energéticos, donde **el sector transporte generó el 57,6% de esas emisiones** (4.092 Gg de CO₂ equivalente).

Existe por lo tanto en el sector transporte un importante potencial de reducción de consumo de combustibles fósiles, con la consecuente mejora global en la matriz de abastecimiento del país, promoviendo tecnologías más eficientes y amigables con el medio ambiente que reduzcan o sustituyan esa fuerte dependencia e incorporen nuevos energéticos en base a renovables.

La tendencia creciente del parque vehicular; los avances tecnológicos actuales para los VE con baterías de litio que conforme van mejorando su rendimiento y la capacidad específica de almacenamiento brindan una mejora en la autonomía y costos, haciéndolos más competitivos frente a los tradicionales MCI y más atractivos para los ciudadanos; así como los esfuerzos realizados en la descarbonización de la matriz de generación eléctrica, permiten pensar en la movilidad eléctrica como una realidad a proyectar para lograr mayor soberanía energética y una disminución de los impactos medioambientales.

1.1.3 Sinergias: movilidad eléctrica y su complementariedad con las fuentes renovables no convencionales.

En base a los datos del BEN 2023, se observa una tendencia creciente de la demanda de energía eléctrica en el periodo 2010-2023 con una tasa promedio cercana al 2,5% anual²³. Los valores totales de energía eléctrica consumida para cada año se muestran en la Figura 1.1.

²³ Este valor permite establecer las dependencias con drivers como el PBI en los escenarios a proyectar.

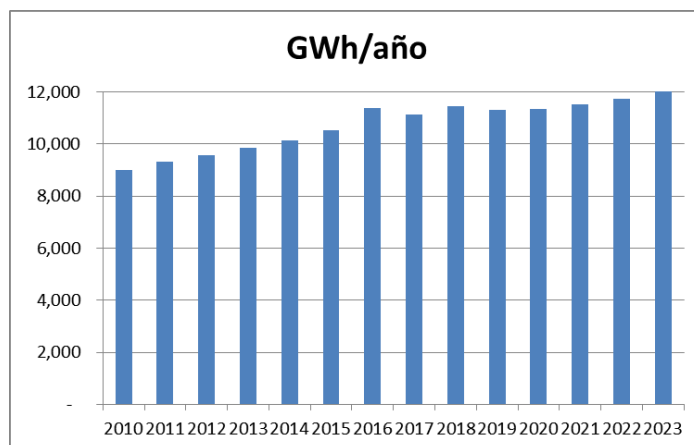


Fig.1.1. Demanda (GWh/a)

Fuente: elaboración propia con datos del BEN 2023

De acuerdo al último informe anual, publicado en 2024, por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME)²⁴, la demanda energética del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en 2023 fue de 11.472 GWh²⁵, el registro de Potencia Máxima fue de 2.213 MW (14/03/2023) y el de Potencia Mínima de 760 MW (18/11/2023). Los aportes hidrológicos anuales, fueron los más bajos registrados en las últimas dos décadas por los efectos de la sequía (cubrieron el 28,4% del total de la generación); y el Uruguay dejó de ser un país netamente exportador de energía, como lo venía siendo, de manera continua desde el año 2013, registrándose 1.398 GWh de energía total importada en 2023 desde Brasil y Argentina. En 2023, comenzó a operar la planta de celulosa UPM II, de 310 MW de potencia instalada, contribuyendo al aumento de un 9.4 % del total de la generación de energía eléctrica en el país, a partir de fuente biomasa.

En 2023²⁶, el país alcanzó una potencia instalada para generación eléctrica de 5.263 MW, compuesta por el 29% de generadores hidráulicos, 29% de generadores eólicos, 22% de centrales térmicas de combustibles fósiles, 14% de centrales térmicas de biomasa y 6% de generadores solares, con la que se generaron 12.877 GWh de electricidad anual.

Desde 2008 se ha incorporado y desarrollado la generación eólica, como parte de la generación eléctrica, alcanzando los 4.764,8 GWh de electricidad para 2023 (37% del total generado) y en menor medida le ha seguido la generación solar fotovoltaica con un aporte en 2023 de 492 GWh (4% de la generación).

²⁴ Ref. (14): Informe Anual 2023 ADME. (2024). [ADME, Montevideo, Uruguay].

²⁵ 0,17% superior a la del año 2022.

²⁶ Ref. (12): Balance Energético Nacional 2023. (2024). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].

El Decreto N° 59/2015²⁷ del 17 de febrero de 2015, incorpora el concepto de Restricciones Operativas (RROO) como aquellas reducciones a la generación impuestas por ADME para la operación segura del sistema. En dicho decreto el poder ejecutivo exhorta a UTE a incluir en los nuevos y anteriores contratos de compraventa, el pago por energía a los generadores de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica que se encuentren en condiciones de generar, pero que debido a una restricción operativa establecida por el Despacho Nacional de Carga no sea despachada, debiéndose esta energía pagarse al mismo precio que el establecido en los contratos de compraventa.

El registro de restricciones operativas totalizadas en base a la información solicitada a ADME en el marco de esta tesis²⁸, se presenta en la Figura 1.2. Cabe destacar que en todos los años el componente eólico representó más del 90% de la energía no despachada.

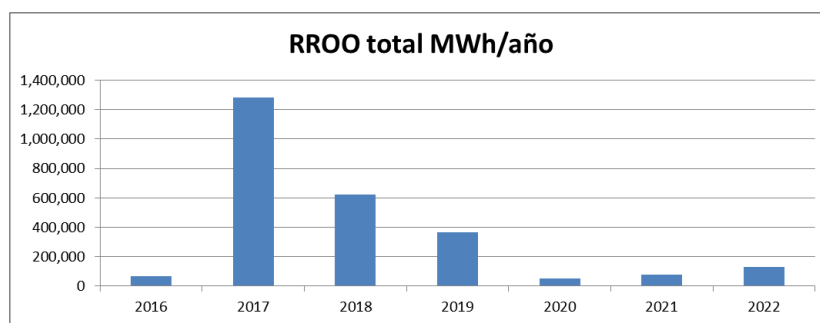


Fig.1.2. RROO (MWh/a)

Fuente: elaboración propia con datos solicitados a ADME

A continuación se presentan los valores de RROO totalizados y su proporción respecto al histórico anual de la demanda del país:

Tabla 1.1. %RROO total ambos recursos

	Demanda (MWh/año)	RROO (MWh)	% RROO
2016	11,401,163	64,520	0.57%
2017	11,117,442	1,285,349	11.56%
2018	11,455,814	619,306	5.41%
2019	11,322,093	364,435	3.22%
2020	11,346,512	48,464	0.43%
2021	11,531,395	77,781	0.67%
2022	11,750,000	129,614	1.10%
total	79,924,419	2,589,470	3.24%

Fuente: elaboración propia con datos de ADME

²⁷ Ref. (15): Decreto N° 59/2015, Regulación de los contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica, 25 de febrero de 2015, <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/59-2015>.

²⁸ Los reportes de RROO no se encuentran publicados en los informes anuales de ADME, por lo cual se realizó una solicitud explícita de dicha información a ADME, para su utilización con fines académicos en el marco de la tesis.

Las características de generación a partir de la eólica suelen mostrar un marcado desacoplamiento con el comportamiento de la curva de carga del sistema eléctrico, por lo que se identifica en el remanente eólico una oportunidad de aprovechamiento en futuras demandas asociadas tanto a estrategias de acumulación distribuidas como a la incipiente demanda de la movilidad eléctrica.

Es por ello que resulta interesante estudiar si existe complementariedad entre estas nuevas tecnologías con la generación eléctrica en base a la eólica. Para ello será necesario abordar el estudio prospectivo y determinar cómo responde la curva de carga del sistema eléctrico ante nuevas modalidades de demanda que utilicen la energía disponible y de esa manera determinar la posible complementariedad con los VE o sus limitantes. Contribuyendo como antecedente para perfeccionar el análisis a largo plazo de otros escenarios energéticos e hipótesis posibles, a la par de recabar información relevante para el diseño de planes y políticas específicos para la promoción de la movilidad eléctrica.

1.2 Objetivo

Alineado con el objetivo general de la política energética, de satisfacer los requerimientos energéticos del Uruguay en un contexto de promoción de la diversificación de la matriz energética de abastecimiento y fomento de las EERRNC, este trabajo se desarrolla con el objetivo de analizar los posibles impactos sobre el sector energético de una estrategia que impulse fuertemente la movilidad eléctrica en el transporte carretero. En particular, se estudian las consecuencias sobre el modelo de negocio de distribución y comercialización de energéticos, se determina el impacto en el sector de hidrocarburos y cuantifican los aspectos medioambientales involucrados.

1.3 Hipótesis

La hipótesis de este trabajo propone que existe un mayor interés de los consumidores finales de energía por la incorporación de tecnologías más rentables y eficientes; esto a su vez, acompañado de una mayor concientización medioambiental que refuerza y complementa estas decisiones por parte de los consumidores de incorporar tecnologías alimentadas eléctricamente en el sector transporte.

El Estado y sus empresas públicas serían solidarios con las inquietudes de los consumidores finales y buscarían los mecanismos para redireccionar otros energéticos, favoreciendo así los beneficios económicos e inquietudes ecológicas de los ciudadanos, teniendo en cuenta a su vez que estas decisiones no perjudiquen a las poblaciones más vulnerables.

En este contexto, se asume que los planes que promueven el acceso a tecnologías más limpias y eficientes han tenido una aceptación importante por parte de los consumidores.

METODOLOGIA

2.1 Metodología

En los análisis prospectivos, la construcción de escenarios alternativos constituye la principal herramienta técnica para la exploración de futuros plausibles, siendo una metodología insustituible para orientar las decisiones estratégicas.

Mediante el uso de la herramienta de software LEAP²⁹ y su sistema de planificación de alternativas energéticas de largo plazo, se modelaron distintos escenarios de política de movilidad eléctrica y la consecuente influencia en la demanda energética para el sector transporte.

En cada uno de dichos escenarios se utilizaron diferentes tasas de incorporación y sustitución por tecnologías eficientes, para determinar cómo estos cambios repercuten en la matriz de consumo final de energía.

A partir de diferentes drivers o variables explicativas; como ser las variables económicas de base y otras variables exógenas³⁰, junto con variables dependientes; como los km recorridos y los rendimientos, se proyectó la demanda energética en cada caso.

En este estudio se trabajó sobre el modo carretero y se consideraron las categorías: i) Automóviles; ii) Camionetas; iii) Taxi, Uber y Remís; iv) Birrodados y v) Ómnibus correspondientes a las flotas de Montevideo, y las del área metropolitana de Canelones y San José (denominada Ómnibus MVD CAN SJO). A continuación se presenta el detalle de las tecnologías y tipos de vehículos considerados en cada una de ellas.

Características de las Categorías consideradas:

Dentro del modo carretero se definieron cinco grandes categorías: Automóviles; Camionetas; Taxi, Uber y Remís; Birrodados; Ómnibus MVD CAN SJO, las cuales comprenden distintas tecnologías, tipos de vehículos y asimilan otras categorías equivalentes siguiendo los criterios establecidos en base a las series publicadas por Planificación y Balance de la Dirección Nacional de Energía (DNE).

²⁹ Plataforma de Análisis de Bajas Emisiones, LEAP, por sus siglas en inglés, desarrollada en el *Stockholm Environment Institute* (SEI).

³⁰ Variables explicativas, independientes o exógenas utilizadas: PBI, población.

En la siguiente tabla se presentan las categorías y se detallan los tipos de vehículos y las tecnologías consideradas dentro de cada una de ellas para contemplar la totalidad del parque.

Tabla 2.1. Características de las Categorías consideradas

Categorías	Tipos de vehículos y tecnologías		
Automóviles	Automóviles: Sedán, Hatch, Convertible, Coupé, etc.		
Camionetas	Pick Up	Utilitarios: Camionetas tipo furgón, Ambulancias, Minibuses, etc.	SUV, Crossover y Rural
Taxi, Uber y Remís	Taxi	Uber: Incluye vehículos de aplicaciones	Remís
Birrodados	Birrodados: Motos, Motocicletas, Motonetas.	Triciclos	Cuatriciclos: Incluye Buguys y Citiycars
Ómnibus MVD CAN SJO	Ómnibus Montevideo	Ómnibus Metropolitano Canelones	Ómnibus Metropolitano San José

Fuente: elaboración propia

Dentro de cada categoría, se discriminó a su vez en existencias de VE y de MCI, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Para VE solamente se consideraron los eléctricos puros, los vehículos híbridos no se incluyeron en este tipo de tecnología.
- Todos los tipos de híbridos (enchufables y no enchufables) se consideraron dentro de los MCI por estar asociados al consumo de combustibles fósiles.
- Dentro de los MCI se dividió entre vehículos con motores a gasoil y a gasolina.
- No se consideró la existencia de otras tecnologías como las de GLP o las de H₂ (o celda de combustible).

En la Figura 2.1 se muestra, a modo de ejemplo, la estructura del árbol de demanda en el programa LEAP y la apertura de cada categoría de acuerdo a las existencias de VE y de MCI.

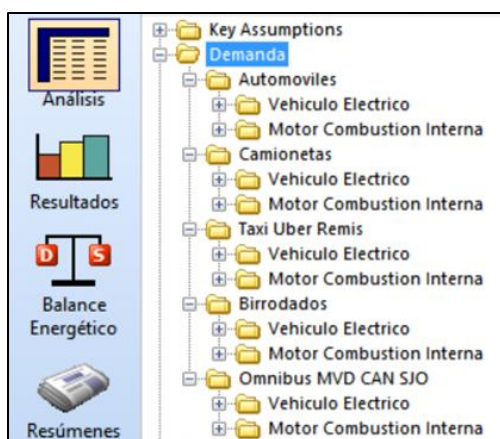


Fig.2.1. Estructura de la demanda de transporte carretero por modo en LEAP

Fuente: elaboración propia

Cabe aclarar que no se modelaron las categorías relacionadas a transporte de carga, otros ómnibus interdepartamentales, flotas cautivas como por ejemplo Camiones de UPM contabilizados en el BEN, ni se consideraron otros modos de transporte como el aéreo, fluvial y ferroviario, dado que no se plantearon cambios estratégicos para ninguno de esos casos en los escenarios proyectados y por lo tanto no aportarían en el análisis comparativo de las alternativas prospectadas. Por lo que se definió dejarlas fuera de los objetivos de este trabajo.

La prospección de los escenarios se realizó entre los años 2023 a 2043, y se planteó mantener las mismas directrices y lineamientos de la segunda etapa de la Política Energética (2015-2030).

A partir de los datos disponibles del parque vehicular de Uruguay³¹, se construyó el Año Base y se fijó como año de referencia el 2023. Se dimensionó el parque vehicular por categoría y por energético (gasolina, gasoil y energía eléctrica), se definieron las variables dependientes: eficiencias y rendimientos por tipo de tecnología así como los km recorridos ajustando el balance con los consumos reportados por combustible, se determinó la dependencia con las variables explicativas socioeconómicas, como el PBI y la población, así como también se asignaron los efectos medioambientales asociados al consumo de los combustibles fósiles.

Con las variables explicativas se ajustaron y definieron las tasas anuales de incorporación y de chatarrización, con lo que se determinó el crecimiento global del parque considerando también la antigüedad característica o tiempo de recambio usual de los vehículos en el país.

³¹ Ref. (16): Encuesta de usos, consumos y rendimientos del Sector Transporte. (2014). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay]. Ref. (17): Parque vehicular 2017-2024. (2025). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay]. Se tomaron como referencia los valores de la encuesta, Ref. (16), y se actualizaron, al año base, con datos del informe, Ref. (17).

Para la construcción del escenario tendencial (denominado AE0) se asumió que en el periodo analizado 2023-2043 las hipótesis del escenario tendencial de eficiencia del Plan de Eficiencia Energética Nacional llegan a cumplirse. Para este escenario AE0, se definió la participación porcentual en las ventas anuales por categoría y por tecnología, estableciendo de esta manera las tasas de incorporación y sustitución por tecnologías eficientes.

Luego se diseñó otros tres escenarios energéticos alternativos o de política de movilidad eléctrica (AE1 de mínima, AE2 intermedio y AE3 de máxima), manteniendo las proyecciones socioeconómicas del escenario tendencial (es decir manteniendo las características de crecimiento global del parque en cantidad de vehículos), pero diferenciándose de éste en que se establece de manera bien marcada para cada uno de ellos, distintos grados de incorporación de la movilidad eléctrica.

A partir de las características establecidas de cada escenario se modeló en LEAP a los efectos de visualizar el impacto sobre la demanda de energía eléctrica y la de hidrocarburos, así como cuantificar las emisiones de GEI asociadas, para lo cual se utilizó la base disponible en el programa LEAP vinculada a los datos del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC).

Posteriormente se simuló en el programa SimSEE³² la demanda asociada a la movilidad eléctrica obtenida de los resultados de LEAP; para determinar los efectos sobre la curva de carga del sistema eléctrico de la demanda proyectada del escenario tendencial y la de los tres escenarios de política y analizar sus impactos.

Para el modelado realizado en SimSEE, se consideró una misma **modalidad de carga** para cada categoría en todos sus escenarios, es decir que independientemente de la cantidad de VE que se incorporen para los cuatro escenarios, el comportamiento individual (modalidad de carga por vehículo) se mantuvo dentro de cada categoría. Esto implica que los requerimientos energéticos de cada parque o categoría sobre el sistema se comportan de manera lineal con el crecimiento de los VE de cada categoría en cada escenario, afectando al sistema eléctrico y a su curva de carga diaria en las mismas horas pero a distintas potencias.

En el diseño de la **modalidad de carga** se tuvo en cuenta la demanda energética para cubrir los km recorridos diarios y el rendimiento de cada tecnología (es decir la Energía Útil necesaria para cubrir los requerimientos de movilidad) así como también se consideró la capacidad de almacenamiento en baterías asociada a cada categoría a partir de la cual se definió el **remanente de**

³² SimSEE es una plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica.

carga, fijando los ciclos o frecuencia de carga diaria y con ello el potencial de inyección a la red para el análisis de V2G.

Para simplificar la simulación en SimSEE, se consolidó³³ la modalidad de carga de las categorías Automóviles, Camionetas y Birrodados realizando el balance en Energía Útil requerida para la movilidad, para luego establecer la demanda energética del **vehículo eléctrico equivalente**. Un análisis similar de consolidación se realizó para asignar el **remanente de carga** de acuerdo a la capacidad de las baterías y a los ciclos o la frecuencia de carga por categoría, con lo que se determinó la potencialidad de inyección a la red y se modeló dicho efecto de acuerdo al momento de conexión establecido. Una descripción más detallada del diseño de la modalidad de carga para cada categoría y los remanentes asociados se presenta más adelante en el ítem 2.2.3 de este trabajo.

A partir de las premisas anteriores y del análisis de la curva de Demanda característica del sistema y las fuentes de abastecimiento disponibles, se modeló en SimSEE cuatro escenarios de Demanda de Movilidad eléctrica y se analizó la previsible sinergia entre la movilidad eléctrica y su complementariedad con las fuentes de EERRNC considerando el potencial aprovechamiento de las Restricciones Operativas del sistema (RROO³⁴) tomando como referencia los datos históricos suministrados por ADME en el marco de esta tesis y evaluando la posibilidad de inyección del vehículo a la red (V2G).

En el Capítulo 3 se presentan los resultados de la construcción de los cuatro escenarios y las salidas obtenidas de los programas LEAP y SimSEE.

Con los resultados obtenidos para el escenario tendencial y los tres escenarios de política de movilidad eléctrica, en el Capítulo 4, se presenta el análisis de los Aspectos Económicos de las nuevas demandas que impactan sobre las empresas públicas Ancap y UTE, por variaciones en sus ventas y en las transferencias en base a gravámenes que estas realizan a rentas generales. En dicho capítulo se presenta también un análisis comparativo de los Indicadores de Sustentabilidad, para los cuales se utilizó como referencia la metodología formulada por OLADE-GTZ/1997³⁵, la cual plantea tres indicadores para la dimensión económica, dos para la social y tres para la de recursos naturales.

³³ Esta consolidación supuso por ejemplo, que si existen dos VE: VE1 y VE2 con igual rendimiento R (kWh/km) que recorren distancias diferentes, por ejemplo $D1=2*D2$, es decir el VE1 consume ($E1=R*D1=R*2D2$) en movilidad el doble de Energía Útil que el VE2 ($E2=R*D2$), entonces el VE1 será equivalente a dos VE2, por lo que estaríamos en este caso considerando para la demanda conjunta de VE1 y VE2: *tres vehículos eléctricos equivalentes* demandando cada uno una energía equivalente (E_{eq}) igual a $E2$, para satisfacer el requerimiento de movilidad y con una única modalidad de carga.

³⁴ RROO: restricciones operativas, energía no despachada.

³⁵ Ref. (18): Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe- Enfoques para la política energética. (1997). [CEPAL/OLADE/GTZ, Quito, Ecuador].

Dichos indicadores³⁶ fueron adaptados para este trabajo enfocándolos al sector transporte carretero como se explica más adelante en la sección correspondiente al ítem 2.2.5 de este trabajo.

2.2 Esquema Metodológico

En la Figura 2.2 se presenta el esquema metodológico de este trabajo y se describe a continuación los procedimientos y detalles metodológicos considerados en cada etapa.

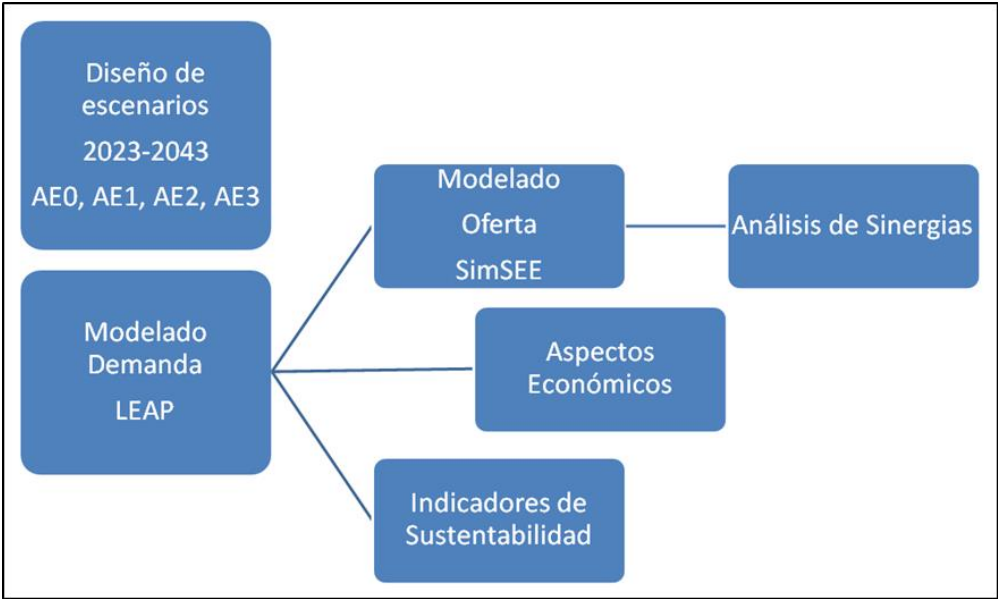


Fig.2.2. Esquema metodológico
Fuente: elaboración propia

³⁶ Ref. (19): Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe- Indicadores de Sustentabilidad 1990-1999. (2001). [CEPAL/OLADE/GTZ, Santiago de Chile, Chile].

2.2.1 Diseño de escenarios

Para la construcción de escenarios en este trabajo se tuvieron en cuenta las siguientes premisas y criterios que aplican a todos los escenarios:

Apertura sectorial

El análisis se centró en los cambios alcanzados en el sector transporte, como resultado del mayor interés de los consumidores finales de energía por la incorporación de tecnologías más rentables y eficientes, sobre el modo Carretero considerando las categorías:

- i) Automóviles
- ii) Camionetas
- iii) Taxi, Uber y Remís
- iv) Birrodados
- v) Ómnibus MVD CAN SJO

Variables explicativas (*drivers* de crecimiento global del parque)

Se consideró un crecimiento económico para todos los escenarios donde el PBI alcanzaría al 2043 una tasa de crecimiento promedio anual acumulado para todo el período de 3%³⁷. La población total y el crecimiento de la población se proyectaron según datos del INE³⁸. Se construyeron además variables compuestas de ajuste denominadas: Saturación del parque (vehículos/cápita) aplicada a categorías (i); (ii) y (iv), mientras que para las categorías (iii) y (v), se utilizó la variable de ajuste denominada, Actividad (vehículos/(PBI/cápita)). Las variables explicativas utilizadas fueron las siguientes:

- ✓ PBI, Crecimiento de PBI (% anual)
- ✓ Población, Crecimiento de Población (% anual)
- ✓ Saturación del parque por categoría para 2023 (vehículos/cápita)
- ✓ Saturación del parque por categoría para 2043 (vehículos/cápita)
- ✓ Actividad por categoría para 2023 (vehículos/(PBI/cápita))
- ✓ Actividad por categoría para 2043 (vehículos/(PBI/cápita))

³⁷ Por tratarse de un análisis a largo plazo se tomó como referencia un valor conservador, según los datos reportados en el BEN 2023 para sus series: Consumo Final Total por PIB y per Cápita.

³⁸ Ref. (20): Estimaciones y proyecciones de la población de Uruguay, 1950-2050. (2013). [INE, Montevideo, Uruguay].

En las Tablas 2.2.i; 2.2.ii y 2.2.iii, se presentan los valores asignados a las variables explicativas, dichas variables se consideran en las ramas de supuestos clave del programa LEAP (*Key Assumptions*)³⁹.

Tabla 2.2.i- Variables explicativas

Variables explicativas	Año Base 2023
PBI (miles de millones de USD)	71.25
Crecimiento de PBI (%)	3%
Población (millones)	3.56
Crecimiento de Población (%)	0.04%

Fuente: elaboración propia

En este punto es importante aclarar que los supuestos clave se utilizan para indicar variables y datos (por ejemplo, PIB, producción industrial, población, consumo, inversión, etc.) y no se tratan en ningún otro lugar en los análisis de Demanda.

Estas variables no se generan como resultados de LEAP, sino que se utilizan como variables intermedias de los modelos a prospectar y permiten verificar y ajustar, con los resultados obtenidos en base a indicadores, los valores de entrada.

Dentro de este mismo ítem. 2.2.1, más adelante, cuando se presenta el procedimiento para el Año Base, se especifica el uso de las mismas para la construcción y ajustes de cada parque global por categoría, como por ejemplo lo es el ajuste para obtener la ***tasa de recambio*** del parque por categoría.

Tabla 2.2.ii- Variables explicativas

Indicadores	Autos/cáp.	Camionetas/cáp.	Birrodado/cáp.
Saturación 2023	0.176	0.107	0.131
Saturación 2043	0.293	0.179	0.179

Fuente: elaboración propia

Tabla 2.2.iii- Variables explicativas

Indicadores	Taxi, Uber y Remis/ (PBI/cáp.)	Ómnibus MVD CAN SJO/ (PBI/cáp.)
Actividad 2023	0.37	0.12
Actividad 2043	0.40	0.11

Fuente: elaboración propia

³⁹ Rama *Key Assumptions*, es un lugar definido para almacenar y organizar las suposiciones clave en estructuras de datos jerárquicas del análisis de escenarios.

Variables dependientes (*drivers* de consumos del parque)

A partir de los datos de la Encuesta del Sector Transporte 2014 DNE-MIEM⁴⁰ se tomaron los valores de km recorridos y rendimientos relevados por categoría y por tipo de tecnología. Se ajustaron con los valores y metodología del informe Estudio de Demanda: Escenarios 2014 DNE-MIEM⁴¹. Las variables dependientes consideradas fueron las siguientes:

- ✓ Rendimientos (km/l; km/kWh)
- ✓ Consumo específico (MJ/1000km)
- ✓ km recorridos (km/día)

El detalle de las variables dependientes utilizadas en los cálculos para determinar la demanda asociada, se presenta en la Tabla 2.3 a continuación.

Tabla 2.3. Variables dependientes

Variables dependientes	Rendimiento (km/L, km/kWh)	Consumo específico (MJ/100km)	km recorridos (km/d)
Automóviles gasolina	13.00	253.92	30
Automóviles gasoil	16.00	223.63	30
Automóviles VE	6.25	57.60	30
Camionetas gasolina	11.00	300.09	50
Camionetas gasoil	12.00	298.17	50
Camionetas VE	6.25	57.60	50
Taxi Uber Remis gasolina	12.00	275.08	300
Taxi Uber Remis gasoil	14.00	255.57	300
Taxi Uber Remis VE	6.25	57.60	300
Birrodados gasolina	30.00	110.03	10
Birrodados VE	25.00	14.40	10
Ómnibus MVD CAN SJO gasoil	2.50	1,431.20	210
Ómnibus MVD CAN SJO VE	0.83	432.00	210

Fuente: elaboración propia en base a valores de la Encuesta de Usos, Consumos y Rendimientos del Sector Transporte: Ref. (16)

⁴⁰ Ref. (16): Encuesta de usos, consumos y rendimientos del Sector Transporte. (2014). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].

⁴¹ Ref. (21): Estudio de Demanda: ESCENARIOS. (2014). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].

Características para gasolina y gasoil

Otros factores asociados al consumo de combustibles considerados fueron los siguientes:

- ✓ Factor de Emisiones de GEI (CO₂eq. /l)
- ✓ PCI combustibles (kcal/l)
- ✓ Densidad combustibles (kg/l)

Los valores relativos a la capacidad calorífica y la densidad de los combustibles, así como los factores de emisión de CO₂ equivalente, se presentan en la Tabla 2.4 a continuación.

Tabla 2.4. Factor de emisión⁴², PCI y Densidad⁴³

Energético	Factor de GEI* (kgCO ₂ eq. /TJ)	PCI (kcal/L)	Densidad (kg/L)
gasolina	73,300.00	7,824.00	0.7464
gasoil	74,100.00	8,538.00	0.8318

Fuente: IPCC de 2006 y BEN 2023

Año Base

Se definió como Año Base el 2023, tomando de referencia los valores de la matriz de abastecimiento y de demanda sectorial del Balance Energético Nacional (BEN) 2023.

Para el parque vehicular, se tomó como referencia los valores de la Encuesta del Sector Transporte 2014 DNE-MIEM y se actualizaron al 2023 con el informe del Parque automotor: serie 2017-2024 DNE- MIEM. De acuerdo a la edad del parque, tiempo de recambio de las flotas y a los reportes anuales de ventas, se definió la tasa de incorporación de nuevos vehículos y la tasa de chatarrización para cada categoría, obteniendo de esta manera el crecimiento anual del parque vehicular por categoría y por tipo de tecnología.

Las características definidas en el Año Base para cada categoría fueron las siguientes:

- ✓ Tamaño del Parque por categoría (unidades)
- ✓ Edad del parque - tiempos de vida media (años)
- ✓ Tasa de incorporación anual por categoría (%)
- ✓ Tasa de chatarrización anual por categoría (%)

⁴² Ref. (22): Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, Volumen 2: Energía, Cuadro 1.4: "Factores de emisión de CO₂ por defecto para la combustión". (2023). [IPCC, ONU]. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp>.

⁴³ Los valores de PCI y densidad, son los reportados en Ref. (12). Se utilizaron valores promedio de gasoil 10S y gasoil 50S y de gasolina premium 97 30S y gasolina super 95 30S.

A continuación en la Tabla 2.5 se presenta la matriz de datos utilizados para las entradas de LEAP respecto al parque en el Año Base y sus características de renovación, de acuerdo a la apertura sectorial definida.

Tabla 2.5. Parque Año Base 2023

Parque	Año Base 2023 (unidades)	Vida media (años)	Tasa de incorporación anual (%)	Tasa de chatarrización anual (%)
Automóviles	624,633	8	6%	3%
Camionetas	381,203	10	5%	2%
Taxi, Uber y Remís	7,460	3	33%	30%
Birrodados	464,116	5	20%	18%
Ómnibus MVD CAN SJO	2,450	10	9%	7%

Fuente: elaboración propia

Para los valores del parque vehicular en el Año Base 2023, se tomó como referencia el informe del Parque automotor: serie 2017-2024 DNE-MIEM.

Se analizaron los reportes de valores históricos anuales de ventas⁴⁴ y se encontró una marcada caída afectada por el continuo enlentecimiento económico, observando una baja más abrupta aún debido al efecto por pandemia Covid-19, con la particularidad de que no se llegan a recuperar en 2023 a los valores de ventas de antes de pandemia, por lo que para proyectar los escenarios a largo plazo se optó por no tomar como referencia los valores de las estadísticas de ventas del año 2023 ya que no eran representativas de un comportamiento normal y se definió utilizar una tasa de recambio para cada parque, que acompañara el crecimiento anual⁴⁵ del parque vehicular por categoría y por tipo de tecnología de acuerdo con las Variables explicativas y en concordancia con los tiempos de Vida media.

Se establecieron los valores de Vida media (años) para las categorías Automóviles, Camionetas y Birrodados de acuerdo al análisis de la distribución de edades del parque de la Encuesta del Sector Transporte 2014 DNE-MIEM. Para las categorías de transporte público como Taxi, Uber y Remís y Ómnibus MVD CAN SJO, los valores de Vida media (años) se establecieron a partir de los tiempos estipulados para el recambio de las flotas (tres y diez años respectivamente).

⁴⁴ Ref. (17): Parque vehicular 2017-2024. (2025). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].

⁴⁵ Valores netos entre adquisiciones y chatarrización.

Para construir una ***tasa de recambio***⁴⁶ que acompañara el crecimiento global del parque en las categorías Autos, Camionetas y Birrodados, se estableció por iteración a partir de valores de ventas y vidas medias de cada categoría la ***tasa de incorporación anual***⁴⁷ de vehículos nuevos y la ***tasa de chatarrización anual***. Los valores globales del parque para estas tres categorías se ajustaron de acuerdo a la evolución esperada del **crecimiento Poblacional** y a los valores de **Saturación** esperada en Autos, Camionetas y Birrodados respectivamente.

Como se mencionó anteriormente las variables explicativas ***se utilizan como variables intermedias de los modelos a prospectar y permiten verificar y ajustar con los resultados obtenidos en base a indicadores, los valores de entrada***. Por lo que cada uno de los parques se ajustó con las variables antes definidas. A modo de ejemplo y fijando un crecimiento del 0,04% anual de la población en el periodo 2023-2043, se muestra cómo al asignar el valor de Saturación del parque a 2043 de 0,293 automóviles por habitante; implicaría que se llegaría en 2043 a contar con un parque total de 1.128.156 automóviles particulares, mientras que si se mantiene la tasa de saturación equivalente a un vehículo por cada 5,7 personas constante, es decir una saturación de 0,176 (valor calculado para 2023) , se obtendría a 2043 un parque de 676.549 autos particulares, lo cual correspondería a asumir erróneamente que existe una dependencia solamente con las variables demográficas ignorando otras variables socioeconómicas y de cambios culturales en los comportamientos de compra de los consumidores finales que afectan el comportamiento final del parque.

Es utilizando este proceso de iteración que se alcanza, a partir de los valores de referencia de partida como el de las ventas promedio previas a Covid-19 y las vidas medias reportadas, a ajustar las ventas netas que determinan el crecimiento global del parque cuidando los resultados alcanzados en variables compuestas como la cantidad de vehículos por habitante, **Saturación**.

Por otro lado, la tasa de recambio para Taxi, Uber y Remís así como para Ómnibus MVD CAN SJO se ajustó por las Vidas medias estipuladas para las flotas y se corrigieron los valores globales de cada parque de acuerdo a la evolución de las Variables explicativas compuestas como (PBI/cáp.) para lo que se define **Actividad** como la cantidad de vehículos/(PBI/cápita), debido a que los comportamientos de estas categorías están más vinculados a cambios globales o estructurales en la economía y por otra parte, en los objetivos de este trabajo, no se plantean escenarios de políticas drásticas de fomento al transporte público en detrimento del automóvil particular.

⁴⁶ Tasa de Recambio o de crecimiento global del parque por categoría surge del resultado entre las tasas de incorporación y la de chatarrización respetivas.

⁴⁷ Tasa de incorporación anual y chatarrización anual se ajustan de forma iterativa a partir de las ventas, los tiempos de vida media, crecimiento poblacional y los valores de Saturación 2023 y 2043.

Surge a partir de este análisis, el coeficiente de crecimiento anual de ventas utilizado como entrada en LEAP. A continuación en la Tabla 2.6 se presentan los valores para las Ventas en el Año Base 2023 y los Coeficientes de crecimiento anual utilizados para los cuatro escenarios.

Tabla 2.6. Ventas Año Base 2023 y Coeficiente de crecimiento (%)

Parque	Ventas Año Base 2023 (unidades)	Coeficiente de crecimiento anual (%)
Automóviles	37,478	3%
Camionetas	19,060	3%
Taxi, Uber y Remís	2,487	3%
Birrodados	92,823	2%
Ómnibus MVD CAN SJO	221	2%

Fuente: elaboración propia

Escenario Tendencial (AE0)

Se consideró como referencia para el escenario AE0, el cumplimiento de las premisas establecidas en el escenario de eficiencia energética del Plan Nacional de Eficiencia Energética. Se proyectó al año 2043, las demandas asociadas a cada categoría y tipo de tecnología a partir de los valores de partida del Año Base 2023, las existencias del parque, las ventas anuales, las variables explicativas y las variables dependientes.

Para este escenario se consideró al 2043 una incorporación leve de VE para las categorías de Autos, Camionetas y Birrodados y se definieron incorporaciones de baja notoriedad en las categorías de transporte público como Taxi, Uber y Remís y Ómnibus MVD CAN SJO.

Premisas consideradas para el escenario AE0:

- ✓ Escenario tendencial AE0, escenario sin incentivo externo marcado para el recambio tecnológico
- ✓ cumplimiento con las condiciones establecidas en el escenario de eficiencia energética del Plan Nacional de Eficiencia Energética
- ✓ % ventas por tipo de tecnología AE0 (ver Tabla 2.7)

Escenarios de política de movilidad eléctrica: AE1-AE2-AE3

Para estos tres escenarios de política de movilidad eléctrica se consideró que existe un fuerte cambio tecnológico en transporte producto de estrategias y/o fuertes incentivos para incorporación de vehículos eléctricos que acompañan la voluntad de los consumidores por adquirir tecnologías más amigables con el medio ambiente.

Se tomó como referencia el Año Base definido para el escenario AE0, así como las variables explicativas y las dependientes definidas previamente. Se mantuvo la proyección de crecimiento anual del parque vehicular por categoría y se modificó la participación por tipo de tecnología incorporada, desplazando dentro de cada una los vehículos de MCI por VE.

Para estos tres escenarios al año 2043, se proyectó para las categorías de Autos, Camionetas y Birrodados, incorporaciones de cantidades incrementales de VE por escenario bien marcadas, desde el escenario AE1 de mínima al AE3 de máxima, mientras que para las incorporaciones de VE en las categorías Taxi, Uber y Remís y Ómnibus MVD CAN SJO, se mantuvo el mismo criterio en los 3 escenarios AE1, AE2 y AE3 donde se estableció una fuerte incorporación que sustituye casi el total de las flotas.

Premisas consideradas para los tres escenarios de movilidad eléctrica:

- ✓ escenarios con incentivos externos marcados para el recambio tecnológico
- ✓ Escenario de mínima AE1
- ✓ Escenario de media AE2
- ✓ Escenario de máxima AE3
- ✓ % ventas por tipo de tecnología AE1; AE2; AE3 (ver Tabla 2.7).

En la Tabla 2.7, se muestra el % de Participación en las ventas anuales por tecnología en cada uno de los escenarios:

Tabla 2.7. Participación en % de las ventas anuales por tecnología

Participaciones % ventas anuales	AE0	AE1	AE2	AE3
Automóviles VE	0.5%	7.5%	17.5%	35.0%
Automóviles gasoil	1.5%	1.4%	1.3%	1.0%
Automóviles gasolina	98.0%	91.1%	81.2%	64.0%
Camionetas VE	1.0%	15.0%	35.0%	41.7%
Camionetas gasoil	2.6%	2.2%	1.7%	1.5%
Camionetas gasolina	96.4%	82.8%	63.3%	56.8%
Taxi Uber Remis VE	1.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Taxi Uber Remis gasoil	99.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Taxi Uber Remis gasolina	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Birrodados VE	1.0%	2.0%	10.0%	20.0%
Birrodados gasoil	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Birrodados gasolina	99.0%	98.0%	90.0%	80.0%
Ómnibus MVD CAN SJO VE	5.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Ómnibus MVD CAN SJO gasoil	95.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Ómnibus MVD CAN SJO gasolina	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

Fuente: elaboración propia

Entonces a partir de las premisas de entrada para todos los escenarios, se proyectó el parque al 2043. Se consideró el crecimiento del parque agregado por cada categoría, y con las diferentes características de penetración (por tecnología) de cada escenario, se obtuvo el parque desagregado a 2043, por tecnología para cada escenario.

2.2.2 Planificación de Alternativas Energéticas a Largo Plazo – LEAP

A partir de las características de cada escenario, se modeló en LEAP, a los efectos de visualizar el impacto sobre la demanda de energía eléctrica y la de hidrocarburos, así como cuantificar las emisiones de GEI asociadas, para lo cual se utilizó la base disponible en el programa LEAP vinculada a los datos del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC).

LEAP, es utilizado para el desarrollo de estudios de planeamiento energético y de mitigación de GEI. Es un modelo de simulación del tipo *“bottom-up”* y consiste esencialmente en un modelo energético-ambiental basado en escenarios, del tipo *“demand-driven”*, en el que los escenarios se construyen de abajo hacia arriba. Es decir, que frente a un determinado escenario de demanda final de energía, LEAP asigna los flujos energéticos entre las distintas tecnologías de abastecimiento energético, detecta las necesidades de ampliación de los procesos de producción de energía, calcula el uso de los recursos, impactos ambientales y los costos asociados.

LEAP se enmarca dentro del conjunto de Modelos denominados de *“Simulación de Coeficientes Técnicos”*. Los resultados que se obtienen en este tipo de modelos son consecuencia de operaciones del usuario, luego es necesario confrontarlos con la realidad y analizar si es posible llevar a la práctica o no la decisión de aplicar la política que nos planteamos. Con este modelo se simulan decisiones, y las salidas de estas decisiones son las que permiten analizar el impacto de una medida de política.

Permite identificar las implicancias de los escenarios del tipo *“qué pasaría si”*, así como los impactos derivados de cambios estructurales, sobre la demanda de recursos, impactos sobre el medio ambiente, costos sociales. Por ejemplo; *“qué sucedería si quiero que haya una mayor penetración de modelos híbridos en mi país”*.

Este tipo de modelos privilegian el análisis de los cambios estructurales de los sistemas energéticos. Por lo que, una vez planteados los cambios estructurales, se corre el modelo y los resultados nos permiten analizar cuán posibles son de aplicar dichas premisas.

La prospectiva en base a los requerimientos, establece a partir de la demanda un requerimiento de oferta, esto a su vez, genera un impacto en el uso de los recursos, que el modelo LEAP tiene en cuenta calculando el impacto en emisiones de GEI asociados a los escenarios planteados.

En el Capítulo 3 se presentan los resultados obtenidos.

2.2.3 Simulación del Sistema de Energía Eléctrica - SimSEE

El programa SimSEE es una plataforma de software libre desarrollado en el Instituto de Ingeniería Eléctrica (IIE) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República. Siendo una plataforma flexible que pone a disposición del usuario un conjunto de algoritmos de uso estándar para el armado a medida de simuladores de sistemas de energía eléctrica. Permite modelar diferentes escenarios de generación y de demanda eléctrica en el sistema de energía eléctrica para su aplicación tanto a largo plazo (Proyección de inversiones futuras), como en el corto plazo (Operación del sistema y Simulación del mercado).

A partir de los resultados de salida de LEAP, para los parques de VE obtenidos en todas las categorías para los cuatro escenarios, se realizó la simulación con el programa SimSEE de las nuevas demandas de la movilidad eléctrica para determinar los efectos sobre la curva de carga en el sistema de energía eléctrica.

Para ello se establecieron diferentes **modalidades de carga** entre los distintos parques de transporte particular y transporte público, manteniendo la misma modalidad en todos los escenarios, con lo cual se definió el **perfil temporal** de cómo se expresa esa demanda a lo largo del día, en cada escenario a modelar en SimSEE. Es decir que independientemente de la cantidad de VE que se incorporen para los cuatro escenarios, el comportamiento individual (modalidad de carga por vehículo) se expresa de idéntico modo dentro de cada parque. Esto implica que los requerimientos energéticos de cada parque o categoría sobre el sistema se comportan de manera lineal con el crecimiento de los VE de cada categoría en cada escenario, **afectando al sistema eléctrico y a su curva de carga diaria en las mismas horas pero a distintas potencias.**

En el diseño de la **modalidad de carga** (que se detalla más adelante), se tuvo en cuenta la demanda energética para cubrir los km recorridos diarios y el rendimiento de cada tecnología (es decir la Energía Útil necesaria para cubrir los requerimientos de movilidad), así como también se consideró la capacidad de almacenamiento en baterías asociada a cada categoría a partir de la cual se definió el **remanente de carga**, fijando los ciclos o frecuencia de carga diaria y con ello el potencial de inyección a la red para el análisis de V2G.

En la asignación del **remanente de carga** por categoría se consideró la capacidad de las baterías y los ciclos o la frecuencia de carga diaria realizados por categoría, para lo que se asume que realizan una carga diaria completa en el horario de valle. Con la energía diaria tomada de la red cubren la demanda energética para la movilidad diaria y generan un remanente de carga que dependiendo de cada caso podrán utilizar para inyectar a la red o utilizarlo para cubrir mayores

desplazamientos de acuerdo a los perfiles de consumo de las categorías consideradas. Otras variables definidas y analizadas para el análisis de la potencialidad de inyección a la red fueron: el horario de inyección y las tarifas que los consumidores adoptan asimiladas a la modalidad de inyección a la red.

El **remanente de carga** se define homogéneo en el tiempo para simplificar el análisis y queda por lo tanto determinado por ciclo de carga de la batería de acuerdo a: la capacidad de almacenamiento en baterías, al porcentaje de utilización en movilidad, a la frecuencia con que se recarga y al potencial uso en una eventual inyección a la red.

Para simplificar el modelado, de acuerdo al aumento de los parques obtenidos de las diferentes categorías de VE y sus correspondientes niveles de uso, se definió el **vehículo eléctrico equivalente**, que normaliza las demandas agregadas de las categorías de Autos, Camionetas y Birrodados.

Una vez normalizadas las demandas para la simulación en SimSEE, se mantuvo el mismo criterio de consolidación de categorías y de normalización de **vehículo eléctrico equivalente** para el análisis de la modalidad V2G y las sinergias con las EERRNC que se presentan más adelante en el ítem 2.2.4 de este Capítulo, así como para el estudio de los impactos por la sustitución de energéticos que se presenta más adelante en el Capítulo 4 con el estudio de cuentas de UTE y Ancap y los aspectos medioambientales.

Como se mencionó anteriormente, en este punto se buscó visualizar los efectos del nuevo consumo de electricidad (para los cuatro escenarios, el tendencial y los tres de política de movilidad eléctrica) y sus impactos en la curva de carga del sistema.

Los parámetros, las características de las demandas y condiciones de operación de los VE consideradas como entradas para la simulación en SimSEE se presentan a continuación.

Se definió el **vehículo eléctrico equivalente** para normalizar las demandas agregadas y requerimientos energéticos de Autos, Camionetas y Birrodados en base a la energía útil requerida para la movilidad. Por lo tanto, considerando la energía útil agregada para satisfacer las demandas de movilidad de las categorías de transporte particular, en cada escenario se expresa como la demanda de distintas cantidades de VE equivalentes, tomando la demanda unitaria del VE equivalente en base a los resultados de la demanda energética agregada del parque de VE para cada categoría obtenidos en LEAP para 2043 en cada uno de los cuatro escenarios proyectados.

En cuanto a la demanda del transporte público, para todos los escenarios se consideró la misma incorporación de los parques eléctricos resultantes en 2043 para las categorías Taxi, Uber y Remís y Ómnibus MVD CAN SJO.

Esto permite simplificar el análisis posterior para el estudio de respuesta a la demanda de SimSEE, en el análisis de Sinergias.

La simulación fue realizada por los estudiantes de la Maestría de Ingeniería de la Energía de la UdelaR; Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, en su trabajo; *Impacto del consumo de electricidad del parque automotor eléctrico y sus impactos en la curva de carga*⁴⁸, durante el curso SimSEE 2018 dictado por el Profesor Ruben Chaer, a partir de los insumos preliminares brindados por quien desarrolla esta tesis y alineados con los objetivos y el cumplimiento de las hipótesis planteadas en este trabajo.

*Nota 2.1: Las premisas para el trabajo de los estudiantes en el modelado en SimSEE, son aportes genuinos y brindados por la autora de esta tesis. Es decir, el diseño del conjunto de los **datos entrada del modelado de la demanda**, para ser impactados en las corridas del SimSEE. Las mismas surgen de los objetivos particulares planteados en la tesis, con el propósito de determinar los impactos, de las nuevas demandas, en el sector eléctrico.*

A continuación, se enumeran cuáles fueron las ideas y los aportes de elaboración propia, que constituyeron las hipótesis utilizadas para la simulación realizada por los estudiantes en SimSEE:

- La propuesta de evaluar distintos escenarios de demanda, generada por la incorporación de la movilidad eléctrica, y analizar cómo esta afectaba al sistema eléctrico.*
- El objetivo de determinar cómo se comportaba el despacho de cargas y cuál era el requerimiento para el abastecimiento por tipo de fuente.*
- El planteo de identificación y cuantificación de las afectaciones sobre la curva horaria de demanda (efectos de distorsión en los horarios valle y pico) y sus costos marginales asociados.*
- La determinación de los escenarios a simular y la definición de sus demandas asociadas.*
- La determinación del comportamiento tendencial de nuevas ofertas y demandas eléctricas que afectan el escenario tendencial en el sistema global, por ejemplo el ingreso de UPM II, la asignación de las elasticidades de la demanda global con el PBI, etc.*
- El modelado del comportamiento V2G, de carga y descarga horaria, en los diferentes parques de VE.*
- El planteo de la cantidad de VE de cada parque, las cantidades que se demandan de la red (potencias y horarios) y los porcentajes que se utilizan; para movilidad, para inyección y respaldo.*

⁴⁸ Ref. (23): Fernández, G. & Olivet, D. (2018). Impacto del consumo de electricidad del parque automotor eléctrico y sus impactos en la curva de carga. Trabajo final curso SimSEE edición 2018. IIE-FING-UDELAR. Montevideo, Uruguay. https://simsee.org/simsee/curso2018/trabajosfinales/T8_AutosElectricos_v3.pdf.

- La cantidad de series simuladas y la selección de las semanas estacionales, fueron definidas también por la autora de esta tesis.

Nota 2.2: El proceso colaborativo, sugerido por los tutores de esta tesis, consistió en proponer que las premisas establecidas, fueran utilizadas como tema de trabajo de final de curso de SimSEE, de forma de que las simulaciones y las implicancias, intrínsecas del manejo y uso del programa SimSEE, formaran parte de los aportes de estudiantes vinculados al curso como proceso de aprendizaje y colaboración con esta tesis. Dicho proceso implicó, en coordinación con el tutor, Ing. Juan Carriquiry, una consulta previa con el profesor, Ing. Ruben Chaer, para comprobar que las premisas y resultados esperados se ajustaran a los requerimientos de entrada y salida del programa SimSEE y establecer la adecuación al alcance del curso, para lo cual fue necesario simplificar la propuesta original. Posteriormente se concretaron, dos reuniones de intercambio con los estudiantes, en las cuales se presentó la propuesta y se intercambiaron detalles del alcance que se aspiraba para estas corridas y se dio el marco de la tesis.

Nota 2.3: En el trabajo los estudiantes, Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, aportaron la metodología en el modelado del sistema de despacho, dentro del programa. Definieron como sería modelado el sistema de despacho, por ejemplo, la asignación de Salas de largo plazo, Salas de corto plazo y las modificaciones necesarias para representar las hipótesis, como la creación del Nodo Montevideo, el modelado y creación de una fuente de generación térmica básica, como forma de modelar el aporte de las baterías en la inyección a la red y la incorporación de un sumidero de energía para acumular los excedentes. Ellos aportaron, además, el ajuste de los perfiles de las corridas, la frecuencia de los cálculos internos y los resultados de salida del programa, así como establecieron el orden de mérito para el despacho de las fuentes de generación de energía disponibles en el programa, los costos asociados de despacho por central de generación, entre otras premisas que detallan en el informe. El procesamiento de los datos, obtenidos de las simulaciones del SimSEE, lo realizaron con la herramienta SimRes3, constituyendo parte el trabajo genuino de los estudiantes. Con esa herramienta, ellos graficaron los datos de interés planteados al inicio y que a continuación se presentan en este capítulo. En el informe⁴⁹, se presentan en detalle, estas y más consideraciones y criterios adoptados por ellos para la simulación.

⁴⁹ Ref. (23): Fernández, G. & Olivet, D. (2018). Impacto del consumo de electricidad del parque automotor eléctrico y sus impactos en la curva de carga. Trabajo final curso SimSEE edición 2018. IIE-FING-UDELAR. Montevideo, Uruguay. https://simsee.org/simsee/curso2018/trabajosfinales/T8_AutosElectriocs_v3.pdf.

A continuación, se detallan las premisas consideradas para el diseño de los escenarios modelados en SimSEE, brindadas por la autora de esta tesis, así como las principales características del comportamiento de la nueva demanda proyectada y el potencial de la modalidad V2G. Los resultados se utilizan, posteriormente, en el análisis de sinergias entre la movilidad eléctrica y su complementariedad con las fuentes de EERRNC, considerando el potencial aprovechamiento de las RROO.

Vehículos Equivalentes

Para cada escenario el número de VE equivalente preliminar definido fue el siguiente:

- ✓ Escenario tendencial AE0 - 10.000 VE
- ✓ Escenario de mínima AE1 - 150.000 VE
- ✓ Escenario de media AE2 - 350.000 VE
- ✓ Escenario de máxima AE3 - 550.000 VE

En los cuatro escenarios se consideró la misma incorporación de flota eléctrica para Taxi, Uber y Remís: 6.000 y Ómnibus MVD CAN SJO: 2.000 unidades.

Modalidad de carga y remanente de carga

Las características y condiciones de operación de los VE equivalentes consideradas en el parque eléctrico particular así como en el Parque eléctrico de pasajeros para la simulación en SimSEE fueron las siguientes:

- Parque eléctrico particular, asimilados a VE equivalentes: el 100% de los vehículos realizan la carga total en valle (durante 7 hs) e inyectan en pico el 30% de su carga (durante 4 hs). Las baterías de los VE equivalentes descargan hasta un 20% para optimizar la vida útil de las mismas, por lo que la demanda de energía al sistema es el 80% de su capacidad, destinando el 50% para funcionamiento.
- Parque eléctrico pasajeros: tanto la categoría de Taxi, Uber y Remís, como la de los Ómnibus MVD CAN SJO, realizan en un 100% la carga total en valle y no inyectan a la red.

Para cada uno de los tres escenarios de política AE1, AE2 y AE3, los valores de potencia demandada utilizados en el trabajo de simulación de SimSEE para la carga y de potencia inyectada fueron:

- AE1: Potencia Demandada 479 MW, durante 7 horas.
- AE1: Potencia Entregada 270 MW, durante 4 horas.

- AE2: Potencia Demandada 1.028 MW, durante 7 horas.
- AE2: Potencia Entregada 630 MW, durante 4 horas.
- AE3: Potencia Demandada 1.576 MW, durante 7 horas.
- AE3: Potencia Entregada 990 MW, durante 4 horas.

Los criterios adoptados en las salas de simulación de SimSEE y modificaciones en la sala de corto plazo fueron las siguientes:

- La sala utilizada, sala a corto plazo, fue de paso horario y de 7 días de extensión⁵⁰.
- Se simuló una semana por mes para cada estación del año.
- La demanda total esperada siguió el crecimiento establecido del 3% anual.
- La potencia eólica instalada se aumentó de 1.437 MW a 2.100 MW⁵¹.
- La potencia solar instalada se aumentó de 229 MW a 1.275 MW⁵².
- La potencia térmica instalada se mantuvo.
- Se descartó la exportación o importación de energía del país, utilizando el modelo de *sumidero de energía* para acumularla en caso de existencia de excedentes.

Para modelar la incorporación de la flota automotriz eléctrica a la demanda y el modo V2G se añadieron dos elementos a la sala:

- Se agregó una demanda al nodo de Montevideo que consideró la carga de los automóviles en la noche asignando entre las 00:00 y las 07:00 un valor de potencia de 1 MW y con un valor de cero de 07:00 a 00:00.
- Para simular el aporte de la descarga de las baterías al entregar energía a la red (modo V2G), se incluyó una fuelle de generación con pseudo-patrón térmico⁵³ y con costos variables cercanos a los nulos y costos por disponibilidad cercanos a cero, para mantener el orden de mérito de despacho⁵⁴. La inyección se definió de forma uniforme durante el periodo de 4 horas.

⁵⁰ Criterios como el tipo de sala y el paso horario, fueron definidos por los estudiantes.

⁵¹ Ref. (24): Plan Indicativo de Expansión del Parque de Generación Eléctrica Período 2024 a 2043. (2024). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay]. De acuerdo a la Ref. (24), el valor de expansión óptima proyectado en el escenario tendencial es de 2.100 MW de potencia Eólica instalada adicional al 2043, valor que coincide con el utilizado en el modelado.

⁵² De acuerdo a la Ref. (24), el valor de expansión óptima proyectado en el escenario tendencial es de 1.130 MW de potencia Solar instalada adicional al 2043, valor apenas inferior que el utilizado en el modelado.

⁵³ Se modeló como una térmica pero es V2G, por eso se denominó pseudo-patrón térmico.

⁵⁴ Para contabilizar el costo marginal esta fuente no fue tenida en cuenta. Puede resultar útil para el análisis, pues aún no está completamente definida la tarifa a la cual pagar esta energía, y observando el costo marginal, se podría llegar a determinar cuál sería una tarifa conveniente; sin embargo este análisis excede el objetivo planteado.

- Para restringir el V2G y su aporte al horario establecido, se ubicó esta fuente de generación de pseudo-patrón térmico en otro nodo conectado al principal, por un arco unidireccional con restricción horaria, esta restricción se realizó con una fuente selector horario. De esta forma se aseguró que la energía es entregada efectivamente al horario establecido en la cantidad establecida.

Mediante el uso de la herramienta **SimRes3**, los estudiantes graficaron los datos de interés.

En el Capítulo 3 se presentan los principales resultados obtenidos en este trabajo.

*Nota 2.4: Teniendo en cuenta que la simulación realizada por los estudiantes, Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, en el trabajo SimSEE2018, se realizó para el año 2030; los resultados de dicha simulación se consideraron, en esta tesis, como indicativos cualitativos de los posibles efectos o implicancias de las nuevas demandas sobre el sistema eléctrico, debido a que los mismos reflejan el impacto de una **demanda comparable a la obtenida en LEAP a 2043**, pero sobre un sistema eléctrico proyectado al año 2030, bajo determinadas hipótesis de **incorporación de EERRNC que coinciden o son similares a las proyectadas en la expansión del sistema para 2043**. Quedando, para futuros trabajos que busquen obtener un mayor detalle en este análisis, la actualización de la simulación en SimSEE⁵⁵ con los resultados ajustados de las demandas obtenidas en LEAP para 2043 y sobre un sistema eléctrico actualizado a las eventuales nuevas incorporaciones tecnológicas de generación previstas en el **Plan Indicativo de Expansión de la Generación Eléctrica 2024-2043**⁵⁶.*

2.2.4 Sinergias entre demanda y abastecimiento

A partir de las premisas anteriores y del análisis de la curva de Demanda característica del sistema y las fuentes de abastecimiento disponibles modeladas en el SimSEE para los cuatro escenarios de Demanda de Movilidad eléctrica, se analizó la previsible sinergia entre la movilidad eléctrica y su complementariedad con las fuentes de EERRNC considerando el potencial aprovechamiento de las Restricciones Operativas del sistema (RROO⁵⁷) tomando como referencia los datos históricos suministrados por ADME en el marco de esta tesis y evaluando la posibilidad de inyección del vehículo a la red (V2G).

Análisis de las Restricciones Operativas del sistema (RROO)

⁵⁵ Resultados simulados en SimSEE para en sistema eléctrico al año 2030 y para el modelado de una demanda de VE proyectada comparable a la obtenida en este trabajo para el año 2043.

⁵⁶ Ref. (24): Plan Indicativo de Expansión del Parque de Generación Eléctrica Período 2024 a 2043. (2024). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].

⁵⁷ RROO: restricciones operativas, energía no despachada.

- ✓ Se evaluó el potencial aprovechamiento de las RROO tomando como referencia los datos históricos suministrados por ADME en el marco de esta tesis.
- ✓ Se determinó las sinergias de las EERRNC y la movilidad eléctrica desde el punto de vista energético y económico

Posibilidad de inyección del vehículo a la red (V2G)

- ✓ Se cuantificó el potencial de inyección del vehículo a la red y su impacto en la curva de carga del sistema eléctrico

Con los resultados del SimSEE para escenario tendencial y la de los tres escenarios de demanda de política de movilidad eléctrica, se identificó solo dos escenarios viables para la complementariedad de la acumulación distribuida por la carga de las baterías en horario valle (aprovechando los remanentes eólicos) y utilizando parte de esa energía para autoconsumo en el horario pico o adoptando la modalidad de inyección a la red.

A partir de estos resultados, en el Capítulo 3 se aborda el análisis de la conveniencia por parte del sistema de la utilización del V2G y se analiza también la conveniencia por parte del ciudadano para adoptar esta modalidad (análisis de uso de batería vs venta de energía).

Como parte de la metodología, y con el objetivo de evaluar los impactos en el comportamiento de la curva de carga del sistema eléctrico debido a la demanda de los vehículos eléctricos, y analizar las sinergias desde el punto de vista energético y económico de las EERRNC con la movilidad eléctrica, se buscará responder las siguientes, ocho preguntas:

- ¿Se alcanza a cubrir la demanda del parque de VE solamente con renovables?
- ¿Se aprovechan las eventuales restricciones operativas (RROO) y vertidos hídricos?
- Para los casos en los que SI se alcanza a cubrir, ¿con qué costos y con cuáles fuentes?
- Para los casos en los que NO se alcanza a cubrir, ¿qué costos y qué fuentes se requerirían para a cubrir dicha demanda?
- Para el porcentaje que NO se alcanza a cubrir, ¿cuánta fue la energía y la potencia deficitaria?
- ¿Es conveniente la acumulación distribuida con carga en valle e inyección en el pico para todo el parque de VE en todos los escenarios?
- ¿Cuál es el % de energía que puede la inyección V2G amortiguar los picos de la demanda?
- ¿Cuál es el eventual beneficio económico para el consumidor que inyecta V2G?, ¿con cuáles tarifas?

2.2.5 Aspectos Económicos e Indicadores de sustentabilidad - GTZ

A partir de los resultados de las nuevas demandas para el escenario tendencial y los tres escenarios de política de movilidad, se presentarán en el Capítulo 4, los balances económicos de ventas y los gravámenes correspondientes que aportan a rentas generales las empresas del sector energético involucradas. También se considerarán, para el análisis de la ecuación país, la cuantificación de la sustitución de importación de petróleo y los costos asociados a la diferencia de valor de importar un MCI y un VE, componente clave para efectivizar la transición tecnológica y que debe ser considerado en el análisis.

En el Capítulo 4 se presentan los valores utilizados para este análisis, de precios de los energéticos, de los impuestos considerados para cada caso, así como los factores de emisiones asociadas a cada combustible.

A los efectos del cálculo y análisis comparativo de los indicadores de sustentabilidad, se utilizó la metodología formulada por OLADE-GTZ/1997⁵⁸. Dicha metodología propone varios indicadores de acuerdo a las tres dimensiones que contempla la sustentabilidad.

Para la dimensión económica analiza: i) la participación de las importaciones en la oferta energética, ii) el aporte de las exportaciones energéticas al PIB y iii) la intensidad energética del PIB.

Para la dimensión social: i) la cobertura eléctrica y ii) el consumo de energía útil en los hogares.

Por último para la dimensión ambiental (recursos naturales): i) alcance del uso de recursos fósiles y de la leña, ii) participación de los recursos renovables en la producción de energía primaria y iii) las emisiones de CO₂ del sistema energético.

Los ocho indicadores definidos anteriormente son denominados como: Autarquía energética, Robustez frente a cambios externos, Productividad energética, Cobertura eléctrica, Cobertura de necesidades energéticas básica, Pureza relativa del uso de energía, Uso de energías renovables, Alcance en recursos fósiles y leña. Para la construcción de cada uno de los indicadores, la metodología establece un criterio de normalización que permite una fácil comparación entre los resultados de distintos escenarios, sin que afecten variables independientes, que no explican los cambios cualitativos. Posteriormente, en el Capítulo 4, se presenta junto al análisis de los resultados, los indicadores normalizados calculados a partir de los resultados de las series obtenidas para los escenarios prospectados en este trabajo, donde se plantea también una adaptación de los mismos ajustada al sector transporte y al alcance del trabajo.

⁵⁸ Algunos indicadores se ajustaron de acuerdo al sector transporte y el alcance del trabajo.

DISCUSION DE RESULTADOS

3.1 Resultados

En el presente capítulo los resultados se muestran siguiendo la secuencia metodológica establecida en el Capítulo 2.

En una primera instancia el lector encontrará los resultados de los diferentes perfiles de incorporación de movilidad eléctrica para los cuatro escenarios prospectados; el tendencial AE0 y los de política AE1, AE2, AE3. En donde se identifican los cambios tecnológicos en los **parques** de cada categoría; las consecuentes variaciones de las **demandas** energéticas anuales proyectadas asociadas a los distintos parques y las **emisiones** de GEI relacionadas.

Posteriormente se presentan, para los cuatro escenarios, los **requerimientos en energía eléctrica** necesarios para cubrir las nuevas demandas de los parques de VE obtenidos, estableciendo a su vez un posible potencial de V2G y la previsible complementariedad con las EERRNC existentes. A partir de dichos requerimientos se desprenden los resultados de cómo las nuevas modalidades de demanda obtenidas, afectan al sistema eléctrico.

Como se detalló en el Capítulo 2, en el proceso de construcción de los escenarios fue necesario realizar un análisis previo de la información disponible para establecer: los valores y características del *parque* correspondientes al Año base (2023), las variables explicativas para la proyección de los parques al 2043 en el escenario tendencial AE0 y los de política AE1, AE2 y AE3 y las variables dependientes para la proyección de las **demandas** energéticas correspondientes y sus **emisiones** asociadas. A continuación y a fin de tener presente las características esenciales durante el análisis comparativo de los resultados entre los distintos escenarios, se resumen los principales criterios adoptados para su construcción:

- **Los valores definidos para el año base 2023 fueron comunes a todos los escenarios:** ello implicó que los valores de partida en cuanto a las cantidades de unidades de vehículos por categoría y por tecnología fueran los mismos.

- Lo mismo sucedió con el criterio para ***crecimiento global del parque***⁵⁹, obteniendo para cada año, durante el periodo 2023 a 2043, los ***mismos valores de cantidad de unidades de vehículos totales para cada categoría*** en todos los escenarios.
- Los cuatro escenarios se diferenciaron en las ***proporciones alcanzadas por tipo de tecnología*** dentro de cada categoría.
- Se consideró por tipo de categoría el ***mismo decaimiento global del parque*** para todos los escenarios, definido dentro de las funciones intrínsecas⁶⁰ del programa LEAP que consideran además los valores de chatarrización del parque.
- Las características por categoría y por tecnología en cuanto a ***recorridos y rendimientos energéticos*** que determinan la intensidad de la demanda energética, se mantuvieron constantes para todo el periodo prospectado. Es decir, que los cambios obtenidos en intensidad de demanda energética para cada escenario, son el resultado de la sustitución parcial o total, dependiendo de las categorías, por tecnologías más eficientes manteniendo la ***actividad*** en recorridos promedios, establecidos para cada categoría, y manteniendo constante los rendimientos por tecnología⁶¹.
- Se modelaron las distintas incorporaciones, por ***tipo de tecnología***, para cada una de las categorías de vehículos definidas. Para cada categoría se discriminó: en existencias de VE y de MCI. Para VE solamente se consideraron los eléctricos puros y dentro de MCI se discriminó entre vehículos con motores a gasoil y a gasolina.
- En la apertura por ***tipo de combustible***, se tomó de referencia los valores de participación existentes en 2023, manteniendo la proporción dentro de los vehículos MCI en el escenario tendencial y para todos los escenarios de política. En las ventas dentro de los vehículos con MCI en cada categoría, se mantuvieron los valores de participación en todos los escenarios debido a que no se plantean políticas de cambio para la flota de MCI entre ambos combustibles líquidos.

A continuación se muestran los principales parámetros y valores por categoría que caracterizan los escenarios y que fueron utilizados como entradas para el modelado en LEAP junto a otros drivers de crecimiento del parque detallados en el Capítulo 2.

⁵⁹ Los ajustes del crecimiento global del parque, tasa de incorporación y tasa de chatarrización, se modelaron como se detalló en el Capítulo 2 con: las ventas, la chatarrización, el tiempo de vida media de los vehículos y las edades del parque, tomando como referencia la Saturación y Actividad definidas para cada categoría.

⁶⁰ En la Tabla A3.1 del Anexo I se presentan las ecuaciones de las funciones intrínsecas de Decaimiento del parque que consideran el paso del tiempo y la chatarrización asignada por Categoría.

⁶¹ Si bien existe una esperable mejora de los rendimientos conforme evolucionan las tecnologías, se definió no considerar estas variaciones debido a que se compensa en parte con la caída de rendimiento por antigüedad con el uso.

En la Tabla 3.1 se presentan los parámetros: i) Existencias por categoría en el Año base 2023 (unidades), ii) Participación en las Existencias de cada categoría por tipo de tecnología en el Año base 2023 (%VE, %MCI), iii) Participación en las Existencias y en las Ventas por tipo de combustible dentro de la tecnología MCI (% gasoil, % gasolina)⁶².

Tabla 3.1. Valores del Parque por Categoría: Existencias en el Año Base 2023 (unidades) y Participación por tecnología (%)

Categorías	Año Base 2023 - Existencias por categoría (unidades)	Año Base 2023 - Participación por tecnología VE vs MCI (% parque)		Participación dentro de MCI (gasoil vs gasolina)	Existencias dentro de MCI (%)	Ventas dentro de MCI (%)
Automóviles	624,633	VE	0.005%	VE	100%	100%
		MCI	99.995%	gasoil	10.41%	1.53%
				gasolina	89.59%	98.47%
Camionetas	381,203	VE	0.046%	VE	100%	100%
		MCI	99.954%	gasoil	32.10%	2.58%
				gasolina	67.90%	97.42%
Taxi, Uber y Remis	7,460	VE	0.717%	VE	100%	100%
		MCI	99.283%	gasoil	34.63%	100%
				gasolina	65.37%	0%
Birrodados	464,116	VE	0.269%	VE	100%	100%
		MCI	99.731%	gasoil	0%	0%
				gasolina	100%	100%
Ómnibus MVD CAN SJO	2,450	VE	0.087%	VE	100%	100%
		MCI	99.913%	gasoil	100%	100%
				gasolina	0%	0%

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 3.2 se presentan los parámetros: i) Ventas anuales por categoría en el Año base 2023 (unidades); ii) Participación en Ventas anuales de cada categoría por tipo de tecnología (%VE, %MCI) para los cuatro escenarios.

⁶² Mismo criterio de apertura por combustible, en existencias y ventas, se mantiene para todos los escenarios proyectados.

Tabla 3.2. Valores de Ventas por Categoría: Ventas en el Año Base 2023 (unidades) y Participaciones en Ventas por tecnología (%)

Categorías	Año Base 2023 - Ventas anuales por categoría (unidades)	AE0		AE1		AE2		AE3	
		% ventas VE vs MCI		% ventas VE vs MCI		% ventas VE vs MCI		% ventas VE vs MCI	
Automóviles	37,478	VE MCI	0.5% 99.5%	VE MCI	7.5% 92.5%	VE MCI	17.5% 82.5%	VE MCI	35.0% 65.0%
Camionetas	19,060	VE MCI	1.0% 99.0%	VE MCI	15.0% 85.0%	VE MCI	35.0% 65.0%	VE MCI	41.7% 58.3%
Taxi, Uber y Remis	2,487	VE MCI	1.0% 99.0%	VE MCI	100.0% 0.0%	VE MCI	100.0% 0.0%	VE MCI	100.0% 0.0%
Birrodados	92,823	VE MCI	1.0% 99.0%	VE MCI	2.0% 98.0%	VE MCI	10.0% 90.0%	VE MCI	20.0% 80.0%
Ómnibus MVD CAN SJO	221	VE MCI	5.0% 95.0%	VE MCI	100.0% 0.0%	VE MCI	100.0% 0.0%	VE MCI	100.0% 0.0%

Fuente: elaboración propia

Una vez definidos y diseñados todos los parámetros de los cuatro escenarios y luego de que se corrieran en LEAP, se obtuvieron los perfiles de comportamientos año a año de los *parques* por escenario y por tecnología, así como los valores de *demanda* generadas por tipo de energético y sus *emisiones* de GEI asociadas.

3.1.1 Resultados-LEAP

A partir de los balances de LEAP de los escenarios tendencial y los de política, se presenta a continuación para el año 2043: i) los resultados obtenidos del Parque 2043 para las distintas categorías y su apertura por tecnología (VE, MCI), ii) los resultados obtenidos para la Demanda energética en 2043 asociadas a los distintos parques en los cuatro escenarios prospectados; y iii) las Emisiones de GEI relacionadas.

i. Parque:

- En el Parque de **transporte de pasajeros** (considerando el conjunto de las categorías Taxi, Uber, Remís y Ómnibus MVD CAN SJO) el recambio tecnológico de la flota por VE llega, en 2043 en los tres escenarios de política, al 100% prácticamente.
- Esto implica que se alcanza una incorporación total de 13.482 VE en la categoría Taxi, Uber, Remís y de 3.651 VE en la categoría Ómnibus MVD CAN SJO para el año 2043 en los escenarios AE1, AE2 y AE3. Mientras que para el tendencial AE0 los valores alcanzados fueron de apenas 135 y 183 VE respectivamente.

- Por su parte el Parque eléctrico de **transporte particular** (considerando el conjunto de las categorías Automóviles, Camionetas y Birrodados), alcanza el: 1% en AE0, 6% en AE1, 16% en AE2, 27% en AE3, sobre el global de los parques de transporte particular.
- En el escenario tendencial AE0 el recambio tecnológico en 2043 alcanza en la categoría Automóviles 4.627 VE, 5.059 VE en Camionetas y 7.508 VE en Birrodados.
- En el escenario AE1 el recambio tecnológico en 2043 alcanza en la categoría Automóviles 67.750 VE, 72.754 VE en Camionetas y 15.017 VE en Birrodados.
- En el escenario AE2 el recambio tecnológico en 2043 alcanza en la categoría Automóviles 157.925 VE, 169.462 VE en Camionetas y 75.084 VE en Birrodados.
- En el escenario AE3 el recambio tecnológico en 2043 alcanza en la categoría Automóviles 315.733 VE, 201.859 VE en Camionetas y 150.167 VE en Birrodados.

En la Tabla 3.3 se presentan los resultados para Valores del parque año 2043 (miles de unidades) por categoría y por tecnología para los cuatro escenarios:

Tabla 3.3. Valores del parque año 2043 (miles) para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3

Ramas	AE0	AE1	AE2	AE3
Automoviles	1,126.807	1,126.807	1,126.807	1,126.807
Vehiculo Electrico	4.627	67.750	157.925	315.733
Motor Combustion Interna	1,122.180	1,059.057	968.881	811.074
Camionetas	686.231	686.231	686.231	686.231
Vehiculo Electrico	5.059	72.754	169.462	201.859
Motor Combustion Interna	681.172	613.477	516.769	484.372
Taxi Uber Remis	13.480	13.482	13.482	13.482
Vehiculo Electrico	0.135	13.481	13.481	13.481
Motor Combustion Interna	13.346	0.001	0.001	0.001
Birrodados	689.658	689.551	688.698	687.631
Vehiculo Electrico	7.508	15.017	75.084	150.167
Motor Combustion Interna	682.150	674.535	613.614	537.464
Omnibus MVD CAN SJO	3.651	3.651	3.651	3.651
Vehiculo Electrico	0.183	3.626	3.626	3.626
Motor Combustion Interna	3.468	0.025	0.025	0.025

Fuente: elaboración propia

La apertura de los resultados con los valores del Parque obtenidos como salidas de LEAP para cada año (desde 2023 a 2043) en *unidades totales de vehículos* por categoría, así como la evolución de las *ventas anuales* y las *unidades totales chatarrizadas* para cada año por categoría, se presentan en las Tablas A3.2.i, A3.2.ii a la A3.2.v del Anexo I.

Se presenta también en el Anexo I, a partir de la Figura A3.1 a la A3.15; los gráficos con los resultados comparativos de los cuatro escenarios obtenidos como salidas de LEAP, para la evolución y *recambio tecnológico de los parques* en los distintos escenarios por categoría y para cada año (desde 2023 a 2043).

ii. **Demanda:**

- Los avances tecnológicos y el comportamiento de los consumidores permitirían alcanzar al año 2043, para los tres escenarios de política, una disminución en la demanda total de combustibles fósiles respecto al escenario AE0 de: 13 MGJ/a (17%) para AE1, 21 MGJ/a (27%) para AE2, 27,5 MGJ/a (35%) para AE3.
- Como consecuencia de ello existe un aumento neto de la demanda eléctrica asociada a la movilidad eléctrica en el año 2043 respecto al escenario AE0 de: 860 GWh/a para AE1, 1.309 GWh/a para AE2, 1.691 GWh/a para AE3.

En la Tabla 3.4 se presentan los resultados para Valores de demanda energética año 2043 (millones de GJ) por categoría y por tecnología para los cuatro escenarios:

Tabla 3.4. Valores de demanda energética año 2043 para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3

Demanda (Millones GJ)	AE0	AE1	AE2	AE3
Automoviles	31.114	29.760	27.826	24.442
Vehiculo Electrico	0.029	0.427	0.996	1.991
Motor Combustion Interna	31.085	29.333	26.830	22.450
Camionetas	37.333	34.338	30.059	28.625
Vehiculo Electrico	0.053	0.765	1.781	2.122
Motor Combustion Interna	37.280	33.573	28.277	26.503
Taxi Uber Remis	3.743	0.851	0.851	0.851
Vehiculo Electrico	0.009	0.850	0.850	0.850
Motor Combustion Interna	3.735	0.000	0.000	0.000
Birrodados	2.744	2.717	2.504	2.238
Vehiculo Electrico	0.004	0.008	0.039	0.079
Motor Combustion Interna	2.740	2.709	2.464	2.159
Omnibus MVD CAN SJO	3.865	1.228	1.228	1.228
Vehiculo Electrico	0.061	1.201	1.201	1.201
Motor Combustion Interna	3.804	0.028	0.028	0.028
Total	78.80	68.89	62.47	57.38

Fuente: elaboración propia

En la Tabla 3.5 se presentan los resultados para Valores de demanda eléctrica año 2043 (GWh) por categoría para los cuatro escenarios:

Tabla 3.5. Valores de demanda eléctrica año 2043 para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3

Demanda GWh	AE0	AE1	AE2	AE3
Automoviles	8.11	118.70	276.69	553.16
Vehiculo Electrico	8.11	118.70	276.69	553.16
Camionetas	14.77	212.44	494.83	589.43
Vehiculo Electrico	14.77	212.44	494.83	589.43
Taxi Uber Remis	2.36	236.19	236.19	236.19
Vehiculo Electrico	2.36	236.19	236.19	236.19
Birrodados	1.10	2.19	10.96	21.92
Vehiculo Electrico	1.10	2.19	10.96	21.92
Omnibus MVD CAN SJO	16.84	333.49	333.49	333.49
Vehiculo Electrico	16.84	333.49	333.49	333.49
Total	43.18	903.01	1,352.15	1,734.19

Fuente: elaboración propia

Los gráficos con los resultados comparativos de los cuatro escenarios, para la *evolución de las demandas energéticas respectivas a cada categoría*, en consumos totales y consumos por tipo de fuente demandada (EE, gasoil y gasolina) para cada año (desde 2023 a 2043), se presentan en el Anexo I a partir de la Figura A3.16 a la Figura A3.33.

- Un resultado relevante de estos cambios es que se obtendría al 2043 una sustitución de 311 ktep en AE1, 503 ktep en AE2 y 657 ktep en AE3 de energía de origen fósil por eléctrica generada en su mayoría por EERRNC, aumentando la autarquía energética nacional y la independencia de los derivados del petróleo.
- Dicha sustitución implica, sobre la demanda registrada en 2023 del sector transporte carretero (1.389 ktep, 70% de la demanda nacional de petróleo⁶³), una disminución relativa del 22% para el escenario AE1, 36% para AE2 y hasta un 47% en AE3. Con lo cual el peso relativo de la demanda del sector carretero, pasaría de explicar del 70% actual, a un 54% en AE1, un 45% para AE2 y un 37% en AE3 de la demanda nacional de petróleo actual, si se implementaran hoy esas incorporaciones tecnológicos den VE en el parque.

Como resultado de estos cambios se obtendría al 2043 una sustitución de 311 ktep en AE1, 503 ktep en AE2 y 657 ktep en AE3, de energía de origen fósil, aumentando la autarquía energética nacional y la independencia de los derivados del petróleo.

⁶³ Ref. (12): Balance Energético Nacional 2023. (2024). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].

El peso relativo de la demanda del sector carretero, sobre la demanda nacional de petróleo, pasaría del 70% de la actualidad a representar el 54% en AE1, al 45% para AE2 y hasta el 37% en AE3, si se implementaran hoy esas incorporaciones de VE.

- Otro resultado relevante fue que, como consecuencia de la mayor eficiencia energética de los VE respecto a los MCI se observó una reducción neta de la demanda energética consolidada para los escenarios de política. Partiendo de un valor para 2043 en el escenario AE0 de 78,80 MGJ/a totales, para pasar a 68,89 MGJ/a en AE1, 62,47 MGJ/a en AE2, 57,38 MGJ/a en AE3 de la energía total del parque, tal como se presentó en la Tabla 3.4.

Como consecuencia de la mayor eficiencia energética de los VE respecto a los MCI se observó una reducción neta de la demanda energética consolidada para los escenarios de política.

A partir de estos resultados obtenidos y para determinar el *impacto por tipo de recambio debido a las respectivas reducciones energéticas alcanzadas en 2043*, se estableció el siguiente indicador (IRE_{2043}) por categoría, dicho indicador está definido por la relación de disminución de consumo unitario debido al incremento de VE:

$$IRE_{2043, i} = 100 * (E_{iAE0} - E_{iAEx}) / IVE_{iAEx}$$

Siendo:

- $IRE_{2043, i}$ indicador de impacto de las reducciones energéticas por recambio para la categoría i al año 2043
- E_{iAE0} energía total demandada por la categoría i en el escenario AE0 al año 2043
- E_{iAEx} energía total demandada por la categoría i en el escenario de política al año 2043
- IVE_{iAEx} unidades de VE incorporados de la categoría i en el escenario de política respecto a AE0 al año 2043

Físicamente este indicador muestra la intensidad energética unitaria del recambio del parque y permite determinar qué categoría impacta más, como resultado del cambio tecnológico, en la reducción de la demanda energética total del parque. A partir de dicha información, el indicador IRE_{2043} nos da indicios del tipo de políticas de fomento a la movilidad eléctrica que se deberían promover, identificando sobre qué tecnologías resulta más efectivo actuar y dónde focalizar los esfuerzos en materia de exoneraciones o subsidios que realizamos como país.

El indicador IRE_{2043} es único por tipo de categoría, siendo el mismo para todos los escenarios de política.

Específicamente el impacto en la reducción de la demanda energética total del parque surge a partir de las diferencia de eficiencias entre los VE y MCI, valores con los cuales para determinada categoría (asumiendo que se mantiene el mismo recorrido antes y después del recambio) se calculan las demandas. Es por ello que aquellas tecnologías MCI donde su eficiencia es baja y además recorren grandes distancias, son las que ofrecen mayor impacto unitario y por tanto son las tecnologías que deberíamos priorizar en las políticas de incentivo hacia la movilidad eléctrica.

Dentro del Parque de *transporte particular*, el mayor impacto se observó para los recambios unitarios de la categoría de *Camionetas* con un indicador de reducción de **2 veces** respecto al recambio de una unidad de la categoría *Automóviles*.

Mientras que para el Parque de *transporte de pasajeros*, el mayor impacto se obtuvo en *Ómnibus MVD CAN SJO* con un impacto de **3,5 veces** la de la categoría de *Taxi, Uber y Remís*.

Por otra parte el indicador de la categoría Birrodados es **6 veces menor** que el de los *Automóviles* siendo prácticamente insignificante su impacto unitario.

Si comparamos el impacto del recambio entre *Automóviles* particulares con el de la categoría de *Taxi, Uber y Remís* esta última genera un impacto **10 veces** mayor que el recambio de *Automóviles* particulares evidenciando una necesidad en priorizar los esfuerzos del país en esta categoría y más aún en la de *Ómnibus MVD CAN SJO*, algo que ya era asumido por este trabajo en las premisas de todos los escenarios de política modelados.

En la Tabla A3.3 del Anexo I se presentan los resultados del IRE₂₀₄₃ por categoría.

El indicador IRE₂₀₄₃ nos da indicios del tipo de políticas de fomento a la movilidad eléctrica que se deberían promover, identificando sobre qué tecnologías resulta más efectivo actuar y dónde focalizar los esfuerzos en materia de exoneraciones o subsidios que realizamos como país.

Evidenciando una necesidad en priorizar los esfuerzos del país en esta categoría y más aún en la de Ómnibus MVD CAN SJO, algo que ya era asumido por este trabajo en las premisas de todos los escenarios de política modelados.

iii. Emisiones:

A partir de la disminución en la demanda de combustibles fósiles y los factores de emisión asociados se calcularon los efectos de GEI en cada escenario.

- Los resultados totalizados en todo el periodo prospectado, nos muestran una reducción neta acumulada de GEI respecto al escenario AE0 en toneladas de CO₂ equivalentes (tonCO₂eq.) de: 11x10⁶ tonCO₂eq. para el escenario AE1, de 16 x10⁶ tonCO₂eq. para AE2 y para AE3 de 21x10⁶ tonCO₂eq.
- Los resultados con la apertura por tipo de GEI: CO₂; CO; NO_x y PM10⁶⁴ (en kton/año), para las emisiones anuales totales alcanzadas en el año 2043 de todos los parques para cada escenario, se muestran en la siguiente Tabla 3.6:

Tabla 3.6. GEI para año 2043 para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3

Efectos Miles Metric Tonne	AE0	AE1	AE2	AE3
Carbon Dioxide	5,406.171	4,508.891	3,956.708	3,513.245
Carbon Monoxide	58.036	53.658	47.313	41.750
Nitrogen Oxides	1.228	1.093	1.017	0.952
Particulates PM10	4.693	3.906	3.525	3.194

Fuente: elaboración propia

3.1.2 Resultados-SimSEE

A partir de los resultados obtenidos en LEAP, se obtuvieron los requerimientos en energía necesarios para cubrir las nuevas demandas asociadas a la movilidad eléctrica. Con dichos valores, mediante un trabajo colaborativo⁶⁵, se modeló en SimSEE el efecto sobre la curva de carga del sistema eléctrico generado por estas nuevas modalidades de demanda.

Para el modelado realizado en SimSEE, se consideró una misma **modalidad de carga** en todos los escenarios, es decir que independientemente de la cantidad de VE que se incorporaran para los cuatro escenarios, el comportamiento individual en la demanda por vehículo (modalidad de carga) se definió uniforme para todos los VE dentro de cada categoría. Esto implicó que los requerimientos energéticos de cada parque sobre el sistema se comportaran de manera lineal con el crecimiento de los VE de cada parque en cada escenario, afectando al sistema eléctrico y a su curva de carga diaria en las mismas horas pero a distintas potencias.

En el diseño de la **modalidad de carga** se tuvo en cuenta la demanda energética para cubrir los km recorridos diarios y el rendimiento de cada categoría (es decir la Energía Útil necesaria para

⁶⁴ Material particulado menor o igual a 10 micras.

⁶⁵ Ver Nota 2.2 y 2.3.

cubrir los requerimientos de movilidad)⁶⁶. También se consideró la capacidad de almacenamiento asociada a cada categoría a partir de la cual se definió el **remanente de carga** (Energía Útil disponible por ciclo de carga no utilizada en requerimientos de movilidad)⁶⁷. Fijando los ciclos o frecuencia de carga diaria, se determinó el potencial de inyección a la red para el análisis de V2G.

Para simplificar la simulación en SimSEE, se consolidó la demanda de los parques eléctricos de las categorías de transporte particular: Automóviles, Camionetas y Birrodados, estableciendo así un comportamiento de conjunto homogéneo. Para ello se realizó en cada escenario un balance en Energía Útil requerida para satisfacer la demanda en movilidad del conjunto, a partir de la cual se estableció la demanda energética del parque homogéneo de **vehículos eléctricos equivalentes (VE equivalentes)**.

Para normalizar la demanda eléctrica del parque compuesto por las categorías de transporte particular, se expresó su demanda agregada obtenida, en distintas cantidades de *VE equivalentes* de acuerdo a cada escenario.

La demanda unitaria del *VE equivalente* se definió en una demanda eléctrica anual equivalente de **2,24MWh**⁶⁸.

A partir de este valor y el de las demandas agregadas, se determinó la cantidad de *VE equivalentes* en cada caso. En la Tabla 3.7 se presentan los valores a 2043 del parque eléctrico de transporte particular para cada uno de los cuatro escenarios:

Tabla 3.7. VE equivalentes para AE0, AE1, AE2 y AE3 (unidades)

AE0	AE1	AE2	AE3
10,703	148,809	349,320	519,874

Fuente: elaboración propia

El **remanente de carga** se definió homogéneo en el tiempo para simplificar el análisis y fue determinado por cada ciclo de carga de acuerdo a la capacidad de almacenamiento en baterías en cada categoría y al porcentaje de utilización en movilidad. Dependiendo de cada caso se determinaron las categorías que podrían utilizar el **remanente de carga** para inyectar a la red y las que debían utilizarlo para cubrir mayores desplazamientos de acuerdo a los perfiles de consumo de

⁶⁶ Valores de demanda eléctrica determinada en LEAP.

⁶⁷ Valores que dependen de la capacidad almacenamiento energético de cada tecnología y su destino de utilización, siendo factible el uso del remanente energético diario en movilidad, postergando un nuevo ciclo de carga o realizando una carga sistemática diaria y destinando el remanente diario en inyección a la red.

⁶⁸ Los detalles de las características calculadas, para el VE equivalente con los resultados de LEAP 2043, se presentan en el Anexo I.

las categorías consideradas. En este trabajo para el parque de las categorías de transporte particular, se determinó como potencial de inyección a la red (V2G), mientras que para categorías de transporte público no se consideró la generación de remanente de carga.

Por lo tanto, en línea con la simplificación del análisis, se asumió que los *VE equivalentes* realizan una carga diaria completa de la red en el horario de valle, con dicha carga cubren la demanda energética para la movilidad diaria y generan un remanente de carga que destinan a V2G⁶⁹.

En cuanto a la demanda eléctrica del parque de transporte público, para los tres escenarios de política se consideró la misma incorporación de los parques eléctricos resultantes en 2043 para las categorías Taxi, Uber y Remís y Ómnibus MVD CAN SJO. Por lo que los efectos de los parques eléctricos del transporte público afectaron de igual modo al sistema eléctrico en los escenarios AE1, AE2 y AE3. Para dichas categorías no se consideró remanente de carga por ciclo diario, por lo tanto no inyectaron a la red y solo afectan el sistema con el componente de carga.

Modalidad de Carga

- Parque eléctrico de transporte particular, asimilado a VE equivalentes: el 100% de los vehículos realizan la carga total en valle (durante 7 h) e inyectan en pico el 30% de su carga (durante 4 h). Las baterías de los VE equivalentes descargan hasta un 20% para optimizar la vida útil de las mismas, por lo que la demanda de energía al sistema es el 80% de su capacidad, destinando el 50% para funcionamiento.
- Parque eléctrico de pasajeros: tanto la categoría de Taxi, Uber y Remís como la de los Ómnibus MVD CAN SJO, realizan en un 100% la carga total en valle (durante 7 h) y no inyectan a la red.

⁶⁹ En Anexo I se presentan los valores en energía correspondientes a la carga, a la demanda en movilidad y el remanente de carga destinado a V2G.

*Nota 3.1: Los resultados que se muestran a continuación, se consideran como indicativos cualitativos de los posibles efectos o implicancias de las nuevas demandas sobre el sistema eléctrico, debido a que los mismos reflejan el impacto de una **demanda comparable a la obtenida en LEAP a 2043**, pero sobre un sistema eléctrico proyectado al año 2030, bajo determinadas hipótesis de **incorporación de EERRNC que coinciden o son similares a las proyectadas en la expansión del sistema para 2043**. Quedando, para futuros trabajos que busquen obtener un mayor detalle en este análisis, la actualización de la simulación en SimSEE⁷⁰ con los resultados ajustados de las demandas obtenidas en LEAP para 2043 y sobre un sistema eléctrico actualizado a las eventuales nuevas incorporaciones tecnológicas de generación previstas en el **Plan Indicativo de Expansión de la Generación Eléctrica 2024-2043**⁷¹.*

Como se detalló en el Capítulo 2, para los tres escenarios de política AE1, AE2 y AE3, los valores utilizados en el trabajo de simulación de SimSEE⁷² para la carga del bloque de VE equivalentes junto con la carga del Parque eléctrico de pasajeros en horario valle y de potencia inyectada en horario pico por los VE equivalentes, fueron los siguientes:

- AE1: Potencia Demandada 479 MW, durante 7 horas.
- AE1: Potencia Entregada 270 MW, durante 4 horas.
- AE2: Potencia Demandada 1.028 MW, durante 7 horas.
- AE2: Potencia Entregada 630 MW, durante 4 horas.
- AE3: Potencia Demandada 1.576 MW, durante 7 horas.
- AE3: Potencia Entregada 990 MW, durante 4 horas.

A partir de los valores anteriores se calculó la **demanda energética neta diaria**⁷³, destinada a la movilidad de los parques de transporte de pasajeros y transporte particular. Los valores obtenidos⁷⁴ fueron: 2.273 MWh/d para el escenario AE1, 4.676 MWh/d para el AE2 y 7.072 MWh/d para el AE3. Dichos valores, una vez anualizados, fueron comparados con los obtenidos para 2043 en la Tabla 3.5., y se determinó que su uso, a los efectos del estudio sobre el sistema eléctrico, era de utilidad para este trabajo, por ser conservadores.

⁷⁰ Resultados simulados en SimSEE para en sistema eléctrico al año 2030 y para el modelado de una demanda de VE proyectada comparable a la obtenida en este trabajo para el año 2043.

⁷¹ Ref. (24): Plan Indicativo de Expansión del Parque de Generación Eléctrica Período 2024 a 2043. (2024). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].

⁷² De acuerdo a lo expuesto en la Nota 2.3, la simulación en el programa SimSEE, fue realizada de manera colaborativa, por los estudiantes de la Maestría de Ingeniería de la Energía de la UdelAR; Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, en su trabajo: Ref. (23), a partir de los insumos brindados por la autora de esta tesis, mencionados en la Nota 2.1 y alineados con los objetivos y el cumplimiento de las hipótesis de este trabajo y sus aportes específicos, referidos en la Nota 2.3.

⁷³ Demanda energética neta diaria utilizada en movilidad: calculada a partir de la energía que resulta de la Potencia demandada por 7 horas menos la Potencia inyectada por 4 horas.

⁷⁴ 2030.

*Nota 3.2: Es importante resaltar que los valores de la **demanda energética neta diaria** utilizada en el trabajo de simulación de SimSEE superan los valores de la demanda energética neta diaria 2043⁷⁵. Siendo que los valores modelados fueron más exigentes con el sistema eléctrico, se considera conservadores los resultados del modelado. Si bien, se sugiere para futuros análisis la actualización de la simulación en SimSEE con los resultados ajustados de las demandas obtenidas en LEAP para 2043.*

A continuación se presentan los principales resultados obtenidos de la simulación de las demandas de movilidad eléctrica modeladas en SimSEE.

Efecto sobre los picos de potencia del sistema por estación

En la Figura 3.1 se muestran los resultados comparativos sobre el sistema eléctrico para la **Potencia total demandada (MW)**, para cada hora durante el periodo de una semana, en los cuatro escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3, dicha simulación fue realizada en la segunda semana del mes de ENERO 2030 (representativa de la estación de verano).

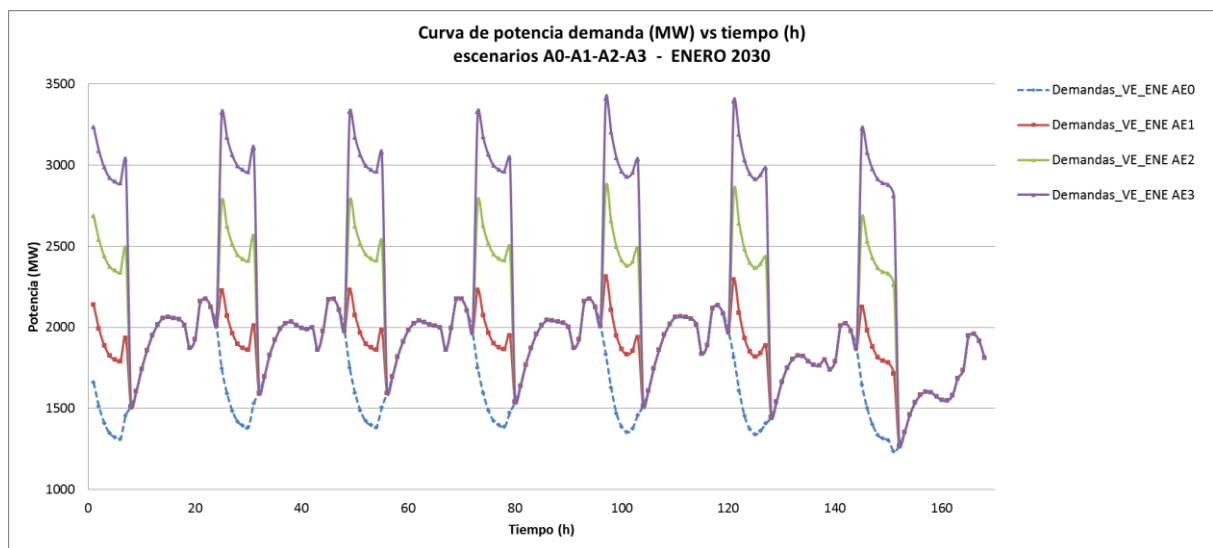


Fig.3.1. Potencia demandada (MW) para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3 en ENERO 2030

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

En la Figura 3.2 se muestran los resultados comparativos para la **Potencia total demandada (MW)**, para cada hora durante el periodo de una semana, en los cuatro escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3 obtenidos en la segunda semana del mes de JULIO 2030 (representativa de la estación de invierno).

⁷⁵ En el Anexo I se presentan los detalles de dichos resultados comparativos, para las demandas obtenidas, entre los escenarios proyectados para los años 2030 y 2043.

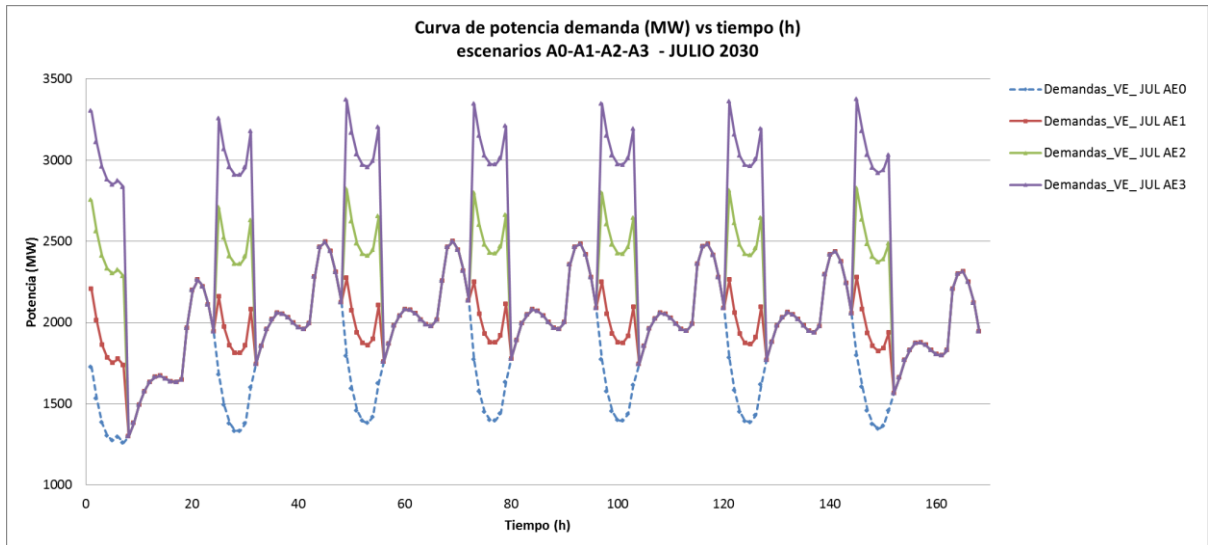


Fig.3.2. Potencia demandada (MW) para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3 en JULIO 2030

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

En la Figura 3.3 se muestran los resultados comparativos sobre el sistema eléctrico para la **Potencia total demandada (MW)**, para cada hora durante el periodo de una semana, en los cuatro escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3 obtenidos en la segunda semana del mes de OCTUBRE 2030 (representativa de la estación de primavera).

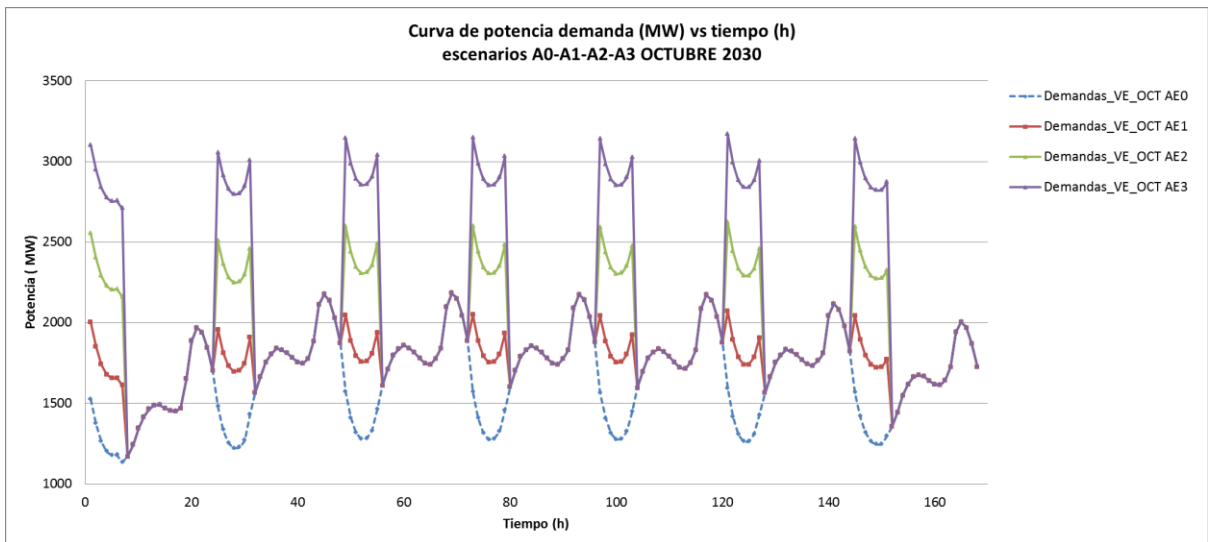


Fig.3.3. Potencia demandada (MW) para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3 en OCTUBRE 2030

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

De los resultados comparativos del modelado estacional, se observa que para el escenario AE0, los picos de la curva de carga diaria coinciden con los característicos del sistema, obteniendo valores en horario pico de: 2.172 MW para enero, 2.497 MW en julio y 2.183 MW en octubre, para el año 2030.

Para el escenario AE1 la potencia demandada, en el año 2030, exige al sistema en horario valle llegando a registros de: 2.313 MW⁷⁶ para enero, 2.273 MW en julio y 2.049 MW en octubre, con lo que se confirma que los picos de potencia del sistema con las nuevas demandas del escenario AE1 no superan los picos anuales característicos registrados sin ellas (2.497 MW).

Por otra parte las potencias demandadas en los escenarios AE2 y AE3 generan en el horario valle demandas de potencia que superan los picos habituales del sistema, esperados para el año 2030. En AE2 en horario valle los registros fueron de: 2.862 MW para enero, 2.822 MW en julio y 2.536 MW en octubre. Y para el AE3 en horario valle los registros fueron de: 3.410 MW para enero, 3.370 MW en julio y 3.146 MW en octubre.

En el caso del escenario AE2 los picos alcanzados superan en 365 MW, lo que equivale a un 14,6% del pico característico del sistema; mientras que el escenario AE3 supera de manera muy significativa en un 36,5% la demanda del pico habitual del sistema por lo que se descarta como un escenario factible a efectos del análisis de complementariedad con las EERRNC.

*Nota 3.3: Como parte de los resultados, debemos tener en cuenta que la modalidad de carga simulada de **modo uniforme en todo el periodo** (gráficamente como un escalón), generan picos en las primeras y las últimas horas del horario valle donde aún las demandas registradas son altas, por lo que se desprende la necesidad de incorporar gestión de demanda para evitar estos picos que afectan al sistema en cuanto a costos y limitando la compatibilidad con las EERRNC esperadas, como lo veremos a continuación.*

Efecto sobre los Costos Marginales del sistema

En la Figura 3.4 se presentan los resultados de los **Costos Marginales (USD/MWh)** para cada hora de la segunda semana del mes de ENERO 2030 comparando los escenarios AE0, AE1 y AE2.

⁷⁶ Si bien se observa que en el mes de enero el pico generado por la carga de los VE supera el pico del sistema registrado para esa semana de enero, el valor no supera el histórico del sistema sin VE que se obtiene en el mes de julio por ejemplo.

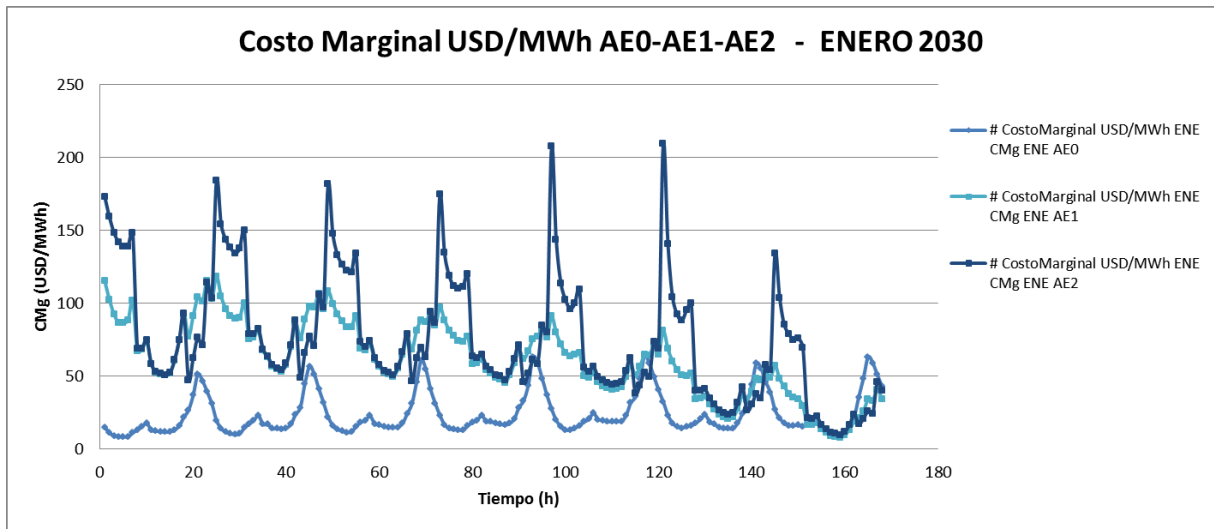


Fig.3.4. Costo Marginal (USD/MWh) para los escenarios AE0, AE1 y AE2 en ENERO 2030

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

Se observa que los Costos Marginales (CMg) del sistema en la segunda semana de ENERO 2030 alcanzan para el escenario AE0 los 64 USD/MWh, para el escenario AE1 alcanza los 118 USD/MWh. Mientras que para el escenario AE2 alcanza los 209 USD/MWh.

En la Figura 3.5 se presentan los resultados de los CMg para cada hora de la segunda semana del mes de JULIO 2030 comparando los escenarios AE0, AE1 y AE2.

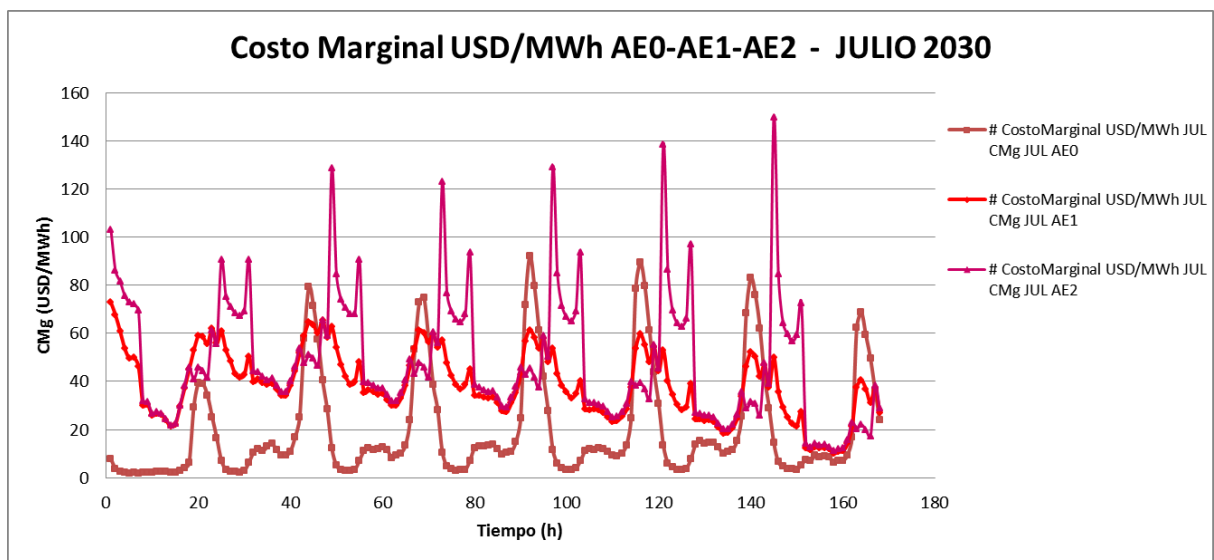


Fig.3.5. Costo Marginal (USD/MWh) para los escenarios AE0, AE1 y AE2 en JULIO 2030

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

En la Figura 3.6 se presentan los resultados de los CMg para cada hora de la segunda semana del mes de OCTUBRE 2030 comparando los escenarios AE0, AE1 y AE2.

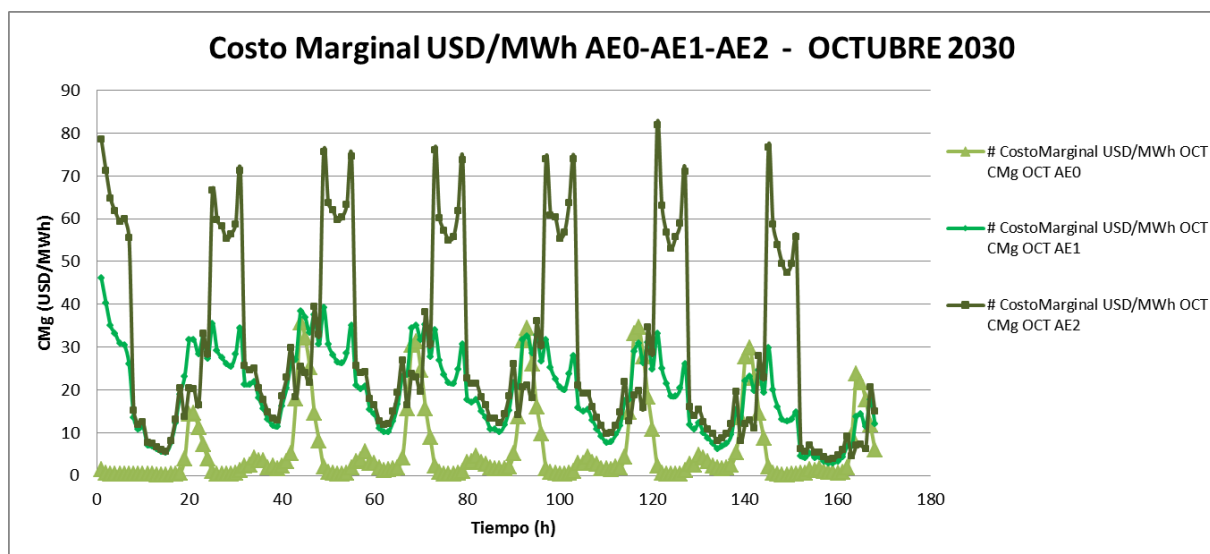


Fig.3.6. Costo Marginal (USD/MWh) para los escenarios AE0, AE1 y AE2 en OCTUBRE 2030

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

En estas dos últimas figuras los CMg del sistema alcanzan, para JULIO 2030 y OCTUBRE 2030, los siguientes valores:

- en el escenario AE0 los resultados fueron de 92 USD/MWh para julio y 36 USD/MWh para octubre,
- para el escenario AE1 se registró el valor de 73 USD/MWh para julio y de 46 USD/MWh para octubre,
- mientras que para el escenario AE2 fue de 150 USD/MWh para julio y de 82 USD/MWh para octubre.

Otro hecho a destacar es que para los resultados de JULIO 2030 se observa claramente el fenómeno de V2G sobre el sistema. Para el escenario AE1, existe una importante reducción de los CMg en horario pico respecto a AE0 producto de la inyección V2G, lo mismo sucede en ese horario con AE2 al existir mayor inyección, lo que baja los costos de despacho modelados.

Por otra parte es en el mes de ENERO 2030 donde se registran los mayores picos para los CMg en los tres escenarios de política AE1, AE2 y AE3 debido al despacho de fuentes de mayor costo, como se verá más adelante en las Figuras 3.8, 3.9, 3.10 y 3.11.

En la Figura 3.7 se muestra el conjunto de los resultados estacionales para el escenario AE3, donde se observa que los CMg en todas las estaciones superan ampliamente los valores históricos del sistema y registran picos que van de los 304 USD/MWh a los 643 USD/MWh.

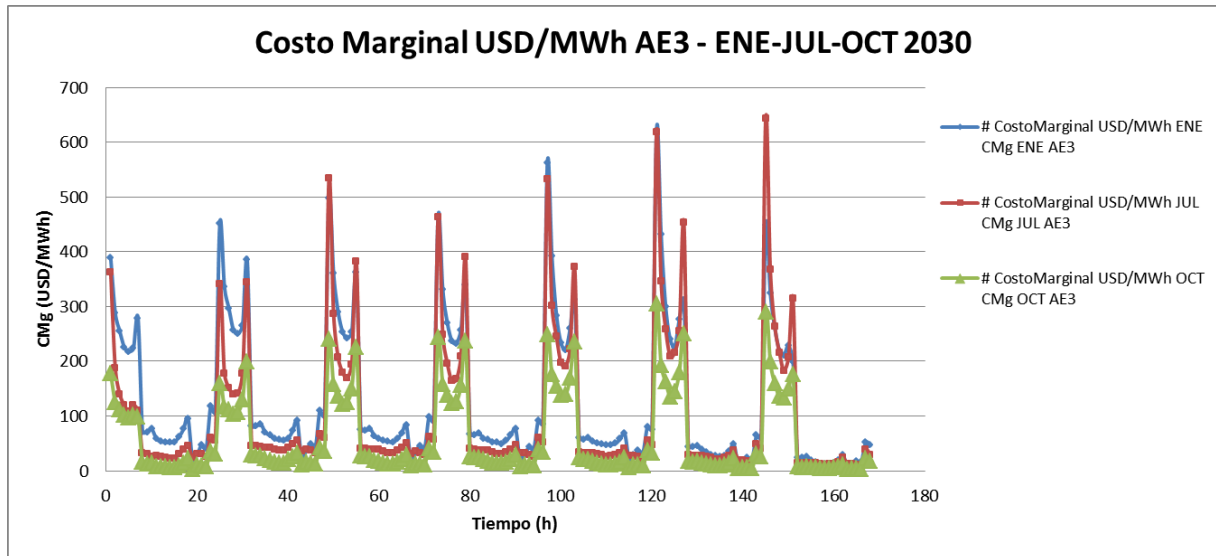


Fig.3.7. Costo Marginal (USD/MWh) para el escenario AE3 en ENERO, JULIO y OCTUBRE de 2030

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

Confirmando como se mencionó anteriormente que AE3 no es un escenario factible a efectos del análisis de complementariedad con las EERRNC, y en lugar de ser solidario con el sistema le genera costos prohibitivos o simplemente fallas en el despacho de cargas.

Efecto sobre Suministro del sistema

En las Figuras 3.8, 3.9, 3.10 y 3.11 se presentan los resultados sobre el despacho o suministro energético para abastecer las demandas modeladas en la segunda semana del mes de ENERO 2030 para los cuatro escenarios: AE0, AE1, AE2 y AE3 respectivamente.

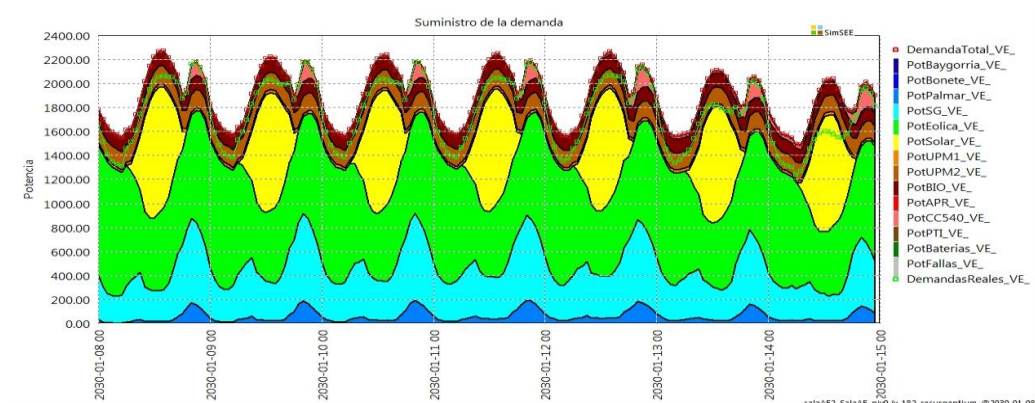


Fig.3.8. Suministro del sistema para el mes de ENERO 2030 en el escenario AE0

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

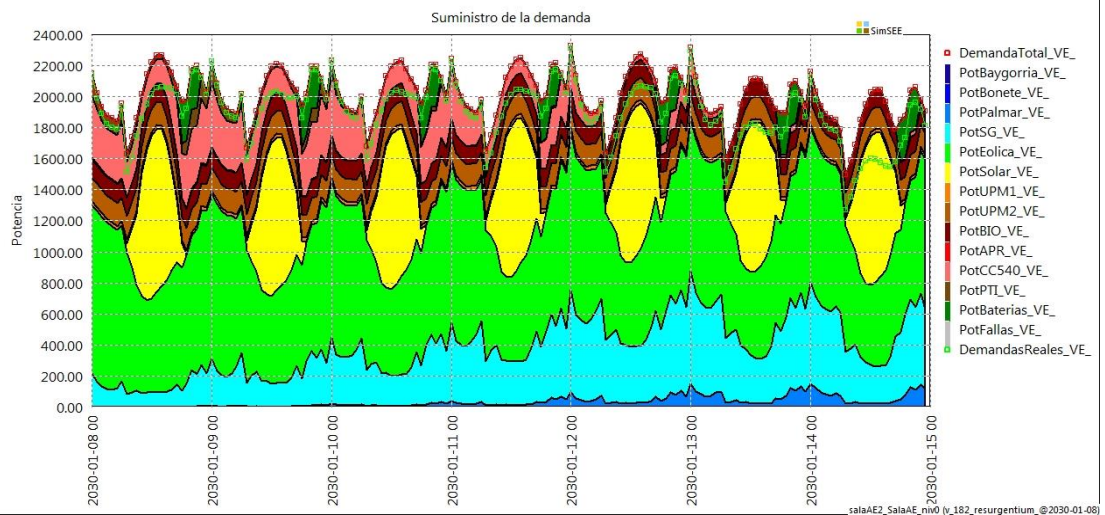


Fig.3.9. Suministro del sistema para el mes de ENERO 2030 en el escenario AE1

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

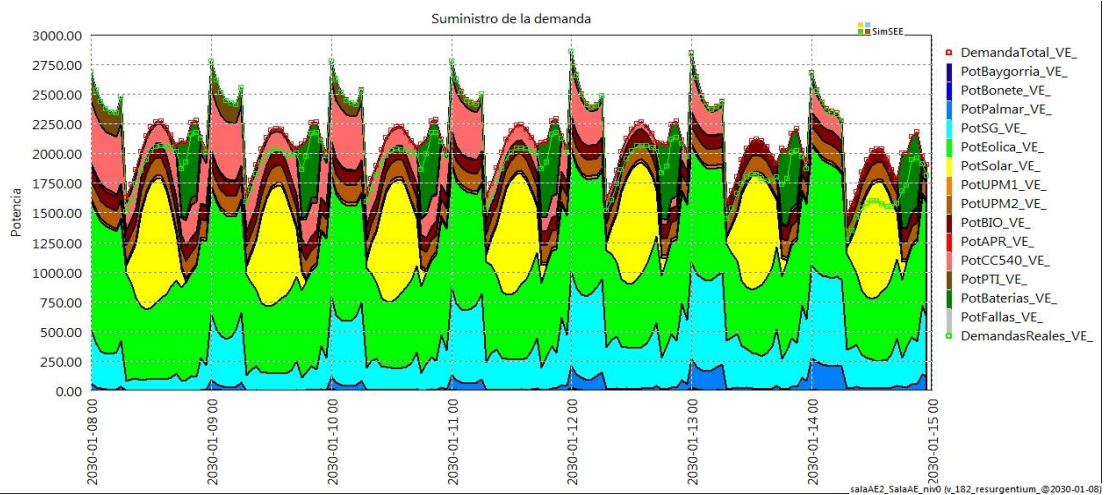


Fig.3.10. Suministro del sistema para el mes de ENERO 2030 en el escenario AE2

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

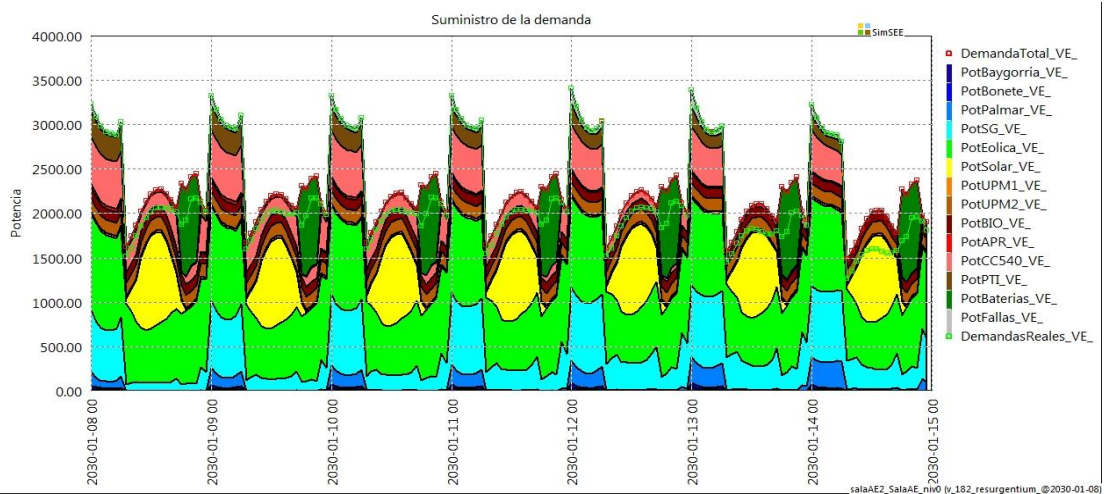


Fig.3.11. Suministro del sistema para el mes de ENERO 2030 en el escenario AE3

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

Se observa en el escenario AE1, que para algunos días de la semana modelada, la demanda generada en valle requiere del abastecimiento de fuentes térmicas como CC540 (ciclo combinado de 540MW). Para los escenarios AE2 y AE3 la energía obtenida para abastecer la demanda de carga en el horario valle, es en mayor medida dependiente de centrales térmicas teniendo incluso que recurrir a PTI (Punta del Tigre) con mayores CMg para el sistema en algunos casos.

El mes de ENERO es históricamente un mes de baja hidraulicidad, por lo que la energía proveniente de las centrales hidroeléctricas (probablemente, la expansión óptima usada en la oferta) para el abastecimiento, disminuye. Esto explica que se tenga que recurrir al despacho de fuentes térmicas (situación no deseable e incompatible con las hipótesis de este trabajo). Por ello, resulta interesante analizar los abastecimientos en otras estaciones y evaluar la complementariedad con nuevas incorporaciones de EERRNC.

En las Figuras 3.12, 3.13 y 3.14 se presentan los resultados sobre el despacho o suministro energético para abastecer las demandas modeladas en la segunda semana del mes de JULIO 2030 para los tres escenarios AE0, AE1 y AE2 respectivamente.

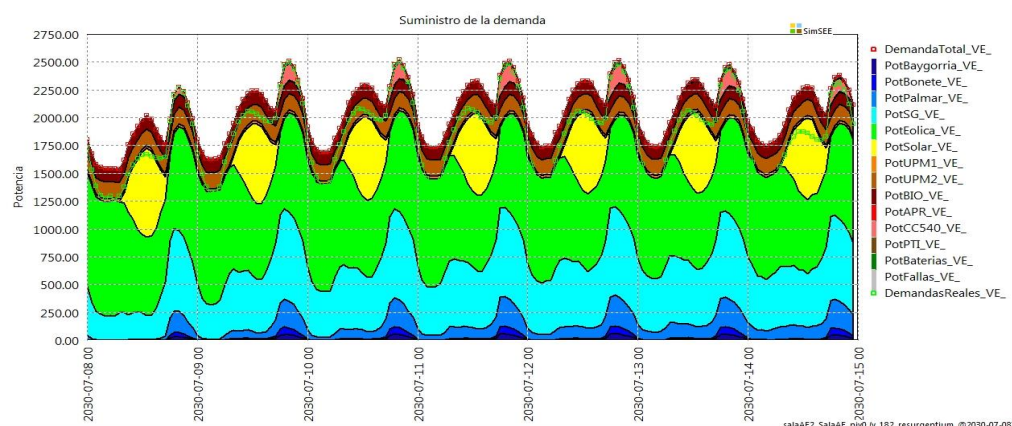


Fig.3.12. Suministro del sistema para el mes de JULIO 2030 en el escenario AE0

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

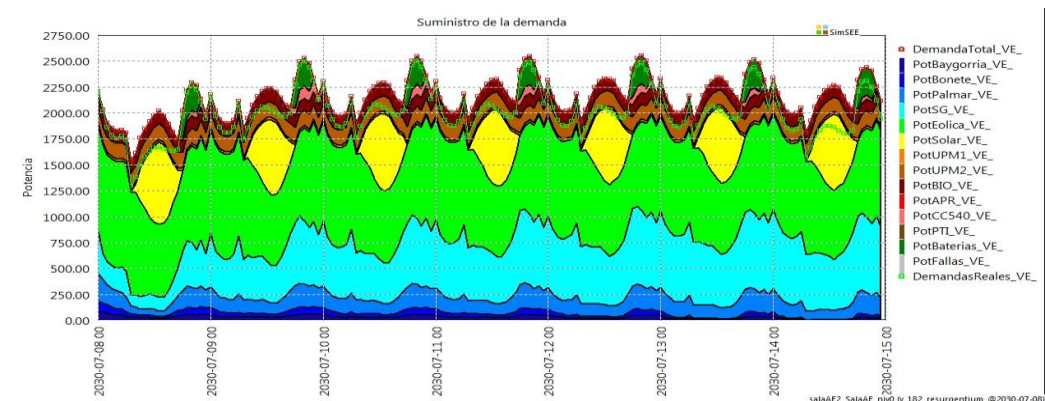


Fig.3.13. Suministro del sistema para el mes de JULIO 2030 en el escenario AE1

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

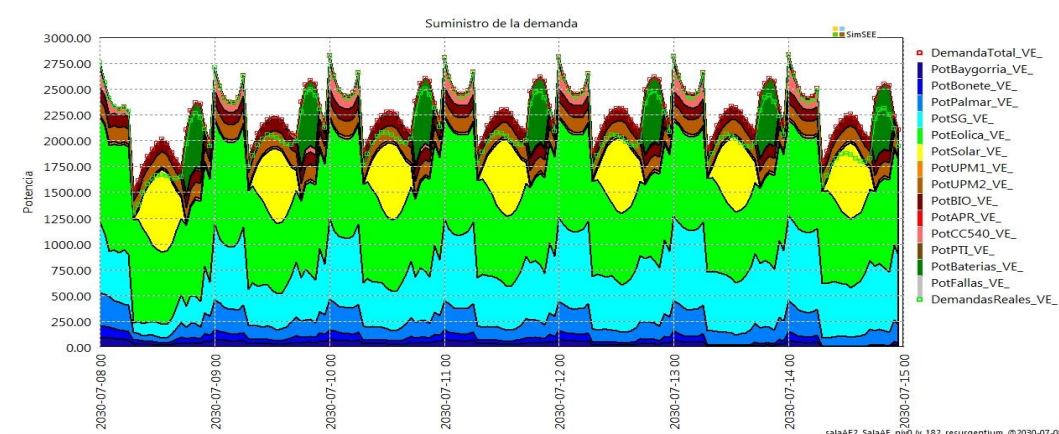


Fig.3.14. Suministro del sistema para el mes de JULIO 2030 en el escenario AE2

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

Para los resultados del mes de JULIO se observa una mayor disponibilidad de energía hidroeléctrica. En el escenario AE1 se observa el aprovechamiento de la inyección del remanente de carga mejorando los resultados del escenario AE0 respecto a la dependencia de las fuentes térmicas en horario pico. Se observa además para horario valle en el escenario AE1, el aprovechamiento de los excedentes de energía identificados en las RROO, uniformizando además los picos de la curva de demanda con los del horario pico. Para el escenario AE2 los resultados muestran que se debe cubrir la demanda en el horario valle con fuentes térmicas como CC540.

En las Figuras 3.15, 3.16 y 3.17 se presentan los resultados sobre el despacho o suministro energético para abastecer las demandas modeladas en la segunda semana del mes de OCTUBRE 2030 para los tres escenarios AE0, AE1 y AE2 respectivamente.

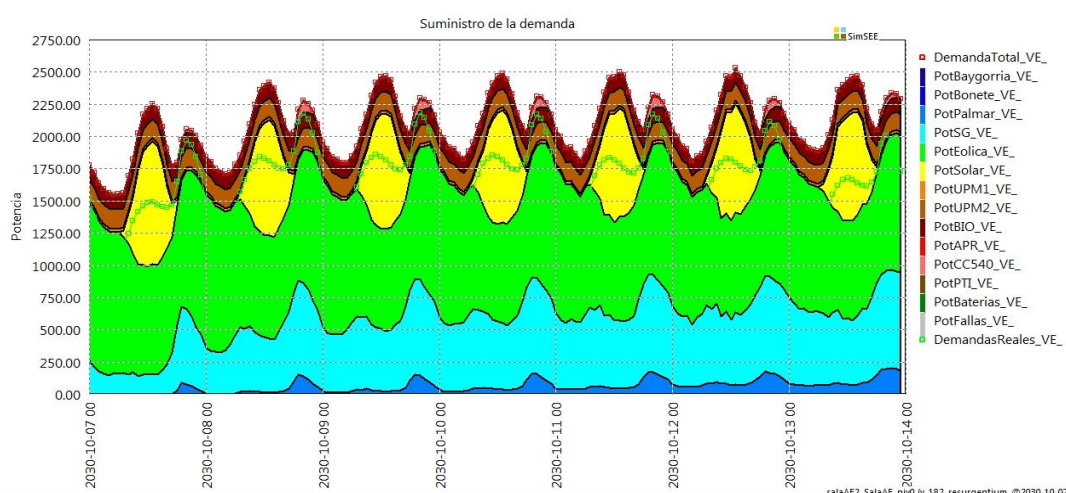


Fig.3.15. Suministro del sistema para el mes de OCTUBRE 2030 en el escenario AE0

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

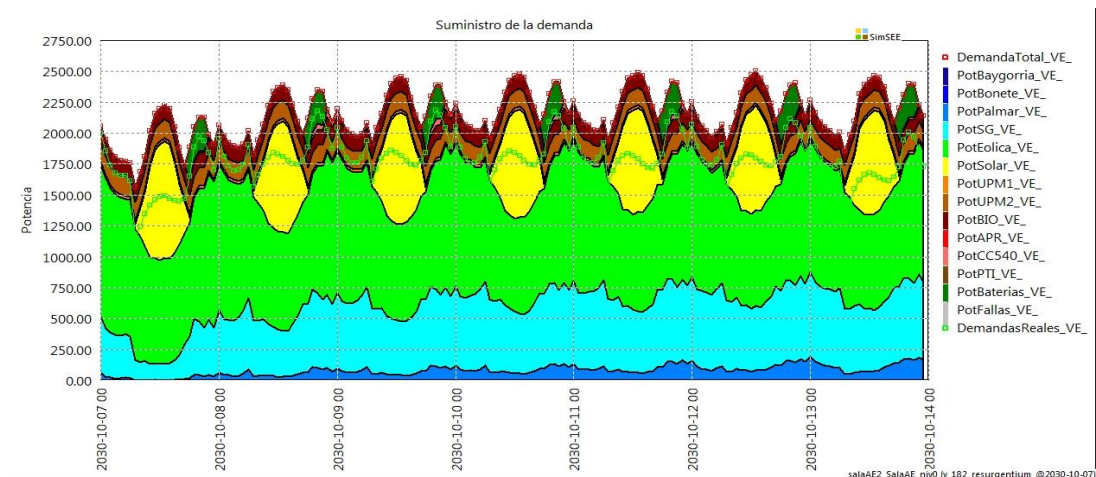


Fig.3.16. Suministro del sistema para el mes de OCTUBRE 2030 en el escenario AE1

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

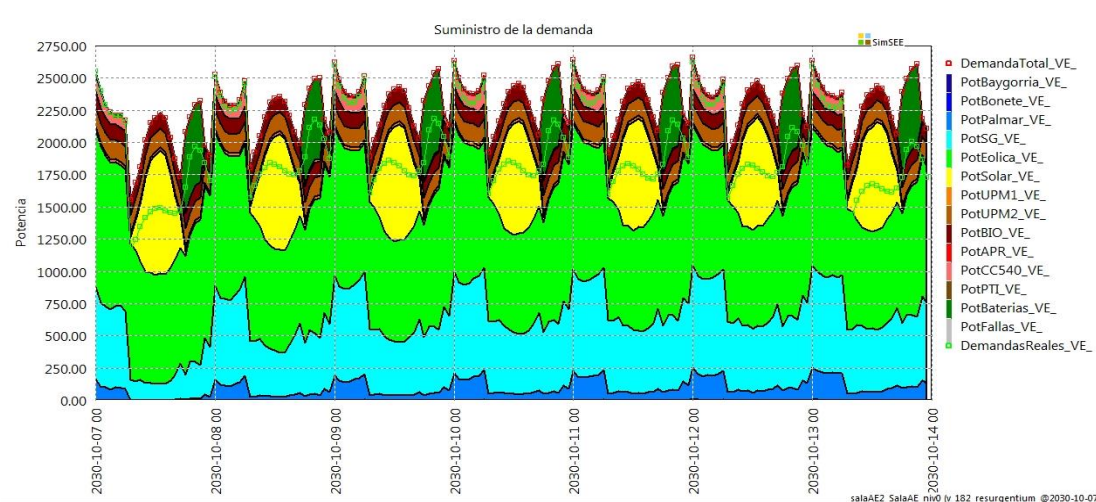


Fig.3.17. Suministro del sistema para el mes de OCTUBRE 2030 en el escenario AE2

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

Para los resultados del mes de OCTUBRE, se obtuvo en el escenario AE1, una curva de demanda uniforme y se observa que la carga en el horario valle no requiere fuentes térmicas. A su vez en el horario de la tarde, fruto del abastecimiento con V2G, no se recurre prácticamente al despacho del ciclo combinado cuando se posee el pico de la tarde. En el escenario AE2 se observa un comportamiento similar pero con mayor aporte en horario pico de V2G.

En la primavera, el hecho de no depender de las fuentes térmicas es probable que se deba al aumento de disponibilidad de fuentes eólicas por sobre las hidroeléctricas.

3.1.3 Resultados- Sinergias entre demanda y abastecimiento

A continuación se presentan los resultados del análisis de sinergias entre las nuevas demandas de la movilidad eléctrica y su complementariedad con el abastecimiento de las fuentes de EERRNC.

A partir de los resultados obtenidos en SimSEE, para los cuatro escenarios en las tres estaciones modeladas, se analizó la previsible sinergia entre la movilidad eléctrica y su complementariedad con las fuentes de EERRNC considerando el potencial aprovechamiento de las Restricciones Operativas del sistema (RROO⁷⁷) y la posibilidad de inyección del vehículo a la red (V2G).

De los resultados obtenidos, en los tres escenarios de política AE1, AE2 y AE3, se identificó, que si bien en todos los casos se aprovechan las RROO, es en el escenario AE1 el único caso donde se llega a cubrir la nueva demanda, confirmando así, la complementariedad planteada a partir de la carga de los VE en horario valle con el aprovechamiento de las RROO remanentes registradas.

Se comprobó para el escenario AE1 que la energía tomada de la red fue en su mayoría de fuentes de energías renovables (EERR) salvo para momentos donde la baja hidraulicidad, de algunos días de enero, afectaba al sistema durante todo el horario de abastecimiento independientemente de la demanda de movilidad eléctrica, teniendo que recurrir a fuentes térmicas. Los resultados para dicho escenario en los meses de julio y octubre comprobaron que las EERRNC cubrían el abastecimiento de la demanda proyectada y la energía de RROO también era destinada para cubrir las demandas en movilidad.

Por otra parte, en términos generales, se confirmó para todos los escenarios: AE1, AE2 y AE3 y en todos los meses, que en el horario pico se genera un beneficio marcado en el sistema por inyección a la red de la modalidad V2G, reduciendo la dependencia con las fuentes térmicas y con ello los costos marginales del sistema. En todos los escenarios de SimSEE se realizó un aprovechamiento de las RROO asumiendo que no existen exportaciones.

En resumen, para el caso AE1, los horarios planteados de Potencia demandada (carga de VE) y Potencia despachada (V2G) son adecuados, dicho comportamiento uniformiza el perfil de la curva de demanda del sistema y reducen los picos de costo marginal característicos. Mientras que para los casos AE2 y AE3 la configuración planteada de carga e inyección no es adecuada, pues la demanda en escalón genera picos en horario valle que superan los del sistema e invierte la curva de demanda,

⁷⁷ RROO: restricciones operativas, energía no despachada.

debiendo recurrir a fuentes térmicas en horario valle, aumentando los costos marginales del sistema y existiendo además posibilidades de fallas.

Esto evidencia que las simulaciones realizadas presentaron limitaciones desde el punto de vista de gestión de la demanda debido a que se habilitó en modo de pulso uniforme la demanda total eléctrica proyectada sin realizar el modelado del efecto de suavizado de la misma. Lo cual generó que los escenarios AE2 y AE3 fueran descartados por los resultados obtenidos debido a que demandan el encendido de Motores, situación no deseable e incompatible con las hipótesis de este trabajo.

Los horarios planteados, para la carga y descarga de VE equivalentes, fueron adecuados para el caso AE1, dado que balancean la curva de demanda y reducen los picos de costo marginal. Sin embargo para los casos AE2 y AE3 la carga en algunos momentos invierte las características típicas de la curva de demanda, existiendo posibilidades de fallas.

A continuación y con el objetivo de evaluar los impactos en el comportamiento de la curva de carga del sistema eléctrico, se responden las siguientes preguntas planteadas como premisas para el análisis:

- **¿Se alcanza a cubrir la demanda del parque de VE solamente con renovables?**

No se alcanza a cubrir la demanda del parque de VE en todos los escenarios modelados, solamente con las renovables disponibles en nuestra matriz de generación existente. El único caso, además de AE0, en que se alcanzó a cubrir la demanda solamente con renovables fue para el escenario AE1. Por lo cual podemos decir que; se identificó para el escenario AE1 la compatibilidad de los requerimientos con el abastecimiento mientras que para los escenarios AE2 y AE3 se identificaron limitaciones en el tipo de despacho, el cual no alcanza a cumplir con el componente renovable puro. Este hecho nos indica que para evitar el encendido de las fuentes térmicas y el aumento de los Costos marginales el sistema, no sólo es necesaria la gestión de la nueva demanda, sino que también nos revela la necesidad de proyectar nueva incorporación de EERRNC para cubrir la misma si queremos continuar el camino de la descarbonización y que la incorporación de la movilidad eléctrica no implique un sobre costo para el resto de los sectores de la demanda.

- **¿Se aprovechan las eventuales restricciones operativas (RROO) y vertidos hídricos?**

Si, se aprovechan las RROO en todos los casos y no se identifican vertidos hídricos.

- **Para los casos en los que SI se alcanza a cubrir, ¿con qué costos y con cuáles fuentes?**

El caso AE1 SI alcanzó a cubrir la demanda en el horario valle con renovables. Los costos marginales máximos⁷⁸ y las fuentes asociadas despachadas fueron las siguientes:

- AE1-CMg enero 2030: 118 USD/MWh. Fuentes: hidráulica, eólica y biomasa (unos días con térmica- CC540).
- AE1-CMg julio 2030: 73 USD/MWh. Fuentes: hidráulica, eólica y biomasa.
- AE1-CMg octubre 2030: 46 USD/MWh. Fuentes: hidráulica, eólica y biomasa.

- **Para los casos en los que NO se alcanza a cubrir, ¿qué costos y qué fuentes se requerirían para a cubrir dicha demanda?**

Los casos AE2 y AE3 NO alcanzaron a cubrir la demanda en el horario valle con EERRNC. Los costos marginales máximos⁷⁹ y las fuentes asociadas despachadas fueron las siguientes:

- AE2-CMg enero 2030: 209 USD/MWh. Fuentes: hidráulica, eólica, biomasa y térmica: CC540
- AE2-CMg julio 2030: 150 USD/MWh. Fuentes: hidráulica, eólica, biomasa y térmica: CC540
- AE2-CMg octubre 2030: 82 USD/MWh. Fuentes: hidráulica, eólica, biomasa y térmica: CC540
- AE3-CMg enero 2030: 622 USD/MWh. Fuentes: hidráulica, eólica, biomasa y térmicas: CC540 y PTI
- AE3-CMg julio 2030: 643 USD/MWh. Fuentes: hidráulica, eólica, biomasa y térmicas: CC540 y PTI
- AE3-CMg octubre 2030: 304 USD/MWh. Fuentes: hidráulica, eólica, biomasa y térmicas: CC540 y PTI

- **Para el porcentaje que NO se alcanza a cubrir, ¿cuánta fue la energía y la potencia deficitaria?**

Los valores de Potencia deficitaria surgen de las curvas de suministro de fuentes térmicas registradas en la simulación SimSEE⁸⁰ en los tres meses modelados respectivamente. A partir de los valores de Potencia deficitaria para el mes de enero 2030 (en los escenarios AE2 y AE3 donde se registran los mayores picos), se determina la Energía deficitaria correspondiente. Los valores obtenidos fueron los siguientes:

- AE2: *Potencia Demandada* modelada SimSEE al 2030 fue de 1.028 MW⁸¹ de 0h a 7h.
- AE2- enero 2030: Potencia deficitaria **759 MW**.

⁷⁸ Valor de CMg máximo de los CMg promedio horario de las semanas modeladas. Se presenta la tabla con el total de valores obtenidos en el Anexo I.

⁷⁹ Valores de CMg máximo de los CMg promedio horario, se presenta en el Anexo I Tabla A3.8 y Tabla A3.9.

⁸⁰ Valores de Potencia deficitarias estimados entre los 7 días de las semanas modeladas en la simulación, Ref. (23).

⁸¹ En Anexo I se presentan los valores en Tabla A3.6.

- AE2- julio 2030: Potencia deficitaria **336 MW**.
- AE2- octubre 2030: Potencia deficitaria **243 MW**.

En el escenario AE2, la Potencia deficitaria máxima se da en el mes de enero 2030 y produce una demanda de **EERRNC deficitaria de 6.081 MWh/d.**

- AE3: *Potencia Demandada* modelada SimSEE al 2030 fue de 1.576 MW⁸² de 0h a 7h.
- AE3- enero 2030: Potencia deficitaria **819 MW**.
- AE3- julio 2030: Potencia deficitaria **603 MW**.
- AE3- octubre 2030: Potencia deficitaria **530 MW**.

En el escenario AE3, la Potencia deficitaria máxima se da en el mes de enero 2030 y produce una demanda de **EERRNC deficitaria de 7.606 MWh/d.**

- **¿Es conveniente la acumulación distribuida con carga en valle e inyección en el pico para todo el parque de VE en todos los escenarios?**

Para todos los escenarios: AE1, AE2 y AE3 y en todos los meses, se observó que en el horario pico se generó un beneficio marcado en el sistema por inyección a la red de la modalidad V2G, reduciendo la dependencia con las fuentes térmicas y con ello se logró una reducción en los costos marginales en ese horario. Para los resultados de JULIO 2030 se observa claramente el fenómeno de V2G sobre el sistema. Para el escenario AE1, existe una importante reducción de los CMg en horario pico respecto a AE0 producto de la inyección V2G, lo mismo sucede en ese horario para el escenario AE2 al existir mayor inyección, lo que baja los costos de despacho modelados. La conveniencia en el horario pico es notoria en todos los casos, sin embargo para los escenarios de alta demanda como AE2 y AE3 el aumento en horario de valle invierte el comportamiento de la curva de demanda generando un nuevo pico en horario valle y aumentos de costos para el sistema.

- **¿Cuál es el % de energía que puede, la inyección V2G, amortiguar los picos de la demanda?**

En todos los escenarios: AE1, AE2 y AE3, se propuso para el modelado que un 30% de la de carga potencial del parque total de VE equivalentes de las categorías de transporte particular se inyectaba en horario pico. Los valores resultantes a ser inyectados por escenario, en 2030, fueron los siguientes:

⁸² En Anexo I se presentan los valores en Tabla A3.6.

- AE1: Potencia Entregada 270 MW⁸³, durante 4 h, equivale a **1.080 MWh** de Energía inyectada
- AE2: Potencia Entregada 630 MW⁸⁴, durante 4 h, equivale a **2.520 MWh** de Energía inyectada
- AE3: Potencia Entregada 990 MW⁸⁵, durante 4 h, equivale a **3.960 MWh** de Energía inyectada

A partir de los valores de Energía inyectada, se calculan los porcentajes de energía amortiguada correspondientes a los máximos que se dan en el horario pico de la curva característica de demanda. Dichos porcentajes varían respecto a los picos característicos de la demanda de acuerdo a cada mes (enero 2030: 13.858 MWh; julio 2030: 15.649 MWh; octubre 2030: 13.535MWh)⁸⁶, los resultados⁸⁷ promedio fueron los siguientes, para 2030:

- Para el escenario AE1: la inyección V2G logra amortiguar el 8% de la energía del horario pico
- Para el escenario AE2: la inyección V2G logra amortiguar el 18% de la energía del horario pico
- Para el escenario AE3: la inyección V2G logra amortiguar el 28% de la energía del horario pico

- **¿Cuál es el eventual beneficio económico para el consumidor que inyecta V2G?, ¿con cuáles tarifas?**

Se analizó la conveniencia por parte del ciudadano para adoptar la modalidad V2G, se incluyó en dicho análisis el costo por el uso de la batería considerando la pérdida de oportunidad en el uso de ciclos de carga destinados para almacenamiento y el consecuente acortamiento de su vida útil para su uso en movilidad y se comparó con las eventuales ventajas obtenidas por la compra y venta o de energía de la red.

La energía destinada para V2G por VE equivalente en este trabajo se definió como el 30% de su demanda equivalente total⁸⁸ de acuerdo al análisis presentado en el ítem 1.2 de este capítulo. Considerando que un VE equivalente realiza V2G de forma rutinaria durante 365 ciclos de carga a lo largo del año con una demanda unitaria de 1,84 kWh/ciclo, la energía anual por VE equivalente alcanza a 672 kWh bajo régimen exclusivo de V2G.

Para que al consumidor final le resulte atractivo ingresar en el sistema V2G, a partir de dicho valor de energía se deberá determinar: i) bajo cuáles tarifas, ii) en qué horarios deberá operar y iii) qué modalidad usará para destinar la energía almacenada.

En este apartado se muestran las diferentes alternativas de precios en la compra de la energía al distribuidor, se determina el punto de operación donde el consumidor final obtiene el

⁸³ En Anexo I se presentan los valores en Tabla A3.6.

⁸⁴ En Anexo I se presentan los valores en Tabla A3.6.

⁸⁵ En Anexo I se presentan los valores en Tabla A3.6.

⁸⁶ Valores de los picos de energía se obtienen a partir de la demanda del horario pico de los tres meses modelados. Se presenta la tabla con el total de valores obtenidos en el Anexo I.

⁸⁷ En Anexo I se presenta Tabla A3.10.

⁸⁸ Carga total anual en MWh por VE equivalente: 2,24 MWh/a.

mayor beneficio y se compara la alternativa de compra sin inyección a la red, con la **modalidad de compra para almacenamiento e inyección**⁸⁹.

Este último análisis surge a partir de los nuevos decretos: Decreto N°147/2023⁹⁰ y el Decreto N°124/2024⁹¹, en los cuales los suscriptores inyectan a red a Precio *Spot* adoptando las nuevas tarifas para Suscriptores con Generación, SG0 o SG1-A (dependiendo de la potencia contratada máxima).

La modalidad, V2G, al contar con baterías⁹², no permite operar con las características establecidas bajo el Decreto N°173/010⁹³ de Microgeneración, el cual bajo un *régimen promocional*, alentaba a los suscriptores a inyectar, la energía obtenida de fuentes renovables de Microgeneración, manteniendo el precio de venta al distribuidor, en un valor idéntico al precio de compra establecido en las tarifas que los suscriptores adoptaran. Debido a ello y de acuerdo a los bajos precios del Mercado *Spot*⁹⁴, existe menos incentivo a la inyección.

Por lo tanto, resulta interesante analizar a nivel residencial, cómo la nueva reglamentación que aplica a una modalidad V2G, resulta en mayor o menor medida un incentivo de inyección, comparado con el caso donde se mantuviera el precio del monómico, para inyección, iguales al del precio de compra de las distintas tarifas disponibles a nivel residencia, es decir si existiera un régimen similar al régimen promocional que hubo para la Microgeneración.

a) Análisis de a cuáles tarifas y horarios realizar la compra de la energía al distribuidor

Tomando como referencia el precio de la energía publicados por UTE⁹⁵ 2024 para movilidad eléctrica en los **puntos de carga de la vía pública**, que ascienden a 7,54 UYU/kWh en carga con corriente alterna (CA) más impuestos y 8,57 UYU/kWh en carga con corriente continua (CC) más impuestos, el costo de la carga alcanza la suma de **UYU 5.067** anuales más impuestos en CA, mientras que en CC la suma alcanza los **UYU 5.759** anuales más impuestos. En estas tarifas, no existe variación del precio del energético con los tramos horarios, por lo que **es indiferente el horario de carga**.

⁸⁹ Bajo el régimen de suscriptor con generación.

⁹⁰ Ref. (25): Decreto N°147/2023, Modifican los artículos que se determinan del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Decreto 276/002 de fecha 28 de junio de 2002, 29 de mayo de 2023, <https://www.impo.com.uy>. Modifica la definición del suscriptor del Reglamento General de Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional.

⁹¹ Ref. (26): Decreto N°124/2024, Aprobación de la nueva tarifa para la modalidad de consumo aplicable a los "suscriptores con generación". 1° de mayo de 2024, 14 de mayo de 2024, <https://www.impo.com.uy>.

⁹² Se considera SG debido a que las baterías se asimilan a una central de generación.

⁹³ Ref. (27): Decreto N°173/010, Autorización a suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generaciones de fuentes renovables, 8 de junio de 2010, <https://www.impo.com.uy>. Microgeneración eléctrica (eólica, solar, biomasa o mini hidráulica) conectada a la red de distribución.

⁹⁴ Ref. (28): Portal ADME. Spot Sancionado Año 2024. <https://www.adme.com.uy>. En el Anexo I, se presentan el análisis de los precios de energía en Mercado Spot.

⁹⁵ Ref. (29): Portal UTE. (2024, 8 de abril). Precios de carga en vía pública. <https://portal.ute.com.uy/nuevos-precios-de-carga-en-la-viapublica>.

En cambio, si lo comparamos con la modalidad de carga **bajo suministros de uso residencial**⁹⁶ con tarifas contratadas TRD, TRT o MC1⁹⁷ y en Baja Tensión (BT), **en horario valle**, donde los precios sin impuestos, son los menores en cada tarifa, y por lo tanto **es el tramo horario recomendado para realizar la carga**, con valores de 4,422 UYU/kWh, 2,298 UYU/kWh y 2,437 UYU/kWh respectivamente, el **costo de la carga anual** asciende a la suma de: **UYU 2.972, UYU 1.544, UYU 1.638** respectivamente más impuestos. Siendo por lo tanto, **la carga en horario valle para cualquiera de las tres tarifas, más conveniente que la carga en vía pública**. Mientras que en horario punta, resultaría más conveniente cargar en puntos públicos.

En la siguiente Tabla 3.8, se presentan los precios de la energía para la carga en **horario valle** y en **horario punta**; para las dos tarifas de **carga en puntos de la vía pública**⁹⁸ (en CA y CC) y para las tarifas de **carga en residencial** (TRDH y TRTH y MC1). Para las nuevas tarifas de Suscriptor con Generación, SG0 o SG1-A, se presenta el precio establecido para la carga en **horario valle** y para el precio, de una eventual inyección, se utilizó el precio en Mercado *Spot* de la energía, ponderado de acuerdo a los valores publicados por ADME⁹⁹. Esta modalidad de suscriptor con inyección a la red se analiza a continuación en el ítem c.

Tabla 3.8. Precios por Tarifa, en horario valle y punta; precios de carga e inyección al Mercado Spot

Tarifa	Precio (UYU/kWh) VALLE	Precio (UYU/kWh) PUNTA	Carga V2G (kWh/año)	Carga VALLE V2G (UYU/año)	beneficio UYU/año	beneficio UYU/VidaÚtil	beneficio USD/VidaÚtil	% de costo Batería
punto público CA	7.5400	7.5400	672	5,066.9	-	-	-	-
punto público CC	8.5700	8.5700	672	5,759.0	-	-	-	-
TRDH	4.4220	11.0320	672	2,971.6	4,441.9	27,969.0	699.2	9%
TRTH	2.2980	11.0320	672	1,544.3	5,869.2	34,787.4	869.7	11%
MC1	2.4370	12.2030	672	1,637.7	6,562.8	41,323.0	1,033.1	13%
Tarifa	Precio (UYU/kWh) VALLE	Precio (UYU/kWh) SPOT	Carga V2G (kWh/año)	Carga VALLE V2G (UYU/año)	beneficio UYU/año	beneficio UYU/VidaÚtil	beneficio USD/VidaÚtil	% de costo Batería
SG0 y SG1A	1.5280	2.7787	672	1,026.8	840.5	5,292.1	132.3	2%

Fuente: elaboración propia

b) Destino de energía almacenada- modalidad similar a régimen promocional

En la Tabla 3.8, se presenta el valor del beneficio que resultaría de; almacenar la energía adquirida en horario valle e inyectarla al precio de horario punta si existiera un *régimen promocional* similar al de Microgeneración. Se muestra para cada caso el beneficio económico anual y se calcula el beneficio acumulado (traído a valor presente) a lo largo de la vida útil de la batería¹⁰⁰,

⁹⁶ De acuerdo a lo establecido en el pliego tarifario de UTE, a partir del 1° mayo 2024 donde ya no existe la tarifa de movilidad eléctrica y bajo suministros de uso residencial, es posible utilizar tarifas TRDH, TRTH y MC1 para cargar VE.

⁹⁷ TRD: Tarifa Residencial Doble horario, TRT: Tarifa Residencial Triple horario, MC1: Tarifa Mediano consumidor.

⁹⁸ Para los casos de carga en vía pública, el precio de la energía en horario valle es igual que en el horario punta.

⁹⁹ Anexo I, se presentan el análisis de los precios de energía en Mercado *Spot* publicados por ADME. Ref. (28).

¹⁰⁰ Ref. (30): Precios sociales y pautas técnicas para la evaluación socioeconómica. (2014). [SNIP-OPP, Montevideo, Uruguay]. Se toma para el cálculo como referencia una vida útil de 8 años, utilizando una Tasa Social de Descuento (TSD) del 7,5% definida por Ref. (30).

posteriormente se muestra la comparación de dicho beneficio con el costo de la misma¹⁰¹. Los valores obtenidos en el beneficio acumulado¹⁰² fueron para la tarifa MC1 de USD 1.033, seguido de la TRTH con USD 870 y la TRDH con USD 699. Con lo cual, el consumidor final, bajo un eventual *régimen promocional*, alcanzaría a cubrir apenas entre el 9% y el 13% del costo de batería, lo cual **no repaga el uso en almacenamiento**, que implica destinar el 30% de los ciclos.

Por lo que, los resultados muestran que en ninguna de las tarifas de un eventual *régimen promocional*, alcanza a pagar el costo del uso para almacenamiento de una batería. De acuerdo estos resultados, las baterías deberían costar menos de USD 1.000 (precio muy inferior al de mercado) para que el consumidor final considerara esa modalidad como una alternativa conveniente.

Otro aspecto a considerar, es la pérdida de ciclos de carga destinados a movilidad por uso de acumulación y descarga. En la modalidad proyectada, 3 ciclos de cada 10 se destinan puramente al servicio de V2G, lo que genera un **acortamiento de la vida útil** en el tiempo y adelanta la necesidad de una nueva inversión en el recambio de la batería, sin alcanzar a cubrir el costo del uso en almacenamiento como se mencionó anteriormente.

c) Destino de energía almacenada- modalidad inyección con venta de la energía al distribuidor en Mercado Spot

En el nuevo régimen tarifario para suscriptores con generación, la energía eléctrica inyectada (que debe cumplir la condición energética anual)¹⁰³ se remunera al **Precio Spot** horario sancionado por ADME¹⁰⁴.

Para esta modalidad se determinaron las eventuales ventajas obtenidas por la compra y venta de energía de la red, bajo la tarifa SG0 o la SG1-A. Se consideró el valor del precio de carga de la energía para dicha tarifa en horario valle, siendo el más bajo de los precios analizados debido a que la tarifa SGA-1 no es una tarifa energizada¹⁰⁵ y se tomó el precio de inyección igual al valor del Precio Spot horario ponderado¹⁰⁶ (2,7787 UYU/kWh). Tal como se muestra en la Tabla 3.8, el beneficio acumulado en la vida útil alcanzaría apenas los USD 132. Con lo cual, el consumidor final, alcanzaría a cubrir apenas el 2% del costo de batería, lo cual **no repaga el uso en almacenamiento**.

¹⁰¹ Suponiendo un valor de referencia, promedio de mercado, para el recambio de la batería en USD 8.000.

¹⁰² En Anexo I se presenta, en la Tabla A3.11, el análisis para determinar el ahorro acumulado en la vida útil con tipo de cambio de referencia en 40 UYU/USD.

¹⁰³ La inyección de energía eléctrica anual no debe superar el consumo de energía eléctrica anual de la red. En el caso de instalación de baterías la inyección anual no debe superar el 30% del consumo anual de la red.

¹⁰⁴ Modalidad SG, reconoce el valor horario de la energía eléctrica en el Mercado Spot.

¹⁰⁵ Tarifas energizadas son aquellas en las que parte de los cargos de potencia están reflejados en el precio de la energía.

¹⁰⁶ Valor ponderado en Anexo I, surge de evaluar la frecuencia de corrección y los valores máximos del rango referido.

A continuación, en la Tabla 3.9, se puede apreciar los valores en todo el rango de precios registrados por ADME en 2024, en donde se confirma que el **87% de los valores reportados no alcanzaron a superar los 2 UYU/kWh**.

Tabla 3.9. Precio Spot 2024
ADME

probabilidad	UYU/kWh
87%	2
2%	4
3%	6
2%	8
7%	10

Fuente: ADME 2024

Si tomamos como referencia el histórico de Precio *Spot* sancionado por ADME en 2024, y la frecuencia o probabilidad de ocurrencia tal como se muestra en la Tabla 3.9¹⁰⁷, notamos que el valor de referencia de 2,7787 UYU/kWh, utilizado para el cálculo, tiene una probabilidad de ocurrencia muy baja debido a que el 87% de los valores registrados fueron menores o igual a 2 UYU/kWh, es decir ofrece baja certeza para el cliente que adopte V2G para obtener ese valor por inyección siendo probable que los precios sean aun menores, con lo cual se vuelve menos atractivo adoptar la modalidad V2G. Por lo tanto la opción de V2G en las nuevas tarifas, SG0 y SG1-A, con inyección a Precio *Spot*, si bien presenta el precio más bajo de carga de energía en horario valle, no resulta atractiva para el consumidor final si su interés es inyectar a la red, ya que alcanza a repagar solo el 2% del precio de las baterías teniendo que disponer el 30% de su capacidad, es decir no repagando el uso.

La opción de V2G en las nuevas tarifas, SG0 y SG1-A, con inyección de energía a la red a Precio Spot, no resulta atractiva para el consumidor final. Si bien es la tarifa que presenta el precio más bajo para la carga de energía en horario valle.

A partir de los resultados presentados en este capítulo, para el escenario tendencial y los tres escenarios de política de movilidad eléctrica, en el Capítulo 4 se presenta el análisis de los Aspectos Económicos de las nuevas demandas que impactan sobre las empresas públicas Ancap y UTE por variaciones en sus ventas y en las transferencias en base a gravámenes que estas realizan a rentas generales. En dicho capítulo se presenta también un análisis comparativo de los Indicadores de Sustentabilidad.

¹⁰⁷ En Anexo I se presenta en la Tabla A3.12 el análisis para determinar los valores de ocurrencia del Precio *Spot* 2024 publicado por ADME, Ref. (28).

Por último, en el Anexo I ítem C, se presenta, como complemento de los análisis abordados en este capítulo, el resultado del cálculo del **beneficio económico para el consumidor final, por el recambio de MCI a VE**, según recorridos promedio.

En la Tabla A3.13, del Anexo I, se encuentran los valores del ahorro obtenido (USD/a) en el consumo de energía, fruto del recambio de un MCI a un VE, de acuerdo a diferentes perfiles de distancias (km/d promedio) recorridas y por tipo de combustible, para automóviles y camionetas.

En esa misma sección, se presenta el **análisis de sensibilidad para el repago de la inversión por kilómetros recorridos** y su comportamiento ante **diferentes niveles de subsidios** que eventualmente los consumidores finales utilizarían, fruto de la existencia de instrumentos de promoción y apoyo económico, por parte del Estado, para la adopción de la movilidad eléctrica.

En la Figura A3.34 a la Figura A3.39, del Anexo I, se muestra, para automóviles y camionetas, los perfiles de equilibrio donde se alcanza el repago de la inversión, en 8 años¹⁰⁸, según diferentes montos asignados de subsidios.

¹⁰⁸ Se toma como límite deseable el repago en 8 años, debido a que es el tiempo de vida útil estimada para la batería.

ASPECTOS ECONOMICOS

E INDICADORES DE SUSTENTABILIDAD

En este capítulo se examinan los Aspectos Económicos que surgen del análisis prospectivo de las nuevas demandas energéticas. Se determinan los impactos sobre las empresas públicas **Ancap** y **UTE** producto de las variaciones en sus ventas y se evalúa cómo ello repercute en las transferencias en base a gravámenes que estas realizan a rentas generales.

Posteriormente se presenta también el análisis comparativo de los Indicadores de Sustentabilidad, entre los escenarios modelados, para los cuales se utilizó como referencia la metodología formulada por OLADE-GTZ¹⁰⁹, la cual plantea tres indicadores para la dimensión económica, dos para la social y tres para la de recursos naturales. Dichos indicadores¹¹⁰ fueron adaptados para este trabajo, como se mostrará más adelante en el ítem 4.2 de este capítulo, enfocándolos al sector transporte carretero.

Los resultados obtenidos en este trabajo permitirán determinar el impacto generado a partir de la implementación de una política que aliente una penetración masiva del transporte eléctrico en el parque automotor, sobre el conjunto del sistema energético y sobre cada subsector (eléctrico, combustibles líquidos).

4.1 Aspectos Económicos

El sistema energético del Uruguay está conformado por dos grandes sectores, el sector de transformación eléctrica y el de los hidrocarburos.

En el sector de transformación eléctrica, la empresa estatal **UTE** es quien realiza la transmisión y distribución, siendo también el agente de comercialización y el principal actor en la generación, actividad que comparte con actores privados a partir de la Ley 16.832 del año 1997. El

¹⁰⁹ Ref. (18): Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe - Enfoques para la política energética. (1997). [CEPAL/OLADE/GTZ, Quito, Ecuador].

¹¹⁰ Ref. (19): Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe- Indicadores de Sustentabilidad 1990-1999. (2001). [CEPAL/OLADE/GTZ, Santiago de Chile, Chile].

país cuenta con una potencia total instalada de 5.263 MW¹¹¹, compuesto por: i) centrales hidroeléctricas; ii) centrales térmicas; a combustibles fósiles y a biomasa; iii) generadores eólicos y iv) generadores fotovoltaicos.

En el sector de hidrocarburos, el país cuenta con una única refinería **Ancap** que es estatal, con una capacidad de refinación es de 50.000 barriles/día, donde se produce principalmente gasoil, fueloil, gasolinas, GLP entre otros productos. Desde el año 2010 (Ley 18.195/007), el país además cuenta con producción de bioetanol y biodiesel, los cuales se utilizan principalmente en mezclas con gasolinas y gasoil para el sector transporte. En 2023 la producción de Ancap¹¹², en gasolinas fue de 439 ktep y de 697 ktep en gasoil, representando el 22% y el 35% del total de la demanda de derivados de petróleo, respectivamente.

Las empresas de electricidad UTE y de hidrocarburos Ancap como empresas estatales, vuelcan parte de sus utilidades a rentas generales. Tienen una significativa incidencia sobre los dineros del Estado debido a las ganancias generadas y a los impuestos aportados por la producción y comercialización de dichos energéticos.

En 2023 los ingresos registrados por estas empresas fueron los siguientes:

- para UTE:
 - i) en el rubro **Venta de bienes y servicios**¹¹³: UYU 82.510 millones;
 - ii) aportando en el rubro **Impuestos DGI**: UYU 12.288 millones y
 - iii) en el rubro **Aportes BPS**: UYU 4.041 millones
- para Ancap:
 - i) en el rubro **Venta de bienes y servicios**¹¹⁴: UYU 137.690 millones;
 - ii) aportando en el rubro **Impuestos DGI**: UYU 47.616 millones y
 - iii) en el rubro **Aportes BPS**: UYU 1.510 millones

Lo que representó para 2023 en el rubro **Venta de bienes y servicios** un ingreso del 2,6% y de 4,4% del PBI¹¹⁵ por UTE y Ancap respectivamente. Y en cuanto a las transferencias en base a gravámenes

¹¹¹ Ref. (12): Balance Energético Nacional 2023. (2024). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay]. Incluyendo los generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como aquellos generadores privados de autoproducción no conectados al SIN.

¹¹² Correspondiente al periodo, enero- setiembre 2023, previo a la parada de mantenimiento programada.

¹¹³ Ref. (31): Información referente a los resultados del sector público- Resultado Fiscal del Sector Público. (2024). [MEF, Montevideo, Uruguay].

¹¹⁴ Ref. (31): Información referente a los resultados del sector público- Resultado Fiscal del Sector Público. (2024). [MEF, Montevideo, Uruguay].

¹¹⁵ Ref. (32): Exposición de Motivos de la Rendición de Cuentas 2022. (2023). [MEF, Montevideo, Uruguay]. El PIB utilizado es el estimado por el MEF en Ref. (32), dicho guarismo corresponde a 3.152.695 millones de pesos corrientes. Por mayor detalle, referirse a la nota metodológica: Nota metodológica PIB en cifras fiscales.pdf (www.gub.uy).

que estas realizan a rentas generales por concepto de **Impuestos DGI**, representó el 0,39% del PBI (UTE) y el 1,51% del PBI (Ancap) y de **Aportes BPS** los valores fueron del 0,13% y 0,05% respectivamente.

A continuación, en este apartado se estudia el impacto sobre la demanda de hidrocarburos y cómo la sustitución del tipo de energético consumido por el sector transporte, afecta desde el punto de vista económico, las ventas de las empresas públicas Ancap y UTE y las transferencias en base a gravámenes que estas realizan a rentas generales.

A partir de los resultados de las **nuevas demandas** para el escenario tendencial y los tres escenarios de política de movilidad, se presentan los balances económicos de **ventas** de energéticos y los **gravámenes** correspondientes, luego se determina la variación de los dineros que aportan a rentas generales, en base a gravámenes, las empresas del sector energético involucradas.

En la Tabla 4.1 se presentan las demandas totales anuales 2043 (en millones de GJ/a) por tipo de fuente y tipo de combustible para los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3.

Tabla 4.1. Demandas anuales 2043 por fuente (MGJ) para escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3

Valores 2043 (MGJ/a)	AE0	AE1	AE2	AE3
Demanda gasolina MGJ/a	66.25	60.88	53.01	46.65
Demanda gasoil MGJ/a	12.39	4.76	4.59	4.49
Demanda Fósil MGJ/a	78.64	65.64	57.60	51.14
Demanda Eléctrica MGJ/a	0.16	3.25	4.87	6.24
Demanda Global MGJ/a	78.80	68.89	62.47	57.38

Fuente: elaboración propia, con datos de salidas de LEAP

Los resultados muestran una tendencia a la baja de la demanda global a medida que pasamos a escenarios con parques con mayor componente de VE. La sustitución y recambio del parque por tecnologías más eficientes, se manifiesta en el leve aumento de la demanda eléctrica, siendo ésta marcadamente inferior a la reducción obtenida en la demanda fósil.

En la Figura 4.1 se presenta la participación, en términos energéticos, de las demandas totales anuales para el año 2043 por tipo de fuente para cada uno de los escenarios. En dicho grafico se puede observar para los escenarios de mayor penetración de VE¹¹⁶ como por ejemplo AE3, que con una sustitución del 10,9% de la demanda total final por energía eléctrica, se logra una reducción del 27% de la demanda total de energía del escenario tendencial AE0 el cual se alimenta de un 99,8% de componente fósil, como se puede observar en los números de la Tabla 4.1. Dicho en términos de

¹¹⁶ Todos los escenarios mantienen la misma cantidad total de vehículos con el mismo nivel de uso, es decir, se cubren los mismos km totales recorridos en todos los escenarios.

valores absolutos de energía, 6,24 MGJ/a de energía eléctrica en la demanda total final del parque AE3 logran sustituir 21,42 MGJ/a de energía fósil de la demanda final del escenario tendencial, con lo cual no solo se mejora la calidad en la matriz de la demanda sino que se reduce la dependencia en el uso de combustibles fósiles. Por lo tanto podemos decir que existe una significativa elasticidad en la intensidad energética de los parques con el recambio tecnológico, es decir se logra una importante reducción de la intensidad energética de los parques con la sustitución por VE, coincidiendo con lo que se analizó en el Capítulo 3 sobre el análisis del indicador de impacto de las reducciones energéticas por recambio para cada categoría *IRE_{2043i}*.

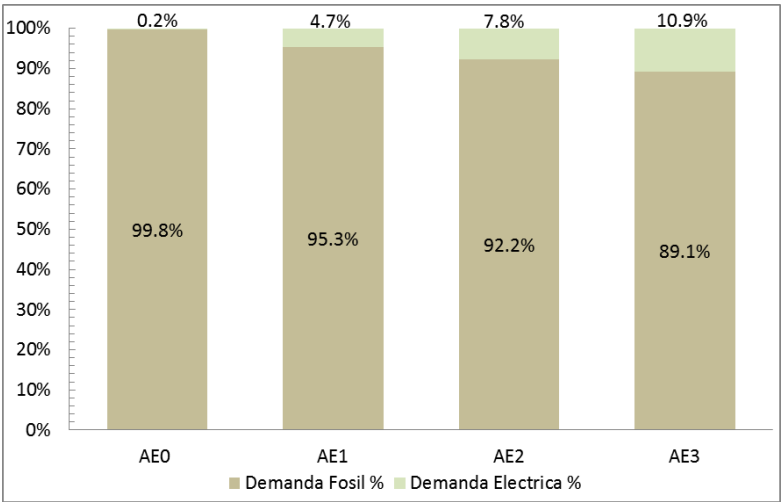


Fig.4.1. Demandas anuales 2043 por participación por fuente (%)
Fuente: elaboración propia

En la Tabla 4.2, se presentan las demandas totales anuales 2043, por tipo de energético, en m³/a para gasoil y gasolina y en MWh/a para la Energía eléctrica en los escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3.

Tabla 4.2. Demandas anuales 2043 por tipo de energético, (gasoil (m³/a), gasolina (m³/a), Energía eléctrica (MWh/a)) para escenarios AE0, AE1, AE2 y AE3

Valores 2043	AE0	AE1	AE2	AE3
Demanda gasolina m3/a	2,009,311	1,846,422	1,607,627	1,414,883
Demanda gasoil m3/a	347,448	133,563	128,810	125,877
Demanda Eléctrica MWh/a	43,180	903,008	1,352,152	1,734,193

Fuente: elaboración propia

A partir de dichos datos se calculan los ingresos equivalentes por ventas¹¹⁷ (UYU/a), para las demandas anuales de 2043 en los cuatro escenarios, obteniendo los valores que se resumen a continuación en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Ingresos equivalentes por ventas para las Demandas anuales 2043

Ventas 2043 (UYU/a)	AE0	AE1	AE2	AE3
Ventas gasolina UYU/a	154,335,210,389	141,823,663,160	123,481,822,297	108,677,127,326
Ventas gasoil UYU/a	21,279,462,341	8,180,076,423	7,888,966,193	7,709,367,269
Ventas Total- Ancap UYU/a	175,614,672,730	150,003,739,583	131,370,788,490	116,386,494,596
Ventas Eléctrica-UTE UYU/a	190,940,563	3,993,100,283	5,979,218,219	7,668,603,419

Fuente: elaboración propia

Para determinar el impacto monetario que implica la sustitución de energéticos en la demanda para el sector transporte, se toman como referencia los valores de la Tabla 4.4 para las ventas de ambas empresas estatales y sus aportes correspondientes publicados por el MEF en 2023¹¹⁸ a partir de los cuales se determina el peso relativo de la carga impositiva sobre las ventas de Ancap y UTE.

Tabla 4.4. Ingresos registrados por las empresas estatales MEF 2024

Ingresos registrados por las empresas estatales	Venta de bienes y servicios	Impuestos DGI	Aportes BPS
MEF UTE (UYU millones de pesos)	82,510.00	12,288.00	4,041.00
MEF ANCAP (UYU millones de pesos)	137,690.00	47,616.00	1,510.00

Fuente: elaboración propia

Los resultados para las Ventas (UYU/a) y Aportes (UYU/a) a rentas generales en 2043 por empresa, se muestran en la Figura 4.2 en valores anuales para los cuatro escenarios.

¹¹⁷ Ref. (33): Portal Ancap. Histórico Precios Combustibles. <https://www.ancap.com.uy>. ; Ref. (34): Pliego Tarifario UTE. (1ero de mayo 2024). [UTE, Montevideo, Uruguay]. Para los precios de los energéticos, se tomaron de referencia, los valores publicados por las empresas Ancap: Ref. (33), y UTE: Ref. (34). Siendo el valor promedio anual para el 2024, obtenido entre las versiones Estándar y Premium, de: 61,245 UYU/L para la gasolina y 76,810 UYU/L para el gasoil. Mientras, que para el precio del monómico de la energía eléctrica, se tomó el valor de la tarifa TRDH en horario fuera de punta: 4,422 UYU/kWh.

¹¹⁸ Ref. (31): Información referente a los resultados del sector público- Resultado Fiscal del Sector Público. (2024). [MEF, Montevideo, Uruguay].

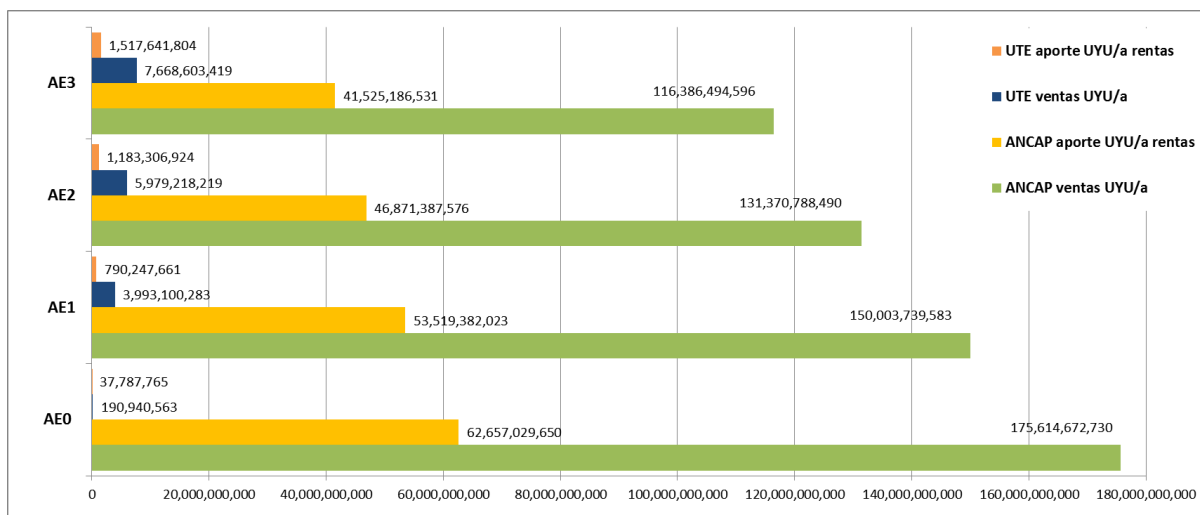


Fig.4.2. Ventas (UYU/a) y Aportes (UYU/a) a 2043 por empresa

Fuente: elaboración propia

En la Figura 4.3, se presenta la variación, alcanzada en cada escenario respecto al escenario AE0, de las Ventas (UYU/a) y Aportes (UYU/a), expresadas como el incremento o la disminución para UTE y Ancap respectivamente, en valores anuales para 2043.

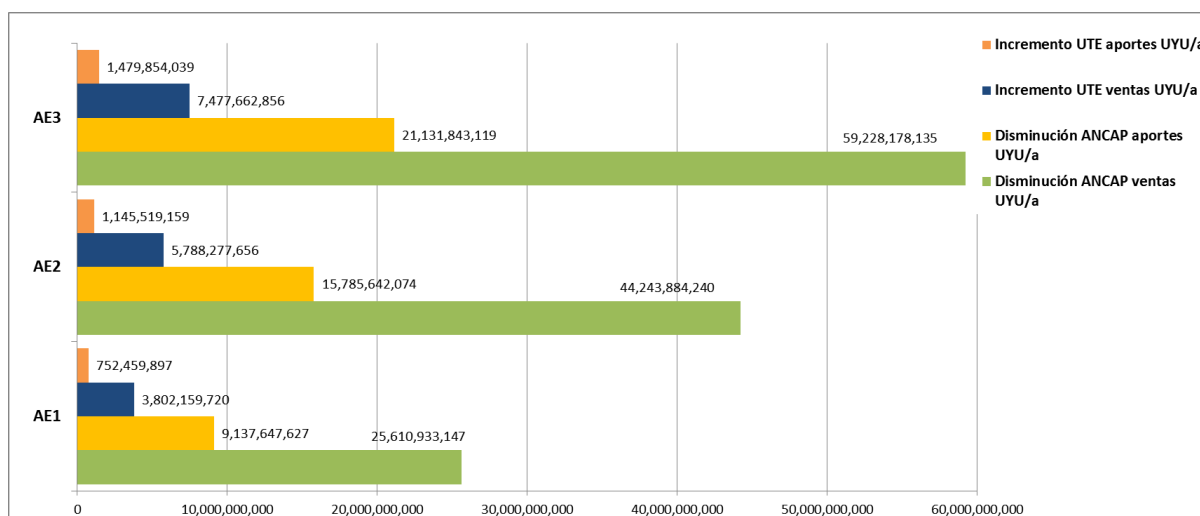


Fig.4.3. Incremento y Disminución de Ventas y Aportes (UYU/a) a 2043 por empresa

Fuente: elaboración propia

Es importante resaltar, que en este trabajo no fueron considerados los posibles impactos sobre las **transferencias de utilidades**, a rentas generales, desde las empresas del sector energético, debido a que las mismas fluctúan a lo largo del tiempo y dependen de los criterios políticos que se apliquen en cada administración de gobierno.

Según los datos publicados por el MEF, en su informe Resultado Fiscal del Sector Público, de enero 2024, los valores de transferencias de utilidades a rentas generales desde Ancap, fueron, respecto a los gravámenes aportados en igual período, de: 0% en los periodos, 2005-2029, 2010-

2014 y 2015-2019 y del 0,6% en el periodo 2020-2023, por lo cual, las transferencias de utilidades desde Ancap a rentas generales, debido a que históricamente han sido nulas o casi nulas, se podría decir, que son independientes de las variaciones, a la baja, que puedan surgir sobre las nuevas demandas.

Mientras que para UTE, los valores de transferencias de utilidades a rentas generales, relativos a los gravámenes aportados en igual período, fueron de: 13,5% durante el periodo 2005-2029, 42,6% en el periodo 2010-2014, 50,7% para el 2015-2019 y del 29,5% en el periodo 2020-2023. Si bien, en este caso los valores toman una dimensión mayor que en el caso de Ancap, se podría decir que, las transferencias de utilidades desde UTE a rentas generales, debido a que históricamente alcanzaron como máximo casi un 51% de sus transferencias en base a gravámenes, no estarían compensando¹¹⁹, una eventual pérdida de transferencias en base a gravámenes desde Ancap.

4.1.1 Impacto fiscal de la política de estímulos a la sustitución del parque automotor por VE.

Los impuestos equivalentes calculados en dólares para los gravámenes por empresa en los escenarios de 2043 y el déficit generado para cada escenario se resumen a continuación en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5. Impuestos equivalentes por gravámenes para las Demandas anuales 2043¹²⁰

Gravámenes 2043 (USD/a)	AE0	AE1	AE2	AE3
Aporte gasolina USD/a	1,376,619,861	1,265,020,930	1,101,417,678	969,364,616
Aporte gasoil USD/a	189,805,880	72,963,620	70,367,012	68,765,048
Aporte Total- Ancap USD/a	1,566,425,741	1,337,984,551	1,171,784,689	1,038,129,663
Aporte Eléctrica-UTE USD/a	944,694	19,756,192	29,582,673	37,941,045
Total USD/a	1,567,370,435	1,357,740,742	1,201,367,363	1,076,070,708
Deficit USD/a	-	209,629,693	366,003,073	491,299,727

Fuente: elaboración propia

Para determinar los impactos sobre las empresas públicas **Ancap** y **UTE** producto de las variaciones en sus ventas y cómo ello repercute en las transferencias en base a gravámenes que estas realizan a rentas generales; se calcula la diferencia de las ventas del escenario tendencial con los otros tres escenarios y se compara con las ventas totales reportadas de cada empresa, UTE obtiene un incremento del 5% para AE1, 7% para AE2 y el 9% para AE3 del total de las ventas por su nueva

¹¹⁹ En la Figura 4.3, se visualizan los valores del bajo incremento de aportes por parte de UTE y la importante disminución de aportes de Ancap.

¹²⁰ TDC 40UYU/USD.

demanda mientras que Ancap reporta una caída del 19% para AE1, 32% para AE2 y 43% en AE3 para su nueva demanda.

Este “traspaso de la demanda” desde Ancap a UTE, implica dejar de recibir transferencias por parte del Estado por impuestos relacionados con la venta de combustibles que no se compensa con los que se incorporan por la venta de electricidad. En términos netos implica un déficit a rentas generales de entre casi 210 y 491¹²¹ millones de dólares anuales, lo cual equivale al 0,27% y 0,62% del PBI para los escenarios AE1 y AE3 respectivamente.

En cuanto a la sustitución de importaciones obtenidas, al remplazar la compra de petróleo con fuentes de EERRNC y autóctonas, en 2043, se alcanza una sustitución de: 311¹²² ktep/a para AE1, 503 ktep/a para AE2 y 657 ktep/a para AE3, de origen fósil, logrando un impacto positivo en la soberanía energética nacional y reduciendo la dependencia de las importaciones con creación de valor y capital genuino lo cual mejora el bienestar económico nacional.

Lo cual equivale, en 2043, a evitar importaciones por valores de: 165.392.637 USD/a para AE1, 267.716.262 USD/a para AE2 y 349.896.907 USD/a para AE3, tomando como referencia al valor Brent¹²³ para el precio del barril de petróleo.

Respecto a cómo afecta a la ecuación país, el costo asociado para efectivizar la transición tecnológica calculado a partir de la diferencia de valor¹²⁴ de importar un MCI y un VE, los valores promedio anual obtenidos para el total del parque al año 2043, en los tres escenarios, fueron: 74.404.500 USD para AE1, 174.660.000 USD para AE2 y 259.937.000 USD para AE3. Equivalente a 0,1%, 0,2% y 0,4% del PBI.

Si comparamos, el costo asociado para efectivizar la transición tecnológica¹²⁵, con los valores de sustitución de importaciones de petróleo presentadas anteriormente, se identificó que, si bien se reduce la importación de petróleo, como contrapartida se hace necesario afrontar el sobre costo en las importaciones de la nueva tecnología, que equivale al: 45% para AE1, 65% para AE2 y 74% para AE3, de las importaciones del petróleo evitadas.

¹²¹ 366 millones de dólares anuales fue el valor obtenido para el escenario AE2 (0,46% del PBI).

¹²² Valor sin afectar por el porcentaje de pérdidas en transformación de refinería.

¹²³ Ref. (35): Statista Research Department. (2024, 30 de diciembre). Closing price of Brent, OPEC basket, and WTI crude oil at the beginning of each week. <https://www.statista.com/statistics/326017/weekly-crude-oil-prices/>. De acuerdo a la Ref. (35), el precio del Brent, se tomó en: 73,98 USD/barril.

¹²⁴ Se consideró una diferencia de 10.000 USD por vehículo como referencia y en base a valores promedio de mercado, se ajusta a la baja, asumiendo que a 2043 existirá una disminución de en el precio de la tecnología eléctrica.

¹²⁵ Sin considerar los costos de expansión de generación, de red o de carga asociados.

Por último, desde el punto de vista ambiental, se identificó que el desarrollo de la movilidad eléctrica planteada como una política de reducción de emisiones, le implica al país un costo de reducción de GEI de entre los 518 USD/tonCO₂eq. en el escenario de mínima (AE1) y los 412 USD/tonCO₂eq. para el escenario de máxima (AE3), valores que si se los compara respecto a otras medidas existentes para el cumplimiento de los **ODS** planteados, como por ejemplo los valores publicados recientemente con la tasa impositiva al carbono de 167 USD/tonCO₂eq. para Uruguay¹²⁶, implicaría un esfuerzo de entre 4 a 3,5 veces mayor.

4.2 Indicadores de sustentabilidad - GTZ

A continuación se presenta la evaluación comparativa de los escenarios prospectados en base a indicadores de sustentabilidad, que consideran las dimensiones; económicas, sociales y medioambientales.

A los efectos del cálculo y análisis comparativo de los indicadores de sustentabilidad, se utilizó la metodología formulada por OLADE-GTZ¹²⁷. Dicha metodología¹²⁸ propone varios indicadores de acuerdo a las tres dimensiones que contempla la sustentabilidad:

Para la dimensión económica analiza: i) la participación de las importaciones en la oferta energética, ii) el aporte de las exportaciones energéticas al PIB y iii) la intensidad energética del PIB.

Para la dimensión social: i) la cobertura eléctrica y ii) el consumo de energía útil en los hogares.

Por último para la dimensión ambiental (recursos naturales): i) alcance del uso de recursos fósiles y de la leña, ii) participación de los recursos renovables en la producción de energía primaria y iii) las emisiones de CO₂ del sistema energético.

Los ocho indicadores definidos anteriormente son denominados como: ***Autarquía*** energética, ***Robustez*** frente a cambios externos, ***Productividad*** energética, ***Cobertura eléctrica***, ***Cobertura*** de necesidades energéticas básicas, ***Pureza*** relativa del uso de energía, ***Uso de energías renovables***, ***Alcance*** en recursos fósiles y leña.

¹²⁶ Ref. (1): Tiseo, I. (2024, 14 de agosto). Carbon tax rates in selected jurisdictions worldwide as of April 2024 (in U.S. dollars per metric ton of CO₂ equivalent). <https://www-statista-com.translate.goog/statistics/483590/prices-of-implemented-carbon-pricing-instruments-worldwide-by-select-country>.

¹²⁷ Algunos indicadores se ajustaron de acuerdo al sector transporte y el alcance del trabajo.

¹²⁸ Utilizada actualmente por Ecuador, Ref. (36): Balance Energético Nacional 2023. (2024). [MEM, Quito, Ecuador].

Nota 4.1: Es importante resaltar, que 4 de los indicadores definidos por OLADE-GTZ, son análogos a los indicadores establecidos para el ODS7:

- *Indicador 7.1.1 Proporción de la población con acceso a la electricidad (Cobertura eléctrica)*
- *Indicador 7.1.2 Proporción de la población cuya fuente primaria de energía consiste en combustibles y tecnología limpios. (Cobertura de necesidades energéticas básicas)*
- *Indicador 7.2.1 Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía (Uso de energías renovables)*
- *Indicador 7.3.1 Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB (Productividad¹²⁹)*

Para la construcción de cada uno de los indicadores, la metodología OLADE-GTZ¹²⁹ establece un criterio de normalización, que permite una fácil comparación entre los resultados de distintos escenarios sin que afecten variables independientes que no explican los cambios cualitativos. En sus resultados se observa que la normalización permite mejor visualización de los resultados y da mayor sensibilidad a los cambios planteados entre escenarios.

El criterio de normalización para la construcción de cada uno de los indicadores se muestra en la siguiente Figura 4.4:

INDICADOR	DEFINICION	FUENTE DE DATOS	NORMALIZACION
Autarquía energética	Porcentaje de las importaciones en la suma de importación y producción primaria, 1994.	OLADE-SIEE, cálculos del proyecto	0 = 100 % 1 = 0% sin normalización
Robustez frente a cambios externos	Exportaciones energéticas sobre el PIB, 1994 (bep/US\$ (1980)777	OLADE-SIEE, cálculos del proyecto	0= 14 bep/100 US\$ 1= 1 bep/1000 US\$ normalización lineal
"Productividad" energética	Inversa de la intensidad energética del PIB, 1994 (PIB/bep)	OLADE-SIEE, cálculos del proyecto	0 = US\$/bep 1 = 1000 US\$/bep sin normalización
Cobertura eléctricas	Porcentaje de hogares electrificados, 1989	Banco Mundial/OLADE1991	0 = 0% 1 = 100% sin normalización
Cobertura de necesidades energéticas básicas	Consumo de energía útil residencial 1994, (bep/hab)	OLADE-SIEE, cálculos del proyecto	0 = 0 bep/cap 1 = 1 bep/cap con normalización
Pureza relativa del uso de la energía	CO ₂ /consumo energético, 1994	OLADE-SIEE, cálculos del proyecto	0 = >=1 T/BEP 1 = <=0,3 t/bep normalización lineal
Uso de energías renovables	Participación de energía renovable en la oferta energética, 1994	OLADE-SIEE, cálculos del proyecto	0 = 0% 1 = >= 50% normalización lineal
Alcance recursos fósiles y leña	Relación entre producción y de recursos fósiles (R/P); y tasa de deforestación, 1994	OLADE-SIEE, cálculos del proyecto	0 = 0 años; > = 1% 1 = 25 años; <= 0% normalización lineal

Fig.4.4. Indicadores metodología y normalización

Fuente: Olade/CEPAL/GTZ 2001

¹²⁹ Ref. (19): Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe- Indicadores de Sustentabilidad 1990-1999. (2001). [CEPAL/OLADE/GTZ, Santiago de Chile, Chile]. El informe, Ref. (19), se visualiza cómo afecta, la normalización de los indicadores.

En la siguiente Tabla 4.6 se muestra para cada indicador, los valores de normalización y los datos de entrada para cada escenario analizado en este trabajo:

Tabla 4.6. Normalización de Indicadores de sustentabilidad, ecuaciones y datos de entrada

INDICADOR	NORMALIZACION	ECUACION	DATOS DE ENTRADA	VALOR
Autarquía Energética	0=100% 1=0%	$\% E_{\text{importada}} / (E_{\text{importada}} + E_{\text{producción primaria}})$	datos BEN 2023; datos LEAP 2043	A2023 (año base) A2043 (AEi)
Robustez frente a Cambios externos	0=14bep/100USD 1=1bep/1000USD	Exportaciones Energéticas/PIB	datos BEN 2023 (dato no se modifica en LEAP, no se afecta indicador)	R2023 (año base) R2043 (AEi) no se afecta en la hipótesis planteada
Productividad energética	0=0USD/bep 1=máximo USD/bep	Inversa de la intensidad energética	datos BEN 2023; datos LEAP 2043	PE2023 (año base) PE2043 (AEi)
Cobertura eléctricas	0=0% 1=100%	% hogares electrificados	ECH (dato no se modifica en LEAP, no se afecta indicador)	CE2023 (año base) CE2043 (AEi) no se afecta en la hipótesis
Cobertura de necesidades energéticas básicas	0=0 bep/cap. 1=1 bep/cap.	Consumo de energía útil residencial	datos BEN 2023 (dato no se modifica en LEAP, no se afecta indicador)	CNEB2023 (año base) CNEB2043 (AEi) no se afecta en la hipótesis
Pureza relativa del uso de la energía	0= $\geq 1 \text{ tonCO}_{2\text{eq}}/\text{bep}$ 1= $\leq 0.3 \text{ tonCO}_{2\text{eq}}/\text{bep}$	Emisiones de CO ₂ / Demanda energética total	datos BEN 2023; datos LEAP 2043	P2023 (año base) P2043 (AEi)
Uso de EERR	0=0% 1= $\geq 50\%$	%EERR/Oferta energética	datos BEN 2023; datos LEAP 2043	EEERR2023 (año base) EEERR2043 (AEi)
Alcance en recursos fósiles y leña	0=0años; $\geq 1\%$ 1=25años; $\leq 0\%$	Relación entre producción y recursos fósiles; y tasa de deforestación	Se modifica como Eleña/Efósil solo para la producción (dato no se modifica en LEAP, no se afecta indicador)	ARFL2023 (año base) ARFL2043 (AEi) no se afecta en la hipótesis

Fuente: elaboración propia

Se analizó los indicadores y se definió:

- descartar aquellos que, teniendo en cuenta que las premisas e hipótesis de la tesis no actúan sobre las variables que miden, no generan cambios de un escenario a otro por lo tanto no aportan mayor información;
- incorporar indicadores alternativos, ajustados para sector transporte de acuerdo a los escenarios proyectados en este trabajo que permitan visualizar los cambios alcanzados entre los diferentes escenarios de política proyectados.

Por lo tanto, los indicadores: Autarquía energética, Productividad energética, Pureza relativa del uso de energía, Uso de energías renovables, fueron mantenidos. Mientras que, los indicadores: Robustez frente a cambios externos, Cobertura eléctrica, Cobertura de necesidades energéticas básica y Alcance en recursos fósiles y leña, fueron sustituidos por indicadores que evalúan particularmente para el sector transporte algunas dimensiones afectadas por los escenarios proyectados.

A continuación, en la Tabla 4.7, se presentan las modificaciones realizadas para la construcción de los indicadores alternativos¹³⁰ teniendo en cuenta las variables utilizadas en este trabajo y el alcance del mismo:

Tabla 4.7. Modificación de Indicadores de sustentabilidad, ecuaciones planteadas

INDICADOR	ECUACION
Autarquía Energética	$E \text{ importada} / (E \text{ importada} + E \text{ producida})$
Autarquía Energética en Transporte¹³¹	$E \text{ Fósil importada Transporte} * f_M / (E \text{ Fósil importada Transporte} + E \text{ Eléctrica demanda Transporte})$
Productividad energética	Inversa de la Intensidad Energética (1000USD/bep)
Pureza relativa del uso de la energía	Emisiones de CO ₂ /Demanda energética total (tonCO _{2eq} /bep)
Pureza relativa del uso de la energía en Transporte	Emisiones de CO ₂ Transporte/Demanda energética Transporte (tonCO _{2eq} /bep)
Uso de EERR	EERR/Oferta energética total
Uso de EERR en Transporte	EERR Transporte/Demanda energética Transporte
Pacificación en Transporte	$1 - (\text{Número de Autos MCI} / \text{Número de hogares})$

Fuente: elaboración propia

Se tomó, como valores de referencia, los valores del BEN 2023 y los valores obtenidos a partir de las salidas de los cuatro escenarios del LEAP 2043 (AE0, AE1, AE2 y AE3). Los resultados obtenidos en los cuatro escenarios se muestran a continuación en la Tabla 4.8:

Tabla 4.8. Indicadores de sustentabilidad para 2043, en los cuatro escenarios

	Autarquía Energética	Autarquía Energética en transporte	Productividad energética	Pureza relativa del uso de la energía	Pureza relativa en transporte	Uso de EERR	Uso de EERR en transporte	Pacificación en transporte
AE0 2043	0.788	0.018	0.788	0.396	0.920	0.381	0.124	0.000
AE1 2043	0.940	0.425	0.940	0.682	0.954	0.643	0.209	0.107
AE2 2043	0.973	0.701	0.973	0.859	0.977	0.821	0.266	0.259
AE3 2043	1.000	0.979	1.000	1.000	1.000	1.000	0.325	0.415

Fuente: elaboración propia

¹³⁰ Se mantienen los mismos criterios de normalización y para la propuesta de cálculo del indicador Pacificación en transporte se considera normalizado desde el origen.

¹³¹ Este indicador se afecta por un factor multiplicador $f_M = 9$, para aumentar su sensibilidad al normalizarlo.

A continuación en las Figuras 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7, se muestran los gráficos obtenidos para los ocho indicadores de sustentabilidad para los cuatro escenarios para el año 2043, respectivamente:

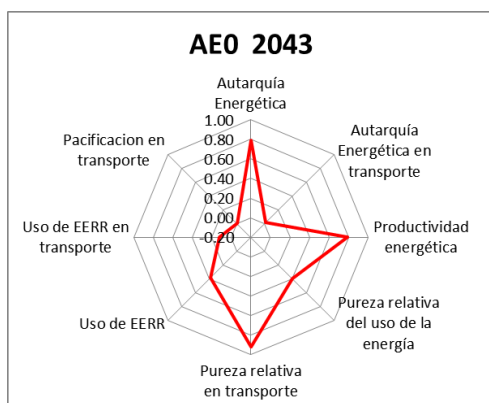


Fig.4.5. Indicadores de sustentabilidad AE0
Fuente: elaboración propia

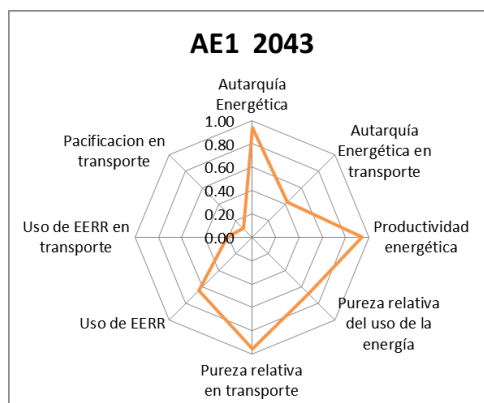


Fig. 4.6. Indicadores de sustentabilidad AE1
Fuente: elaboración propia

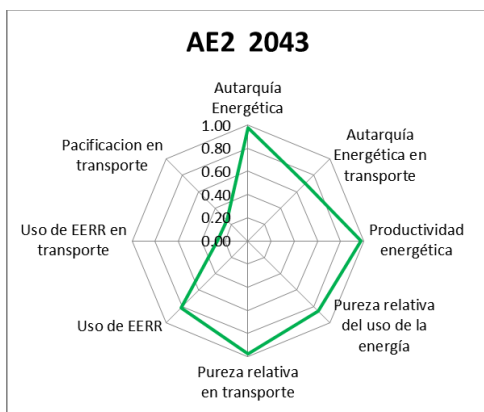


Fig. 4.7. Indicadores de sustentabilidad AE2
Fuente: elaboración propia

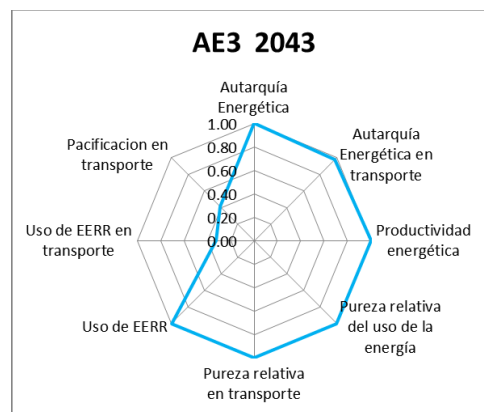


Fig. 4.8. Indicadores de sustentabilidad AE3
Fuente: elaboración propia

Se observó, en todos los escenarios de política, una mejora creciente (aumento del área del gráfico), en los indicadores de sustentabilidad analizados, a medida que aumentó la incorporación de la movilidad eléctrica.

Los indicadores, Autarquía Energética en transporte, Uso de EERR en transporte y Pacificación en transporte, fueron por su especificidad¹³² los que mostraron mayores sensibilidades comparativamente, mostrando un incremento marcado respecto al escenario AE0.

¹³² Se sugiere, para los demás indicadores, un ajuste en el criterio de la normalización de los indicadores, si se busca obtener una mejora en la sensibilidad de las variaciones.

ANALISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

5.1 Introducción

Un elemento clave para la estrategia de desarrollo de un país, recae en el tipo de matriz energética que cada país adopte. Es por esto que Uruguay ha resuelto ocuparse con prioridad de este tema y ha adoptado de entre varias opciones un modelo que apunta a la diversificación de la matriz energética, concomitantemente con el desarrollo de las energías renovables no convencionales¹³³.

Una elección como ésta, para resultar efectiva y no constituirse en un obstáculo para el desarrollo, debe adelantarse a la demanda y tener capacidad de respuesta frente aumentos inesperados de ésta. Todo ello a su vez, manteniendo tarifas competitivas a nivel regional y mundial. Para alcanzar dichos objetivos es necesaria una adecuada labor de planificación, que dé respuesta a las necesidades del momento sin descuidar el mediano y largo plazo.

Para ello resulta fundamental un conocimiento a fondo de las tecnologías existentes y una razonable predicción de su evolución. Por estas razones, al mismo tiempo que se van concretando las inversiones en infraestructura necesarias para dar respuesta a las necesidades energéticas del país, se impone la realización de un trabajo prospectivo permanente y multifactorial que estudie diferentes escenarios futuros posibles.

El cambio cultural que estamos viviendo en el Uruguay en los últimos 20 años, ha llevado a un mayor interés de los consumidores finales de energía por la incorporación de tecnologías más rentables y eficientes; esto a su vez, acompañado de una mayor concientización medioambiental que refuerza y complementa estas decisiones.

En este contexto, los planes que promueven el acceso a tecnologías más limpias han tenido una respuesta importante por parte de los ciudadanos. Sin embargo, a partir de los resultados de este trabajo se logra visualizar que es momento de **evaluar nuevas alternativas de estímulos o incentivos sobre la demanda**, si deseamos obtener efectos sólidos a mediano y a largo plazo.

Para ello se deben prever **esta vez las externalidades no asumidas o no consideradas en la primera etapa de impulso sobre la movilidad eléctrica**.

¹³³ Ref. (11): Política Energética 2005-2030. (2008). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].

Tal como se identificó en este trabajo, la transición hacia la descarbonización en el sector transporte, requiere **buscar alternativas a los ingresos fiscales derivados de la venta de combustibles**, substanciales para el desarrollo y mantenimiento de la infraestructura vial, entre otros.

Se deberá transitar, además, hacia la **internalización de los costos de la gestión de los residuos generados producto de la importación masiva de baterías**. Donde, además de estudiar qué hacer como país con el reciclaje y la disposición final de los materiales que las constituyen, será necesario evaluar todo el proceso. Esto es, analizarlo desde la inversión en la adquisición para importación de las baterías, en donde el **Estado estaría incorporando capacidad de almacenamiento con inversión de los ciudadanos de forma distribuida como un beneficio** y como contrapartida deberá reforzar la generación de energía renovable para cubrir nuevas demandas¹³⁴, fortalecer las redes y multiplicar los puntos de carga sin trasladarle los costos a otros sectores y previendo que el negocio a nivel país sea autosustentable.

Por último, el uso de la energía, para una nueva demanda sectorial, no debería competir con las condiciones de uso necesarias para la vida. Vista la energía como un **derecho**, esto sería, estudiar la posibilidad de separar esta nueva demanda, de modo que no recargue al resto del sistema preexistente, básicamente protegiendo la demanda residencial. Ya hemos visto como subsidios, a sectores en particular, terminan recayendo en el precio del energético de todos los demás sectores. Si queremos cumplir con el eje de accesibilidad de la política energética, deberíamos asegurar el acceso directo de la energía y que por ejemplo, las inversiones en sistemas de carga de VE o trazado de redes, producto de la demanda del sector transporte, no encarezca el abastecimiento de la energía para el residencial. En resumen; por desarrollar una política sectorial, “que no termine sufriendo nuevamente el ciudadano”, sino que lo “pague” quien genera esa nueva demanda.

Dicho esto, no solamente con fomentar la incorporación de tecnologías limpias se consiguen resultados sólidos a mediano y a largo plazo, para ello es necesario alcanzar objetivos sobre los indicadores como el de “acceso a la energía como un derecho” o avanzar en una “mayor autarquía energética nacional”. Una vez identificados las ventajas para todos, la clave está en obtener la colaboración colectiva, por parte de los ciudadanos, para realizar dicho cambio, sin que ninguno de los actores o intermediarios encuentre un beneficio particular por sobre otros, y que la utilización de la energía y aprovechamiento de los cambios en la matriz energética, que constituyeron una inversión a nivel país, no sean capitalizados por un sector de la demanda, sin que estos sean

¹³⁴ Previendo la potencial competencia con la generación de EERR para producción de hidrogeno verde.

evaluados como más productivos y favorables para la economía en su conjunto y para el medioambiente.

5.2 Análisis de resultados destacados

Los avances tecnológicos y el comportamiento de los consumidores permitirían alcanzar al año 2043, una disminución en la demanda de combustibles fósiles respecto al escenario AE0 de: 13 MGJ/a (17%) para AE1, 21 MGJ/a (27%) para AE2, 27,5 MGJ/a (35%) para AE3. Con ello se obtendría una reducción de emisiones neta acumulada en el período 2023-2043 de: 11×10^6 tonCO₂eq. para el escenario AE1, de 16×10^6 tonCO₂eq. para AE2, y para AE3 de 21×10^6 tonCO₂eq. El recambio tecnológico generaría, a su vez, en el año 2043 respecto al escenario AE0, un aumento neto de la demanda eléctrica asociada a la movilidad eléctrica de: 860 GWh/a para AE1, 1.309 GWh/a para AE2 y 1.691 GWh/a para AE3.

Un resultado relevante de estos cambios, es que se obtendría al 2043 una sustitución de 311 ktep en AE1, 503 ktep en AE2 y 657 ktep en AE3 de energía de origen fósil por eléctrica generada en su mayoría por EERRNC, aumentando la autarquía energética nacional y la independencia de los derivados del petróleo. Con lo cual el peso relativo de la demanda del sector carretero, en la demanda nacional de petróleo, pasaría del 70% de la actualidad, a representar el 54% en AE1, al 45% para AE2 y hasta el 37% en AE3 de la demanda nacional de petróleo actual, si se implementaran hoy el total de las incorporaciones de VE en el parque automotor.

A partir de dichos resultados, se identificó, que con un cambio importante, como lo es alcanzar en 2043 más de medio millón de VE en el escenario de máxima AE3 respecto a las incorporaciones del escenario AE0 proyectadas para 2043; por un lado, no parece ser suficiente para lograr una descarbonización significativa en 2043¹³⁵ en el sector transporte. Y por otro, se observó para el 2043 un déficit en la generación con EERRNC disponibles, por lo que se desprende, que el país deberá plantearse nuevas incorporaciones de EERRNC en su matriz de generación de energía eléctrica para cubrir esta nueva demanda.

De acuerdo al estudio realizado en SimSEE, se observó que solamente para el caso AE1 era factible la inyección y la reducción de picos de la demanda, sin que ello alterara el comportamiento típico de la curva de demanda o generara nuevos picos en los que superaban las potencias típicas del

¹³⁵ En el escenario de máxima AE3, se alcanzó, una disminución del 35% en la demanda de combustibles fósiles respecto a AE0.

sistema (sin la demanda asociada a movilidad eléctrica). El escenario AE1, fue el único donde se identificó viable la complementariedad planteada a partir de la carga de los VE en horario valle, donde la energía tomada de la red, en su mayoría provenía de fuentes de EERRNC, y se lograba el abastecimiento con el aprovechamiento de las RROO remanentes registrados para cubrir las demandas en movilidad. Se identificó además, que en el horario pico se generaba un beneficio marcado en el sistema por inyección a la red de la modalidad V2G, reduciendo la dependencia con las fuentes térmicas y con ello los costos marginales del sistema.

Fomentar las modalidades de V2G, puede resultar novedoso desde el punto de vista de la demanda, sin embargo, no podemos asegurar que lo sea, desde el punto de vista del despacho de la energía. Dado que, para que sea provechoso para el sistema, el usuario no solamente debería estar disponible en la hora de carga, sino también debería ser solidario en la hora de inyección y esta doble condición resulta difícil de acoplar, cuando al sistema le sirve, lo cual no aseguraría firmeza al sistema porque estaría dependiendo de toma de decisiones particulares y aleatorias. Por otra parte, del lado del usuario, la modalidad V2G debería compensar el acortamiento de la vida útil de la batería, que por los resultados obtenidos a partir de las tarifas disponibles y los precios actuales de mercado de las baterías, no resulta, actualmente, atractivo. Para lograr esto, se requerirá el diseño de fuertes estímulos monetarios que compensen el uso de la batería como acumulación y para gestionar la demanda evitando el encarecimiento para el sistema o subsidios cruzados, es decir el traslado de costos a otros sectores de la demanda, que en casos extremos podrían llegar incluso a limitar el acceso a la energía para otros usos importantes y delicados, como lo es el residencial.

Desde el punto de vista económico se determinaron los impactos sobre las empresas públicas Ancap y UTE producto de las variaciones en sus ventas y cómo ello repercute en las transferencias en base a gravámenes que estas realizan a rentas generales; se identificó, que UTE obtiene un incremento, del total de las ventas por su nueva demanda, mientras que Ancap reporta una caída, para su nueva demanda. Este “traspaso de la demanda” desde Ancap a UTE, implica dejar de recibir transferencias por parte del Estado por impuestos, relacionados con la venta de combustibles, que no se compensa con los que se incorporan por la venta de electricidad. En términos netos implica un déficit a rentas generales de entre casi 210 y 491¹³⁶ millones de dólares anuales, lo cual equivale al 0.27%, 0.46% y 0.62% del PBI para los escenarios AE1, AE2 y AE3 respectivamente.

¹³⁶ 357 millones de dólares anuales, fue el valor obtenido, para el escenario AE2.

El valor de disminución neta, calculado para 2043, de los ingresos a rentas generales en base a gravámenes, fue de: 8.385.187.731 UYU/a en el escenario AE1, 14.640.122.915 UYU/a para AE2 y de 19.651.989.080 UYU/a para AE3.

Este último valor, (para AE3), que alcanza los 491 millones de dólares al año, resulta un valor comparable al del déficit anual de la caja de previsión social, registrado para 2022 por el BPS o comprobante al déficit anual de la caja militar de 2022. Apenas por debajo del presupuesto de la UdelaR de 2023.

Por lo tanto, la transición hacia la descarbonización en el sector transporte, requiere **buscar alternativas a los ingresos fiscales derivados de la venta de combustibles**, substanciales para el desarrollo y mantenimiento de la infraestructura vial, entre otros.

Debido a la dimensión del impacto proyectado, surge como deber, en el ámbito del Estado, el estudiar y evaluar nuevos gravámenes a aplicar, de modo que satisfagan las necesidades cubiertas antes por el sector energético de hidrocarburos.

El desarrollo de nuevas líneas de trabajo de revisión de incentivos fiscales existentes, a la par de los nuevos gravámenes que puedan surgir, es, a la vez de ser conveniente para la mejor toma de decisiones, necesario e ineludible, si queremos evitar que la búsqueda de la descarbonización desfinancie a rentas generales.

Es importante resaltar, que en este trabajo no fueron considerados los posibles impactos sobre las transferencias de utilidades, a rentas generales, desde las empresas del sector energético, debido a que las mismas fluctúan a lo largo del tiempo y dependen de los criterios políticos que se apliquen en cada administración de gobierno.

Si comparamos, el **costo asociado para efectivizar la transición tecnológica**¹³⁷, con los valores de sustitución de importaciones de petróleo presentadas anteriormente, se identificó que, si bien se reduce la importación de petróleo, como contrapartida se hace necesario afrontar el sobre costo en las importaciones de la nueva tecnología, que equivale al: 45% para AE1, 65% para AE2 y 74% para AE3, de las importaciones del petróleo evitadas.

Por último, desde el punto de vista ambiental, se identificó que el desarrollo de la movilidad eléctrica planteada como una política de reducción de emisiones, y a partir del cálculo del ratio de las

¹³⁷ Sin considerar los costos de expansión de generación, de red o de carga asociados.

renuncias fiscales con las reducciones de GEI, le implica al país un costo de reducción de GEI de entre los 518 USD/tonCO₂eq. en el escenario de mínima (AE1) y los 412 USD/tonCO₂eq. para el escenario de máxima (AE3), valores que si se los compara respecto a otras medidas existentes para el cumplimiento de los **ODS** planteados, como por ejemplo los valores publicados recientemente con la tasa impositiva al carbono de 167 USD/tonCO₂eq. para Uruguay¹³⁸, implicaría un esfuerzo de entre 4 a 3,5 veces mayor.

5.3 Conclusiones

5.3.1 Políticas de beneficios al VE particular ya son obsoletas.

En la hipótesis de este trabajo se propone que: existe un mayor interés de los consumidores finales de energía por la incorporación de tecnologías más rentables y eficientes; esto a su vez, acompañado de una mayor concientización medioambiental que refuerza y complementa estas decisiones por parte de los consumidores de incorporar tecnologías alimentadas eléctricamente en el sector transporte. El Estado y sus empresas públicas serían solidarios con las inquietudes de los consumidores finales y buscarían los mecanismos para redireccionar otros energéticos, favoreciendo así los beneficios económicos e inquietudes ecológicas de los ciudadanos, teniendo en cuenta a su vez que estas decisiones no perjudiquen a las poblaciones más vulnerables. En este contexto, se asume que los planes que promueven el acceso a tecnologías más limpias y eficientes han tenido una aceptación importante por parte de los consumidores.

Un análisis publicado por la EIA, *¿Necesitamos cambiar nuestro comportamiento para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas en 2050?*¹³⁹, refuerza el enunciado de la hipótesis de esta tesis. En el mismo se plantea que “*Los cambios de comportamiento que afectan la forma en que las personas utilizan la energía son una parte importante del conjunto de herramientas para alcanzar emisiones netas cero*”. Afirma que solamente con los cambios tecnológicos no es suficiente, que es necesario contar con el consentimiento y el apoyo activo de las personas. Que si bien se requiere de una combinación de las incorporaciones de tecnologías limpias con la participación de las personas, como lo es la compra de un vehículo eléctrico (VE), hace hincapié en que se necesitan cambios de comportamiento y en los estilos de vida que consumen mucha energía como norma, y esboza

¹³⁸ Ref. (1): Tiseo, I. (2024, 14 de agosto). Carbon tax rates in selected jurisdictions worldwide as of April 2024 (in U.S. dollars per metric ton of CO₂ equivalent). <https://www-statista-com.translate.goog/statistics/483590/prices-of-implemented-carbon-pricing-instruments-worldwide-by-select-country>.

¹³⁹ Ref. (37): Do we need to change our behaviour to reach net zero by 2050? (2021). [IEA, Paris, Francia].

además que es necesario cortar con el consumo derrochador o excesivo de energía. Afirma al mismo tiempo que los cambios de comportamiento son factibles, y que (...)“*La suposición de que los estilos de vida y los patrones de consumo de las personas seguirán inalterados (...) es posiblemente poco realista y corre el riesgo de ignorar el potencial de las personas, a través de sus elecciones y hábitos, para ayudar a encaminar el sistema energético hacia una senda sostenible.*”

Dicho esto se puede concluir que los incentivos económicos por parte del Estado para la adquisición de los VE no son los únicos mecanismos que existen para generar estímulos sobre el consumidor final de energía o a los usuarios del transporte. Existe un permisible potencial de cambios que nacen por cambios culturales y hacen parte de la toma de decisiones del consumidor final. Para alcanzar el objetivo de descarbonización, es poco probable que las soluciones tecnológicas basten por sí solas, los cambios de comportamiento de los consumidores son necesarios y factibles. Visto de esta manera, es verdaderamente el consumidor final quien origina el cambio de paradigma como consecuencia de la toma de conciencia y estos cambios de comportamientos no siempre son tenidos en cuenta en las políticas de incentivos actuales. La sociedad en su conjunto tiene el reto de determinar la dirección de esos cambios y hacerlos posibles mediante un apoyo público eficaz y sostenido.

Considerar los cambios comportamentales de los consumidores finales y prever los mismos, permitirán generar un ahorro económico al evitar exoneraciones fiscales que ya no serían necesarias como impulso a las nuevas tecnologías y permitirán relocalizar los impuestos en las nuevas tecnologías con el fin de mantener el objeto final de los mismos como ser respaldar la inversión en carreteras, etc.

“Todas las políticas creativas de comportamiento se enfrentan a una condición crucial para lograr su cumplimiento: la aceptación pública. Esto es sencillo: las medidas de comportamiento solo alcanzarán su plena eficacia si los ciudadanos apoyan plenamente los objetivos y los instrumentos de la política. Si los ciudadanos perciben los impactos del plan como socialmente injustos, la aceptación se derrumba”.¹⁴⁰

A continuación se analizan las posibles alternativas de redirección de los impuestos y sus impactos sobre rentas generales.

¹⁴⁰ Ref. (37): Do we need to change our behaviour to reach net zero by 2050? (2021). [IEA, Paris, Francia].

5.3.2 Perspectivas en materia de nuevos impuestos y rentas generales del país.

La transición hacia la descarbonización en el sector transporte, genera un impacto sobre la demanda de hidrocarburos y de energía eléctrica, lo cual se expresa en las ventas de las empresas públicas, Ancap y UTE, y en las transferencias en base a gravámenes que estas realizan a rentas generales. Por lo que es necesario, **buscar alternativas a los ingresos fiscales derivados de la venta de combustibles.**

La reducción del consumo de hidrocarburos, disminuye la cantidad de ingresos que se obtienen de los impuestos a los combustibles fósiles y no se compensan con los gravámenes sobre el mayor uso de la energía eléctrica en la nueva demanda debido a los diferentes niveles de impuestos que existen en Uruguay sobre energía eléctrica y los derivados del petróleo.

Para contrarrestar la reducción, de los ingresos fiscales provenientes de los impuestos al combustible asociados con la creciente adopción de VE, es importante realizar ajustes a los actuales esquemas impositivos relacionados con el transporte.

El diseño de medidas a corto plazo, podría basarse en un aumento gradual de los impuestos sobre los combustibles con alto contenido de carbono y combinarlo con los esquemas de tarificación urbana (específicos por territorialidad) o cargos basados en que el uso privado de los vehículos MCI en las ciudades sea relativamente más caro y menos conveniente lo cual estimula el cambio a otros modos de transporte más limpios como el transporte público o la movilidad activa ¹⁴¹. Una alternativa planteada en el análisis publicado por la EIA¹⁴² es realizar la compensación con otros impuestos sobre productos de refinería. Sin embargo este estudio aclara que, de prolongarse en el tiempo pueden *“crear distorsiones y plantear problemas de equidad”*. Mientras para largo plazo propone que *“la estabilización de los ingresos fiscales probablemente requiera reformas más profundas en los esquemas impositivos, que podrían incluir la combinación de impuestos más altos sobre los combustibles con alto contenido de carbono y cargos basados en la distancia recorrida*. Señala que como contrapartida, *“la adopción generalizada de VE reducirá la contaminación del aire, compensando la pérdida de ingresos fiscales al reducir los daños a la salud y sus costos asociados”*.

Como propuestas para un trabajo de investigación futuro, surgen de aquí la posibilidad de, evaluar focalizar los nuevos impuestos en los efectos no deseados de la movilidad eléctrica, esto es; el aumento de la demanda eléctrica, el encarecimiento del sistema de abastecimiento y el aumento

¹⁴¹ Ref. (37): Do we need to change our behaviour to reach net zero by 2050? (2021). [IEA, Paris, Francia].

¹⁴² Ref. (6): Global EV Outlook 2021. (2021). [IEA, Paris, Francia].

de contaminación por acumulación de baterías obsoletas. Así como, rediseñar el impuesto del uso de las carreteras e infraestructura vial. A partir de ello se proponen las siguientes alternativas,

- Estudiar el impuesto sobre el energético, más allá del valor tarifario establecido por UTE en la modalidad asociada a la demanda de VE. Dicho impuesto sería aplicado en los momentos donde afecta el costo marginal del sistema generando sobre costos a otros sectores de la demanda; las características de linealidad o de exponencialidad que se les den deberían ser estudiadas previamente quizá con un caso de estudio en una población determinada y bajo la aplicación de la IA predictiva para establecer cuán viable de ocurrir sería ese evento y por tanto el potencial de recaudación bajo esta línea de acción.
- Estudiar un impuesto sobre la disposición final de las baterías, que permita la reutilización de sus materiales generando valor agregado luego de un segundo uso y que asegure la minimización del volumen y las condiciones seguras para su disposición final.
- Evaluar, un impuesto directo sobre el kilaje en el transporte; las carreteras están diseñadas para soportar el peso de cargas de 45 toneladas¹⁴³. Valorar la carga impositiva en los peajes por kilaje y por tipo de carga sería interesante a la hora de pensar en aumentar los mismos como un impuesto directo al uso final y no amparar los subsidios cruzados que genera el pago de los automóviles livianos o los de pasajeros.

Para avanzar en este sentido hay que tener en cuenta la importancia de la aceptación pública de los cambios impositivos. Teniendo en cuenta que la aceptación se logra a medida que se hacen evidentes los beneficios inmediatos de los cambios. Para ello, el Estado tiene el deber de explicar de qué manera se suplen con beneficios indirectos, como la mejora en calidad del aire, afecciones a la salud a nivel respiratorio y en lesiones por accidentes de tránsito, mejora en la accesibilidad para los peatones y mejora en los costos en transporte.

¹⁴³ Ref. (38): DNT-MTOP, Resolución Ministerial N° 41/021, Circulación por rutas nacionales de camión de 2 o 3 ejes y un acoplado de 4 ejes, 15 de junio de 2021, <https://www.gub.uy/ministerio-transporte-obras-publicas>.

5.3.3 Consideraciones finales

En 2024, las ventas de VE en Uruguay alcanzaron las 4.359 unidades¹⁴⁴, representando el 10% de las ventas de vehículos 0km¹⁴⁵. Dicho valor significó un incremento del 113% respecto a las ventas de VE en 2023¹⁴⁶.

La marcada aceleración en las ventas, se debe; a la evolución de la tecnología, la mejora en los precios y a la apuesta de los consumidores por la movilidad eléctrica. Este reciente comportamiento de incorporación de VE, se asemeja al prospectado, en este trabajo, para el escenario de mínima AE1, donde se planteaba un 7,5% de ventas de VE para las categorías de Automóviles y un 15% en la de Camionetas. Es decir, todo indica que ya se estarían superando las proyecciones del escenario tendencial AE0.

Si bien, la movilidad eléctrica hoy en día es una realidad y a nivel mundial se estima que para 2025 uno de cada cuatro vehículos incorporados sea VE, en Uruguay, ya se observa un avance significativo, en el que uno de cada diez vehículos vendidos en 2024, fue VE.

Por lo cual, para abordar los impactos de esta transición, debemos tomar de manera inmediata, acciones concretas y efectivas que garanticen el proceso de descarbonización, sin que ello afecte negativamente los aspectos económicos y sociales.

¹⁴⁴ Ref. (39): Portal Autoblog. (2025, 6 de febrero). <https://www.autoblog.com.uy/2025/02/ventas-2024-los-10-vehiculos.html>. Las ventas de automóviles y camionetas eléctricos puros en 2024 fueron de 4.359 unidades 0km.

¹⁴⁵ Ref. (40): Portal Autoblog. (2025, 3 de enero). <https://www.autoblog.com.uy/2025/01/ventas-diciembre-y-totales-2024.html>. Las ventas de automóviles y camionetas registradas en 2024 fueron de 42.167 unidades 0km.

¹⁴⁶ Ref. (41): Portal MIEM. (2024, 28 de junio). <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/politicas-y-gestion/estadisticas-movilidad-electrica>.

BIBLIOGRAFIA

6.1 Bibliografía

6.1.1 Bibliografía citada

- (1) Tiseo, I. (2024, 14 de agosto). Carbon tax rates in selected jurisdictions worldwide as of April 2024 (in U.S. dollars per metric ton of CO₂ equivalent). <https://www-statista-com.translate.goog/statistics/483590/prices-of-implemented-carbon-pricing-instruments-worldwide-by-select-country>.
- (2) Key World Energy Statistics 2021. (2021). [IEA, Paris, Francia].
- (3) Global EV Outlook 2025. (2025). [IEA, Paris, Francia].
- (4) Arora, A., Dreyer, E., Niese, N., Waas, A. & Xie, A. (2021). Why Electric Cars Can't Come Fast Enough? BCG.
- (5) Arora, A., Dreyer, E., Gökbulut, A., Niese, N. & Xie, A. (2022). Electric Cars Are Finding Their Next Gear. BCG.
- (6) Global EV Outlook 2021. (2021). [IEA, Paris, Francia].
- (7) Caballero, A. (2018, 13 de noviembre). Noruega, hacia un modelo de movilidad 100% eléctrica. El Mundo. <http://www.planetainteligente.elmundo.es/energias-renovables/noruega-hacia-un-modelo-de-movilidad-100-electrica>.
- (8) Mohorte, A. (2019, 31 de octubre). Noruega se ha pasado al coche eléctrico. Y en sus ciudades se respira un aire más limpio que nunca. <https://magnet.xataka.com/en-diez-minutos/noruega-se-ha-pasado-al-coche-electrico-sus-ciudades-se-respira-aire-limpio-que-nunca>.
- (9) Overcoming Barriers to the Deployment of Plug-in Electric Vehicles. (2015). [National Research Council].
- (10) Lutsey, N., Searle, S., Slowik, P., & Yang, Z. (2016). Principles for effective electric vehicle incentive design. ICCT.
- (11) Política Energética 2005-2030. (2008). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].
- (12) Balance Energético Nacional 2023. (2024). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].
- (13) Evolución del sector energético Uruguay – OCDE. (2021). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].
- (14) Informe Anual 2023 ADME. (2024). [ADME, Montevideo, Uruguay].
- (15) Decreto N° 59/2015, Regulación de los contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica, 25 de febrero de 2015, <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/59-2015>.
- (16) Encuesta de usos, consumos y rendimientos del Sector Transporte. (2014). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].
- (17) Parque vehicular 2017-2024. (2025). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].
- (18) Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe- Enfoques para la política energética. (1997). [CEPAL/OLADE/GTZ, Quito, Ecuador].
- (19) Energía y desarrollo sustentable en América Latina y el Caribe- Indicadores de Sustentabilidad 1990-1999. (2001). [CEPAL/OLADE/GTZ, Santiago de Chile, Chile].
- (20) Estimaciones y proyecciones de la población de Uruguay, 1950-2050. (2013). [INE, Montevideo, Uruguay].
- (21) Estudio de Demanda: ESCENARIOS. (2014). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].
- (22) Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, Volumen 2: Energía, Cuadro 1.4: "Factores de emisión de CO₂ por defecto para la combustión". (2023). [IPCC, ONU]. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp>.

- (23) Fernández, G. & Olivet, D. (2018). Impacto del consumo de electricidad del parque automotor eléctrico y sus impactos en la curva de carga. Trabajo final curso SimSEE edición 2018. IIE-FING-UDELAR. Montevideo, Uruguay. https://simsee.org/simsee/curso2018/trabajosfinales/T8_AutosElectricos_v3.pdf.
- (24) Plan Indicativo de Expansión del Parque de Generación Eléctrica Período 2024 a 2043. (2024). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].
- (25) Decreto N°147/2023, Modifican los artículos que se determinan del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Decreto 276/002 de fecha 28 de junio de 2002, 29 de mayo de 2023, <https://www.impo.com.uy>.
- (26) Decreto N°124/2024, Aprobación de la nueva tarifa para la modalidad de consumo aplicable a los "suscriptores con generación". 1° de mayo de 2024, 14 de mayo de 2024, <https://www.impo.com.uy>.
- (27) Decreto N°173/010, Autorización a suscriptores conectados a la red de distribución de baja tensión a instalar generaciones de fuentes renovables, 8 de junio de 2010, <https://www.impo.com.uy>.
- (28) Portal ADME. Spot Sancionado Año 2024. <https://www.adme.com.uy>.
- (29) Portal UTE. (2024, 8 de abril). Precios de carga en vía pública. <https://portal.ute.com.uy/nuevos-precios-de-carga-en-la-viapublica>.
- (30) Precios sociales y pautas técnicas para la evaluación socioeconómica. (2014). [SNIP-OPP, Montevideo, Uruguay].
- (31) Información referente a los resultados del sector público - Resultado Fiscal del Sector Público. (2024). [MEF, Montevideo, Uruguay].
- (32) Exposición de Motivos de la Rendición de Cuentas 2022. (2023). [MEF, Montevideo, Uruguay].
- (33) Portal Ancap. Histórico Precios Combustibles. <https://www.ancap.com.uy>.
- (34) Pliego Tarifario UTE. (1ero de mayo 2024). [UTE, Montevideo, Uruguay].
- (35) Statista Research Department. (2024, 30 de diciembre). Closing price of Brent, OPEC basket, and WTI crude oil at the beginning of each week. <https://www.statista.com/statistics/326017/weekly-crude-oil-prices/>.
- (36) Balance Energético Nacional 2023. (2024). [MEM, Quito, Ecuador].
- (37) Do we need to change our behaviour to reach net zero by 2050? (2021). [IEA, Paris, Francia].
- (38) DNT-MTOP, Resolución Ministerial N° 41/021, Circulación por rutas nacionales de camión de 2 o 3 ejes y un acoplado de 4 ejes, 15 de junio de 2021, <https://www.gub.uy/ministerio-transporte-obras-publicas>.
- (39) Portal Autoblog. (2025, 6 de febrero). <https://www.autoblog.com.uy/2025/02/ventas-2024-los-10-vehiculos.html>.
- (40) Portal Autoblog. (2025, 3 de enero). <https://www.autoblog.com.uy/2025/01/ventas-diciembre-y-totales-2024.html>.
- (41) Portal MIEM. (2024, 28 de junio). <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/politicas-y-gestion/estadisticas-movilidad-electrica>.

6.1.2 Bibliografía complementaria

- Acevedo, H., Delgado, O., Pettigrew, S. & Pineda, L. (2023). Hoja de ruta para descarbonizar el transporte de carga en América Latina entre 2025 y 2050. International Council on Clean Transportation (ICCT).
- Alharthi, M., Khan, I., Liu, H., Zakari, A. (2022). Roles of trilemma in the world energy sector and transition towards sustainable energy: A study of economic growth and the environment. [Energy Policy, Volume 170].

- Alikhani, P., Brinkel, N., Lampropoulos, I., Schram, W., van Sark, W. (2025). Multi-objective optimization of electric vehicle charging considering market coupling in north-western Europe. [Transportation Research Part D: Transport and Environment, Volume 146].
- Ananwattanaporn, S., Chiradeja, P., Chuadmee, O., Ngaopitakkul, A. & Sottiyaphai, C. (2025). Evaluating Effects of Electric Vehicle Chargers on Residential Power Infrastructure. [Applied Sciences, 15(11), 5997].
- Blanco, A., Eirea, L., Paganini, O., Ruchansky, B. & Torres, A. (2013). Estudio prospectivo del sector energético al 2030. Proyecto Uruguay Infraestructura 2030.
- Bittencourt, G. (2014). Escenarios de estructura productiva, competitividad y crecimiento Uruguay 2035. Uruguay+25: Documento de trabajo N° 6.
- Borgelt, J., Dorber, M., Gilad, D., May, R., Verones, F. (2024). Biodiversity impacts of Norway's renewable electricity grid. [Journal of Cleaner Production, Volume 469].
- Calvo, J. J., (2011). Uruguay, visión y escenarios demográficos al 2050. Informe Final de Comisión Sectorial de Población. OPP - Presidencia de la República, Montevideo, Uruguay.
- Canales, G. (2023). Análisis del potencial de gestión de demanda de vehículos eléctricos para proveer flexibilidad al sistema eléctrico nacional. [Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Santiago de Chile, Chile].
- Construcción de Escenarios Socioeconómicos 2012- 2035 para prospectiva energética. (2014). [CINVE, DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].
- Construcción de los escenarios socioeconómicos para la prospectiva energética. (2014). [Seminario-Taller Política Energética para el Desarrollo Sustentable y el uso del Modelo LEAP, Instituto de Economía Energética (asociado a Fundación Bariloche) & Stockholm Environment Institute (SEI), Bariloche, Argentina].
- Das, T., Kwon, C., Melendez, K. (2020). Optimal operation of a system of charging hubs and a fleet of shared autonomous electric vehicles. [Applied Energy, Volume 279].
- Espinoza, V. (2023). Modelado y análisis del sistema energético ecuatoriano con un enfoque en recursos no renovables. Tesis Doctoral. Universidad de Valladolid, España.
- Estrategia Uruguay III Siglo- Aspectos productivos. (2009). [Área estrategia de desarrollo y planificación- OPP - Presidencia de la República, Montevideo Uruguay].
- Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional - Estudio del consumo de energía del Sector Transporte. (2008). [Fundación Bariloche, Argentina; PRIEN, Chile; DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].
- EV Outlook 2025. (2025). [Bloomberg New Energy Finance (BNEF)].
- Financing transport decarbonisation. Study on investments for sustainable transport in the EU. (2024). [Transport & Environment].
- Fossil Fuel Subsidies in Clean Energy Transitions: Time for a New Approach? (2023). [IEA, Paris, Francia].
- Fossil Fuel Subsidy Tracker. (2023). International Institute for Sustainable Development (IISD) & Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD). <https://fossilfuelsubsidytracker.org/>.
- Goveas, N., Kose, U., Olusegun, T., Ranganathan, P., Rao, S. (2025). Vehicle-to-Grid technology: Opportunities, challenges, and future prospects for sustainable transportation. [Journal of Energy Storage, Volume 110].
- Government Energy Spending Tracker: Policy Database. (2024). [IEA, Paris, Francia].
- Hacia un transporte automotor racional y eficiente: Autos Híbridos y Eléctricos. (2012). [FSE-ANII, Montevideo, Uruguay].
- IEA Energy and Carbon Tracker 2024. (2024). [IEA, Paris, Francia].

- İnci, M., Savrun, M. & Çelik, Ö. (2022). Integrating electric vehicles as virtual power plants: A comprehensive review on vehicle-to-grid (V2G) concepts, interface topologies, marketing and future prospects. [Journal of Energy Storage. 55. 105579. 10.1016/j.est.2022.105579].
- Kutikuppala, N., Debapriya, D. (2024). Optimal location and sizing of electric vehicles charging stations and renewable sources in a coupled transportation-power distribution network. [Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 203].
- van Heerden, R., Edelenbosch, O., Daioglou, V. et al. (2025). Demand-side policies can significantly reduce emissions from energy use in buildings and transport. [Nature Energy 10, 293–294].
- Larsen, G., Molly, N. (2022). How Countries Can Pay for Climate Action. [World Resources Institute (WRI)].
- LEAP Training Exercises. (2024). [SEI, Stockholm, Sweden].
- Li, Y., & Jenn, A. (2024). Impact of electric vehicle charging demand on power distribution grid congestion. [Proc. Natl. Acad. Sci. USA 121 (18) e2317599121].
- Overview on tax incentives for electric vehicles in the EU. (2017). [European Automobile Manufacturers Association (ACEA)].
- Plan Nacional de Eficiencia Energética 2015-2024. (2015). [DNE-MIEM, Montevideo, Uruguay].
- Railway Handbook 2015, Energy consumption and CO2 emissions-Focus on Vehicle Efficiency. (2015). [IEA, UIC].
- Shamash, E., Fan, Z. (2023). Contract design for V2G smart energy trading. Keele University, UK.
- The Netherlands' Effort to Phase Out and Rationalise its Fossil-Fuel Subsidies. (2020). [IEA, Paris, Francia].
- Timpert, J. (2017). Battery energy storage systems: efficiency and lifetime. ECI Publication No Cu0240.
- Tur, O., Tuncayn, R. N. & Ucarol, H. (s.f.). Basics Of Electric Vehicle Technology And A Design Study On A Series Hybrid Electric Vehicle Powertrain. TUBITAK Marmara Research Center (MRC) Energy Institute, Turkey.
- Umoren, I., Shakir, M. & Ahmadi, H (2023). VCG-Based Auction for Incentivized Energy Trading in Electric Vehicle Enabled Microgrids. [IEEE Access. 11. 21117-21126. 10.1109/ACCESS.2023.3249469].
- World Development Report 2022: Finance for an Equitable Recovery. (2022). [International Bank for Reconstruction and Development. The World Bank].
- World Energy Transitions Outlook 2024. (2024). [International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi, EAU].
- Yichen, X., Yuyan, Y., Junyong, L. (2025). Impact of electric vehicle disordered charging on urban electricity consumption. [Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 212].

Anexo I- Resultados

En el presente anexo se muestran resultados que por sus características: ya sea de masividad de los datos que representan, por el nivel de apertura de información que contienen, o por resultar muy específicos o complementarios al análisis de los principales resultados obtenidos, no son presentados en el Capítulo 3, siendo de todas formas referenciados a lo largo de dicho capítulo a medida que se enseñan los resultados principales de su correspondiente sesión.

Se despliegan varios de los resultados obtenidos para los cuatro escenarios tanto en los modelados de los programas LEAP. Se presentan las funciones de decaimiento del parque, las cuales implican algunas de las características y parámetros utilizados en el diseño de los escenarios y conforman resultados intermedios para las entradas del LEAP. Así como también aquellos indicadores que surgen del análisis de los resultados y que fueron contruidos para examinar y visualizar mejor consecuencias e impactos.

Se presenta el proceso de la determinación de los VE equivalentes en cada escenario, para el análisis de SimSEE utilizados también para el Análisis de Sinergias descripto en el Capítulo 2.

A. Anexo de resultados de LEAP

A.1 Ajuste y definición de las funciones intrínsecas del programa de LEAP

El proceso de definición de funciones intrínsecas del programa como lo son el Decaimiento del parque natural esperado debido al paso del tiempo y las tasas de chatarrización para ajuste del crecimiento del parque por categoría y por tecnología, se conciliaron en un proceso iterativo hasta cerrar con los valores determinados previamente en el ítem Diseño de escenarios del Capítulo 2.

A continuación en la Tabla A3.1 se presentan las funciones obtenidas y los valores adjudicados para cada caso.

Tabla A3.1. Funciones de Decaimiento del parque

Categoría	Perfil de edades parque Curva de decaimiento parque	Chatarrización (% ventas)	Ajuste
Autod	$S(t) = S(t-1) + \text{Exp}(t^* - 0.00265)$	0.50%	-0.10%
Camionetas	$S(t) = S(t-1) + \text{Exp}(t^* - 0.0016)$	0.25%	-0.30%
Taxi, Uber y Remís	$S(t) = S(t-1) + \text{Exp}(t^* - 0.167)$	0.10%	0.05%
Birrodados	$S(t) = S(t-1) + \text{Exp}(t^* - 0.04745)$	17.50%	0.00%
Ómnibus MVD CAN SJO	$S(t) = S(t-1) + \text{Exp}(t^* - 0.0087)$	10.00%	0.30%

Fuente: elaboración propia

A.2 Evolución del parque por Categoría en unidades totales de vehículos para cada año (desde 2023 a 2043)

A continuación en las Tablas A3.2.i, ii, iii, iv y v, se presentan los resultados del **Parque** en unidades totales de vehículos para cada año (desde 2023 a 2043) obtenidos como salidas de LEAP por Categoría. Se presenta también en cada tabla los valores las **ventas** en unidades totales de vehículos para cada año y el valor de las **unidades chatarrizadas** para cada año y por Categoría. Como se mencionó anteriormente dichos valores se obtuvieron a partir de un proceso iterativo con de los datos de entrada al LEAP, las variables explicativas de crecimiento presentados en los Capítulo 2 y Capítulo 3 y ajustando con las funciones intrínsecas de decaimiento presentadas en el ítem anterior, para en cada escenario prospectado.

Tabla A3.2.i- Automóviles (Parque, ventas y chatarrización)

Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE1	638.304	659.627	681.161	702.942	725.009	747.404	770.166	793.338	816.962	841.083	865.741	890.981	916.846	943.378	970.620	998.616	1,027.408	1,057.037	1,087.547	1,118.979	1,151.373
AE2	638.304	659.627	681.161	702.942	725.009	747.404	770.166	793.338	816.962	841.083	865.741	890.981	916.846	943.378	970.620	998.616	1,027.408	1,057.037	1,087.547	1,118.979	1,151.373
AE3	638.304	659.627	681.161	702.942	725.009	747.404	770.166	793.338	816.962	841.083	865.741	890.981	916.846	943.378	970.620	998.616	1,027.408	1,057.037	1,087.547	1,118.979	1,151.373
Tendencial	638.304	659.627	681.161	702.942	725.009	747.404	770.166	793.338	816.962	841.083	865.741	890.981	916.846	943.378	970.620	998.616	1,027.408	1,057.037	1,087.547	1,118.979	1,151.373
Total	2,553.214	2,638.509	2,724.643	2,811.768	2,900.038	2,989.614	3,080.663	3,173.351	3,267.850	3,364.330	3,462.965	3,563.924	3,667.383	3,773.511	3,882.482	3,994.464	4,109.630	4,228.148	4,350.189	4,475.916	4,605.490

Branch: Demanda\Automoviles		S(t)= S (t-1)+Exp (t* Valor exponencial)																			
Units: Miles Artefactos		Valor exponencial -0.00265																			
VENTAS		scrappage Ventas * 0.005																			
		0.5%																			
Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE1	38.295	39.444	40.627	41.846	43.101	44.394	45.726	47.098	48.511	49.966	51.465	53.009	54.600	56.237	57.925	59.662	61.452	63.296	65.195	67.151	69.165
AE2	38.295	39.444	40.627	41.846	43.101	44.394	45.726	47.098	48.511	49.966	51.465	53.009	54.600	56.237	57.925	59.662	61.452	63.296	65.195	67.151	69.165
AE3	38.295	39.444	40.627	41.846	43.101	44.394	45.726	47.098	48.511	49.966	51.465	53.009	54.600	56.237	57.925	59.662	61.452	63.296	65.195	67.151	69.165
Tendencial	38.295	39.444	40.627	41.846	43.101	44.394	45.726	47.098	48.511	49.966	51.465	53.009	54.600	56.237	57.925	59.662	61.452	63.296	65.195	67.151	69.165
Total	153.180	157.775	162.509	167.384	172.405	177.578	182.905	188.392	194.044	199.865	205.861	212.037	218.398	224.950	231.698	238.649	245.809	253.183	260.779	268.602	276.660

Branch: Demanda\Automoviles																					
Units: Miles Artefactos																					
Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE1	-	18.120	19.094	20.065	21.034	22.000	22.964	23.926	24.886	25.846	26.807	27.769	28.587	29.345	30.198	31.042	31.920	32.722	33.571	34.426	35.266
AE2	-	18.120	19.094	20.065	21.034	22.000	22.964	23.926	24.886	25.846	26.807	27.769	28.587	29.345	30.198	31.042	31.920	32.722	33.571	34.426	35.266
AE3	-	18.120	19.094	20.065	21.034	22.000	22.964	23.926	24.886	25.846	26.807	27.769	28.587	29.345	30.198	31.042	31.920	32.722	33.571	34.426	35.266
Tendencial	-	18.120	19.094	20.065	21.034	22.000	22.964	23.926	24.886	25.846	26.807	27.769	28.587	29.345	30.198	31.042	31.920	32.722	33.571	34.426	35.266
Total	-	72.481	76.374	80.259	84.135	88.001	91.856	95.703	99.545	103.384	107.227	111.077	114.349	117.380	120.791	124.168	127.682	130.886	134.286	137.705	141.063

Fuente: elaboración propia

Tabla A3.2.ii- Camionetas (Parque, ventas y chatarrización)

Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE1	357.930	370.134	382.461	394.923	407.535	420.310	433.265	446.417	459.783	473.380	487.229	501.348	515.759	530.481	545.537	560.949	576.740	592.934	609.555	626.628	644.177
AE2	357.930	370.134	382.461	394.923	407.535	420.310	433.265	446.417	459.783	473.380	487.229	501.348	515.759	530.481	545.537	560.949	576.740	592.934	609.555	626.628	644.177
AE3	357.930	370.134	382.461	394.923	407.535	420.310	433.265	446.417	459.783	473.380	487.229	501.348	515.759	530.481	545.537	560.949	576.740	592.934	609.555	626.628	644.177
Tendencial	357.930	370.134	382.461	394.923	407.535	420.310	433.265	446.417	459.783	473.380	487.229	501.348	515.759	530.481	545.537	560.949	576.740	592.934	609.555	626.628	644.177
Total	1,431.721	1,480.536	1,529.843	1,579.692	1,630.138	1,681.240	1,733.062	1,785.668	1,839.130	1,893.521	1,948.916	2,005.393	2,063.035	2,121.925	2,182.150	2,243.797	2,306.962	2,371.736	2,438.220	2,506.510	2,576.706

Branch: Demanda\Camionetas		S(t)= S (t-1)+Exp (t* Valor exponencial)																			
Units: Miles Artefactos		Valor exponencial -0.0016																			
VENTAS		scrappage Ventas * 0.0025																			
		0.25%																			
Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE1	17.892	18.429	18.982	19.551	20.138	20.742	21.364	22.005	22.665	23.345	24.045	24.767	25.510	26.275	27.063	27.875	28.711	29.573	30.460	31.374	32.315
AE2	17.892	18.429	18.982	19.551	20.138	20.742	21.364	22.005	22.665	23.345	24.045	24.767	25.510	26.275	27.063	27.875	28.711	29.573	30.460	31.374	32.315
AE3	17.892	18.429	18.982	19.551	20.138	20.742	21.364	22.005	22.665	23.345	24.045	24.767	25.510	26.275	27.063	27.875	28.711	29.573	30.460	31.374	32.315
Tendencial	17.892	18.429	18.982	19.551	20.138	20.742	21.364	22.005	22.665	23.345	24.045	24.767	25.510	26.275	27.063	27.875	28.711	29.573	30.460	31.374	32.315
Total	71.568	73.715	75.926	78.204	80.550	82.967	85.456	88.020	90.660	93.380	96.181	99.067	102.039	105.100	108.253	111.501	114.846	118.291	121.840	125.495	129.260

Branch: Demanda\Camionetas																					
Units: Miles Artefactos																					
Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE1	-	6.225	6.655	7.089	7.526	7.966	8.409	8.812	9.216	9.647	10.082	10.507	10.937	11.343	11.756	12.124	12.502	12.825	13.162	13.489	13.790
AE2	-	6.225	6.655	7.089	7.526	7.966	8.409	8.812	9.216	9.647	10.082	10.507	10.937	11.343	11.756	12.124	12.502	12.825	13.162	13.489	13.790
AE3	-	6.225	6.655	7.089	7.526	7.966	8.409	8.812	9.216	9.647	10.082	10.507	10.937	11.343	11.756	12.124	12.502	12.825	13.162	13.489	13.790
Tendencial	-	6.225	6.655	7.089	7.526	7.966	8.409	8.812	9.216	9.647	10.082	10.507	10.937	11.343	11.756	12.124	12.502	12.825	13.162	13.489	13.790
Total	-	24.900	26.620	28.355	30.104	31.865	33.635	35.247	36.863	38.589	40.327	42.030	43.749	45.373	47.023	48.495	50.008	51.298	52.650	53.956	55.161

Fuente: elaboración propia

Tabla A3.2.iii- Taxis, Remís y Uber (Parque, ventas y chatarrización)

Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE0	8.555	8.837	9.076	9.337	9.620	9.916	10.218	10.527	10.845	11.171	11.507	11.852	12.208	12.574	12.951	13.340	13.740	14.152	14.576	15.014	15.464
AE1	8.555	8.840	9.080	9.341	9.625	9.920	10.222	10.531	10.848	11.173	11.508	11.854	12.209	12.576	12.953	13.341	13.742	14.154	14.579	15.016	15.466
AE2	8.555	8.840	9.080	9.341	9.625	9.920	10.222	10.531	10.848	11.173	11.508	11.854	12.209	12.576	12.953	13.341	13.742	14.154	14.579	15.016	15.466
AE3	8.555	8.840	9.080	9.341	9.625	9.920	10.222	10.531	10.848	11.173	11.508	11.854	12.209	12.576	12.953	13.341	13.742	14.154	14.579	15.016	15.466
Total	34.220	35.358	36.317	37.360	38.495	39.677	40.885	42.120	43.388	44.691	46.032	47.413	48.835	50.300	51.810	53.364	54.965	56.614	58.312	60.061	61.863

Branch: Demanda\Taxi Uber Remis		S(t)= S (t-1)+Exp (t* Valor exponencial)																			
Units: Miles Artefactos		Valor exponencial -0.167																			
VENTAS		scrappage Ventas * 0.001 0.1%																			
Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE0	2.853	2.939	3.027	3.118	3.211	3.307	3.407	3.509	3.614	3.723	3.834	3.949	4.068	4.190	4.315	4.445	4.578	4.716	4.857	5.003	5.153
AE1	2.853	2.939	3.027	3.118	3.211	3.307	3.407	3.509	3.614	3.723	3.834	3.949	4.068	4.190	4.315	4.445	4.578	4.716	4.857	5.003	5.153
AE2	2.853	2.939	3.027	3.118	3.211	3.307	3.407	3.509	3.614	3.723	3.834	3.949	4.068	4.190	4.315	4.445	4.578	4.716	4.857	5.003	5.153
AE3	2.853	2.939	3.027	3.118	3.211	3.307	3.407	3.509	3.614	3.723	3.834	3.949	4.068	4.190	4.315	4.445	4.578	4.716	4.857	5.003	5.153
Total	11.412	11.754	12.107	12.470	12.844	13.230	13.627	14.035	14.456	14.890	15.337	15.797	16.271	16.759	17.262	17.780	18.313	18.862	19.428	20.011	20.611

Branch: Demanda\Taxi Uber Remis																					
Units: Miles Artefactos																					
Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE0	-	2.656	2.788	2.857	2.927	3.012	3.104	3.200	3.296	3.396	3.499	3.604	3.712	3.823	3.938	4.056	4.178	4.303	4.432	4.565	4.702
AE1	-	2.653	2.787	2.857	2.927	3.012	3.105	3.200	3.298	3.397	3.499	3.604	3.712	3.823	3.938	4.056	4.178	4.303	4.432	4.565	4.702
AE2	-	2.653	2.787	2.857	2.927	3.012	3.105	3.200	3.298	3.397	3.499	3.604	3.712	3.823	3.938	4.056	4.178	4.303	4.432	4.565	4.702
AE3	-	2.653	2.787	2.857	2.927	3.012	3.105	3.200	3.298	3.397	3.499	3.604	3.712	3.823	3.938	4.056	4.178	4.303	4.432	4.565	4.702
Total	-	10.616	11.148	11.427	11.710	12.048	12.418	12.801	13.188	13.587	13.996	14.416	14.848	15.294	15.753	16.225	16.712	17.213	17.730	18.262	18.809

Fuente: elaboración propia

Tabla A3.2.iv- Ómnibus MVD CAN SJO (Parque, ventas y chatarrización)

Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE1	2.428	2.509	2.583	2.651	2.715	2.774	2.831	2.886	2.939	2.992	3.045	3.098	3.153	3.209	3.266	3.326	3.387	3.450	3.515	3.582	3.651
AE2	2.428	2.509	2.583	2.651	2.715	2.774	2.831	2.886	2.939	2.992	3.045	3.098	3.153	3.209	3.266	3.326	3.387	3.450	3.515	3.582	3.651
AE3	2.428	2.509	2.583	2.651	2.715	2.774	2.831	2.886	2.939	2.992	3.045	3.098	3.153	3.209	3.266	3.326	3.387	3.450	3.515	3.582	3.651
Tendencial	2.428	2.509	2.583	2.651	2.715	2.774	2.831	2.886	2.939	2.992	3.045	3.098	3.153	3.209	3.266	3.326	3.387	3.450	3.515	3.582	3.651
Total	9.712	10.036	10.333	10.606	10.859	11.097	11.324	11.542	11.755	11.966	12.178	12.392	12.611	12.835	13.065	13.302	13.547	13.800	14.060	14.328	14.603

Branch: Demanda\Ómnibus MVD CAN SJO		S(t)= S (t-1)+Exp (t* Valor exponencial)																			
Units: Miles Artefactos		Valor exponencial -0.0087																			
VENTAS		scrappage Ventas * 0.1 10.00%																			
Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE1	0.221	0.225	0.230	0.235	0.239	0.244	0.249	0.254	0.259	0.264	0.269	0.275	0.280	0.286	0.292	0.297	0.303	0.309	0.316	0.322	0.328
AE2	0.221	0.225	0.230	0.235	0.239	0.244	0.249	0.254	0.259	0.264	0.269	0.275	0.280	0.286	0.292	0.297	0.303	0.309	0.316	0.322	0.328
AE3	0.221	0.225	0.230	0.235	0.239	0.244	0.249	0.254	0.259	0.264	0.269	0.275	0.280	0.286	0.292	0.297	0.303	0.309	0.316	0.322	0.328
Tendencial	0.221	0.225	0.230	0.235	0.239	0.244	0.249	0.254	0.259	0.264	0.269	0.275	0.280	0.286	0.292	0.297	0.303	0.309	0.316	0.322	0.328
Total	0.884	0.902	0.920	0.938	0.957	0.976	0.996	1.015	1.036	1.056	1.078	1.099	1.121	1.144	1.166	1.190	1.214	1.238	1.263	1.288	1.314

Branch: Demanda\Ómnibus MVD CAN SJO																					
Units: Miles Artefactos																					
Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE1	-	0.144	0.156	0.166	0.176	0.184	0.192	0.199	0.206	0.211	0.216	0.221	0.226	0.230	0.234	0.238	0.242	0.246	0.251	0.255	0.260
AE2	-	0.144	0.156	0.166	0.176	0.184	0.192	0.199	0.206	0.211	0.216	0.221	0.226	0.230	0.234	0.238	0.242	0.246	0.251	0.255	0.260
AE3	-	0.144	0.156	0.166	0.176	0.184	0.192	0.199	0.206	0.211	0.216	0.221	0.226	0.230	0.234	0.238	0.242	0.246	0.251	0.255	0.260
Tendencial	-	0.144	0.156	0.166	0.176	0.184	0.192	0.199	0.206	0.211	0.216	0.221	0.226	0.230	0.234	0.238	0.242	0.246	0.251	0.255	0.260
Total	-	0.577	0.623	0.665	0.703	0.738	0.769	0.797	0.823	0.845	0.866	0.885	0.903	0.920	0.936	0.952	0.969	0.985	1.002	1.020	1.038

Fuente: elaboración propia

Tabla A3.2.v Birrodados (Parque, ventas y chatarrización)

Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE0	470.685	485.934	498.713	510.668	522.274	534.060	546.005	557.961	569.830	581.707	593.665	605.755	618.015	630.472	643.145	656.051	669.201	682.605	696.270	710.205	724.415
AE1	470.685	485.934	498.713	510.668	522.274	534.060	546.005	557.961	569.830	581.707	593.659	605.738	617.983	630.424	643.083	655.977	669.116	682.510	696.169	710.097	724.303
AE2	470.685	485.934	498.713	510.668	522.274	534.060	546.005	557.961	569.830	581.707	593.614	605.602	617.730	630.047	642.588	655.378	668.431	681.756	695.357	709.239	723.406
AE3	470.685	485.934	498.713	510.668	522.274	534.060	546.005	557.961	569.830	581.707	593.557	605.432	617.414	629.575	641.969	654.630	667.575	680.812	694.342	708.167	722.286
Total	1,883	1,944	1,995	2,043	2,089	2,136	2,184	2,232	2,279	2,327	2,374	2,423	2,471	2,521	2,571	2,622	2,674	2,728	2,782	2,838	2,894

Branch: Demanda\Birrodados		S(t)= S (t-1)+Exp (t* Valor exponencial)																			
Units: Miles Artefactos		Valor exponencial -0.04745																			
VENTAS		scrappage Ventas * 0.1725										17.50%									
Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE0	97.501	99.451	101.440	103.469	105.538	107.649	109.802	111.998	114.238	116.523	118.853	121.230	123.655	126.128	128.650	131.224	133.848	136.525	139.255	142.041	144.881
AE1	97.501	99.451	101.440	103.469	105.538	107.649	109.802	111.998	114.238	116.523	118.853	121.230	123.655	126.128	128.650	131.224	133.848	136.525	139.255	142.041	144.881
AE2	97.501	99.451	101.440	103.469	105.538	107.649	109.802	111.998	114.238	116.523	118.853	121.230	123.655	126.128	128.650	131.224	133.848	136.525	139.255	142.041	144.881
AE3	97.501	99.451	101.440	103.469	105.538	107.649	109.802	111.998	114.238	116.523	118.853	121.230	123.655	126.128	128.650	131.224	133.848	136.525	139.255	142.041	144.881
Total	390.004	397.804	405.760	413.875	422.153	430.596	439.208	447.992	456.952	466.091	475.413	484.921	494.619	504.512	514.602	524.894	535.392	546.100	557.022	568.162	579.525
Branch: Demanda\Birrodados																					
Units: Miles Artefactos																					
Escenarios	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
AE0	-	84.202	88.662	91.514	93.932	95.863	97.857	100.041	102.370	104.645	106.895	109.140	111.395	113.671	115.977	118.318	120.698	123.121	125.590	128.106	130.671
AE1	-	84.202	88.662	91.514	93.932	95.863	97.857	100.041	102.370	104.645	106.901	109.151	111.410	113.687	115.991	118.330	120.709	123.130	125.597	128.112	130.676
AE2	-	84.202	88.662	91.514	93.932	95.863	97.857	100.041	102.370	104.645	106.947	109.242	111.527	113.811	116.109	118.434	120.795	123.201	125.654	128.158	130.714
AE3	-	84.202	88.662	91.514	93.932	95.863	97.857	100.041	102.370	104.645	107.004	109.355	111.673	113.967	116.256	118.563	120.903	123.288	125.725	128.216	130.762
Total	-	336.807	354.647	366.056	375.727	383.452	391.428	400.166	409.479	418.581	427.747	436.888	446.005	455.136	464.333	473.644	483.105	492.741	502.566	512.592	522.824

Fuente: elaboración propia

A.3 Gráficos comparativos de los cuatro escenarios con los resultados obtenidos como salidas de LEAP

3.1 Evolución del Parque y recambio tecnológico

A continuación se presentan los resultados comparativos de los cuatro escenarios por categoría, para cada año (desde 2023 a 2043), en los siguiente tres tipos de gráficos: i) Evolución del Parque Global; ii) Evolución del parque VE y iii) Evolución del parque MCI.

AUTOMOVILES

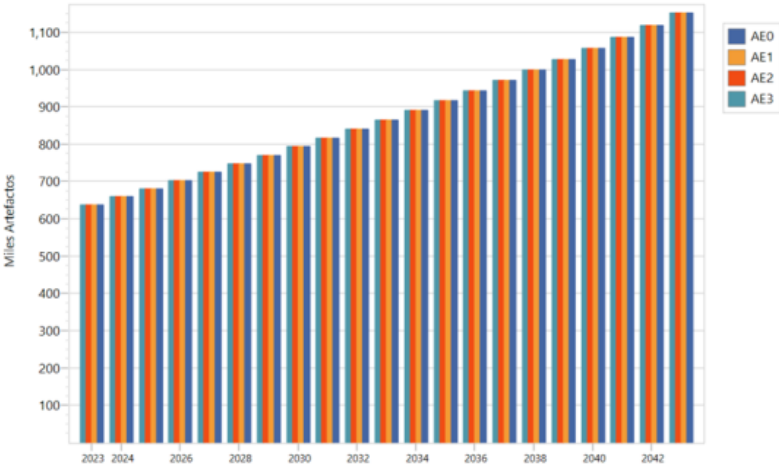


Fig. A3.1. Evolución del parque global Automóviles (mil unidades)
Fuente: elaboración propia

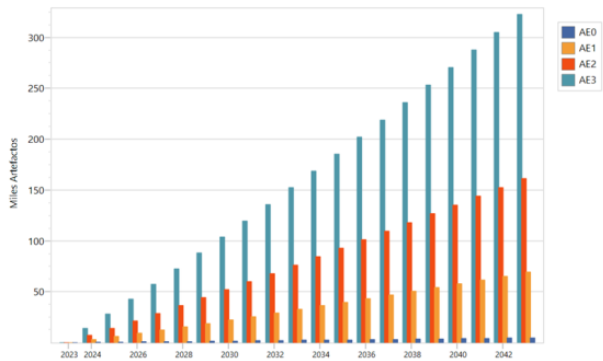


Fig. A3.2. Evolución del parque Automóviles VE (mil unidades)
Fuente: elaboración propia

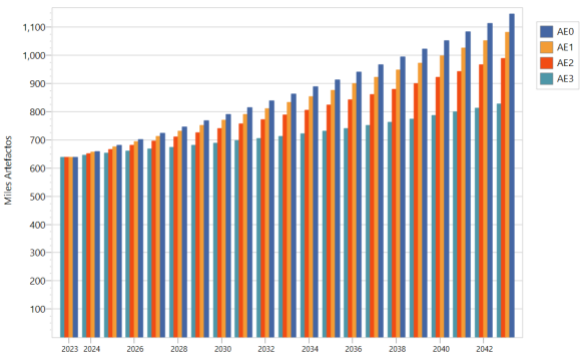


Fig. A3.3. Evolución del parque Automóviles MCI (mil unidades)
Fuente: elaboración propia

CAMIONETAS

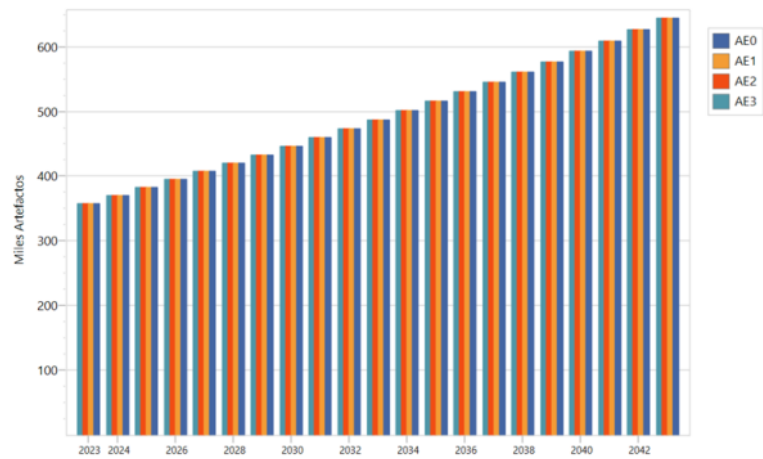


Fig. A3.4. Evolución del parque global Camionetas (mil unidades)
Fuente: elaboración propia

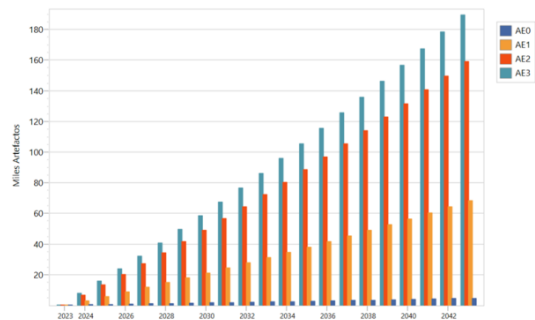


Fig. A3.5. Evolución del parque Camionetas VE (mil unidades)
Fuente: elaboración propia

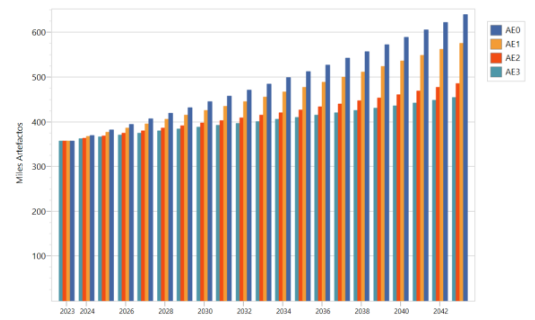


Fig. A3.6. Evolución del parque Camionetas MCI (mil unidades)
Fuente: elaboración propia

TAXI UBER REMIS

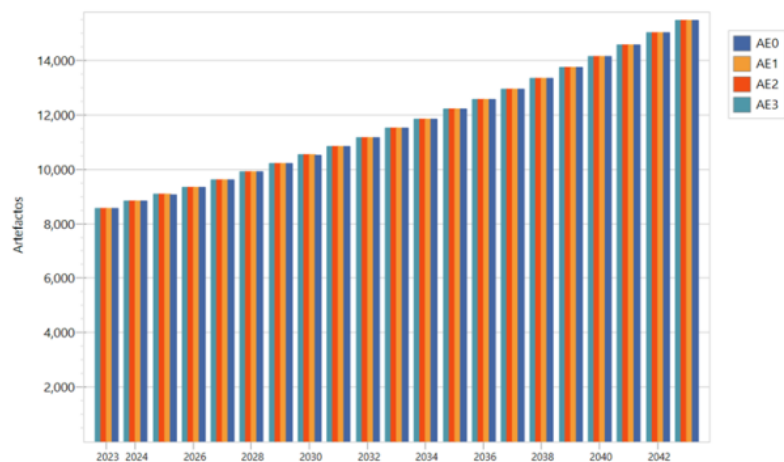
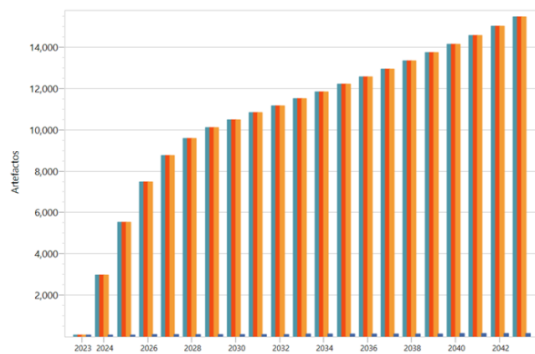
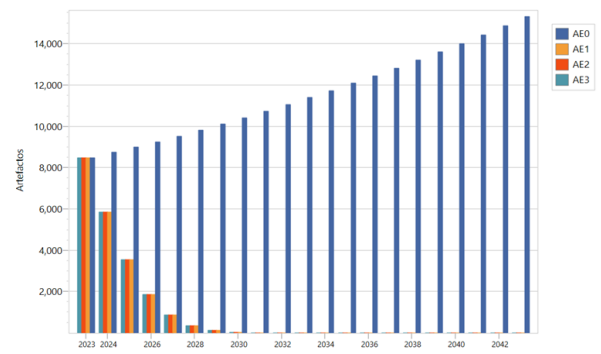


Fig. A3.7. Evolución del parque global Taxi Uber Remís (unidades)
Fuente: elaboración propia



**Fig. A3.8. Evolución del parque Taxi Uber Remís
VE (unidades)**
Fuente: elaboración propia



**Fig. A3.9. Evolución del parque Taxi Uber Remís
MCI (unidades)**
Fuente: elaboración propia

OMNIBUS MVD CAN SJO

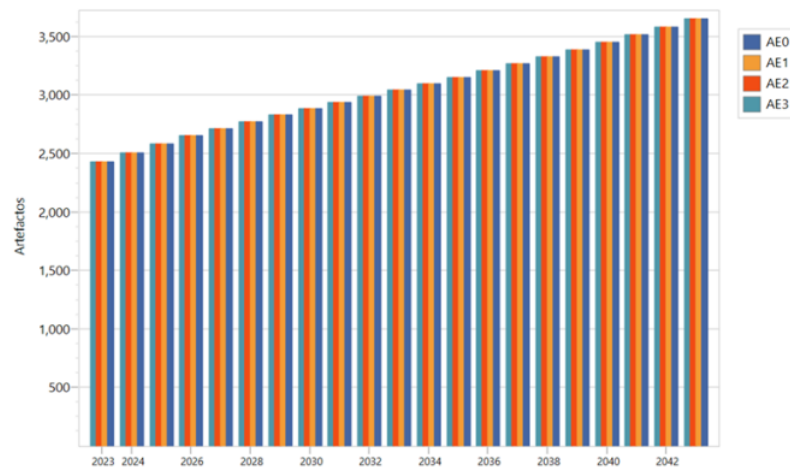
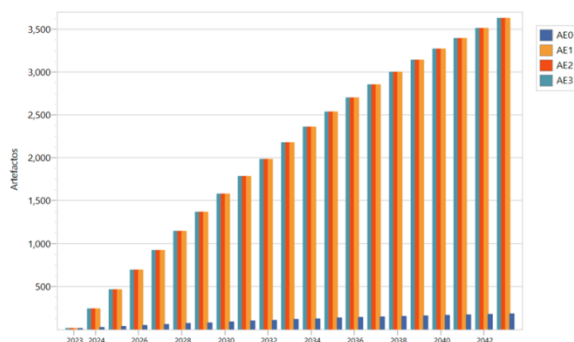
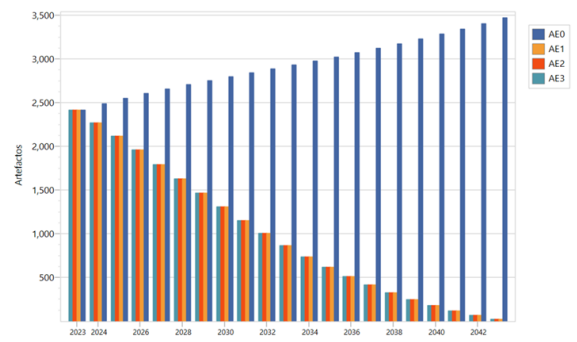


Fig. A3.10. Evolución del parque global Ómnibus MVD CAN SJO (unidades)
Fuente: elaboración propia



**Fig. A3.11. Evolución del parque Ómnibus MVD
CAN SJO VE (unidades)**
Fuente: elaboración propia



**Fig. A3.12. Evolución del parque Ómnibus MVD
CAN SJO MCI (unidades)**
Fuente: elaboración propia

BIRRODADOS, TRICICLOS Y CUATRICICLOS

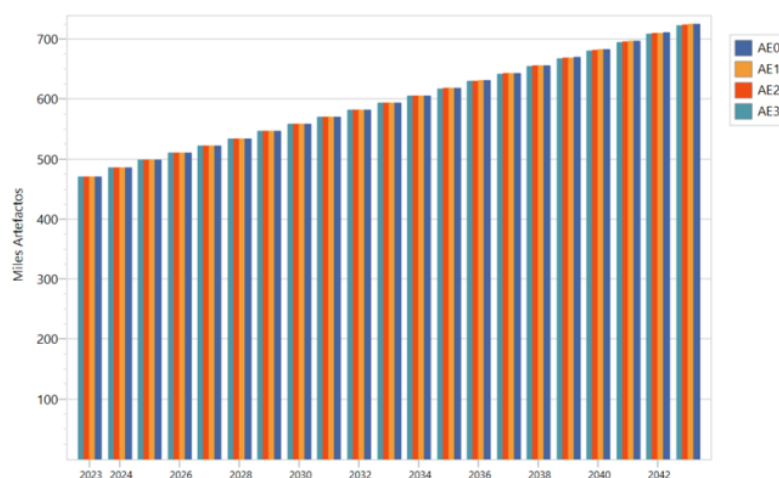


Fig. A3.13. Evolución del parque global Birrodados (mil unidades)

Fuente: elaboración propia

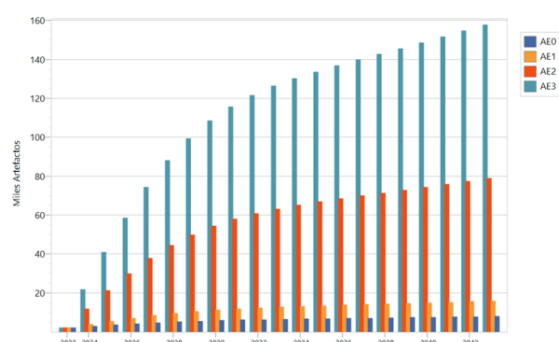


Fig. A3.14. Evolución del parque Birrodados VE (mil unidades)

Fuente: elaboración propia

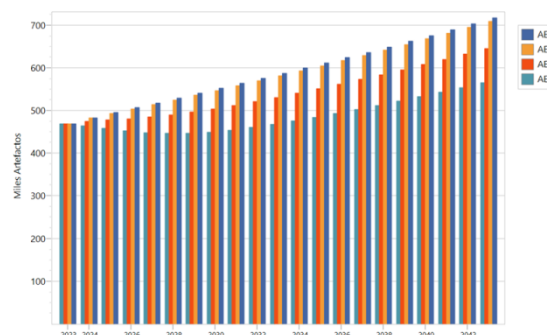


Fig. A3.15. Evolución del parque Birrodados MCI (mil unidades)

Fuente: elaboración propia

3.2 Evolución de las demandas energéticas respectivas por tipo de fuente (EE, gasoil y gasolina).

A partir de los valores de unidades del parque en 2043 y Parámetros considerados como los recorridos diarios, rendimientos o Consumo específico de los vehículos se determinó la demanda energética por tipo de energético en 2043 para cada parque en cada escenario.

A continuación se presentan los resultados comparativos de los cuatro escenarios por categoría, para cada año (desde 2023 a 2043), en los gráficos: i) Consumo total energía; ii) Consumo de energía eléctrica; iii) Consumo de gasolina; iv) Consumo de gasoil.

AUTOMOVILES

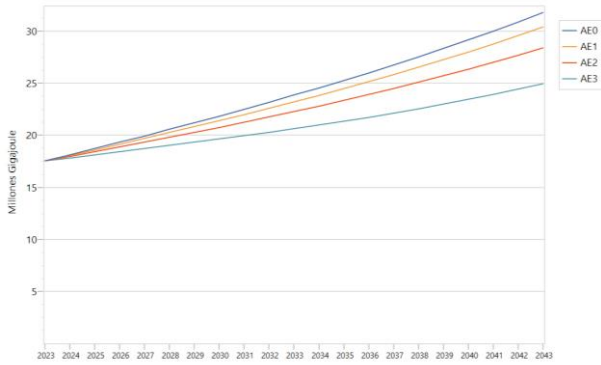


Fig. A3.16. Consumo total de energía Automóviles (Millón de GJ)

Fuente: elaboración propia

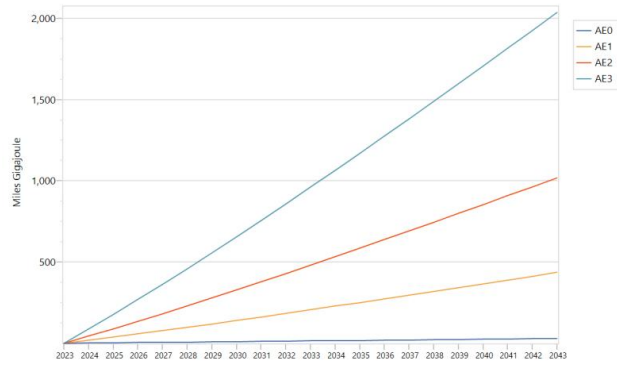


Fig. A3.17. Consumo de energía eléctrica Automóviles (mil GJ)

Fuente: elaboración propia

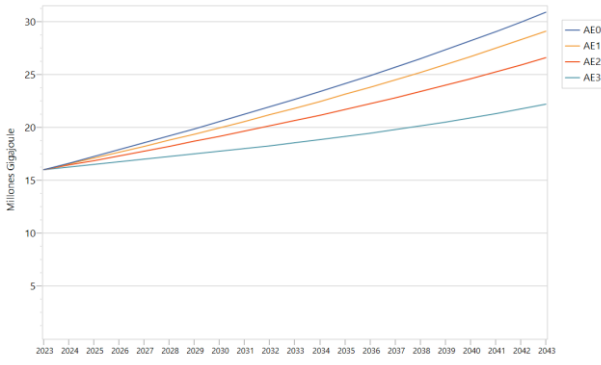


Fig. A3.18. Consumo de gasolina Automóviles (Millón de GJ)

Fuente: elaboración propia

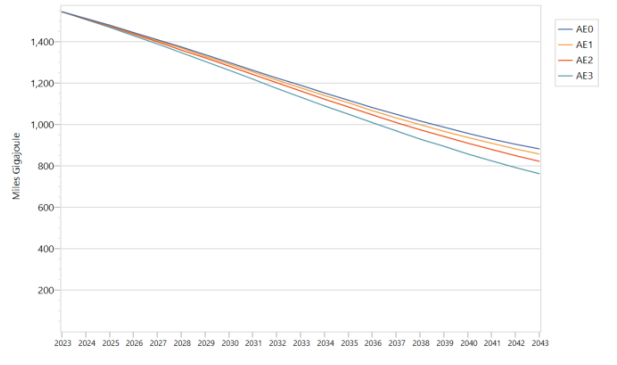


Fig. A3.19. Consumo de gasoil Automóviles (mil GJ)

Fuente: elaboración propia

CAMIONETAS

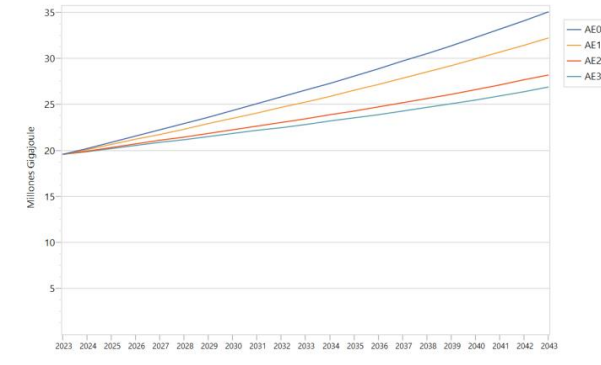


Fig. A3.20. Consumo total de energía Camionetas (Millón de GJ)

Fuente: elaboración propia

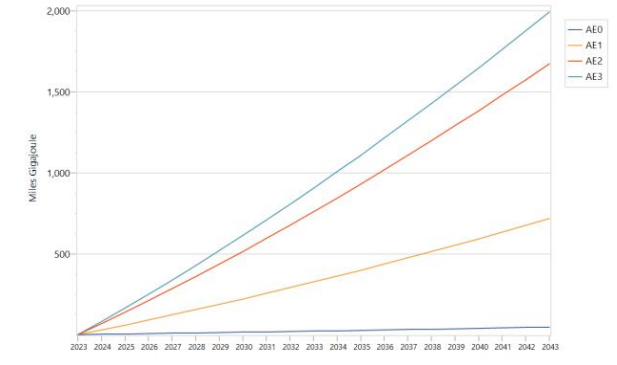


Fig. A3.21. Consumo de energía eléctrica Camionetas (mil GJ)

Fuente: elaboración propia

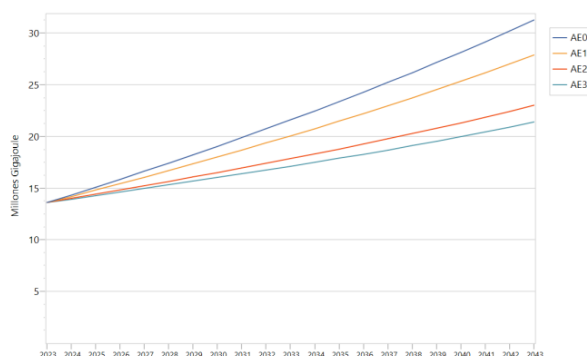


Fig. A3.22. Consumo de gasolina Camionetas (Millón de GJ)

Fuente: elaboración propia

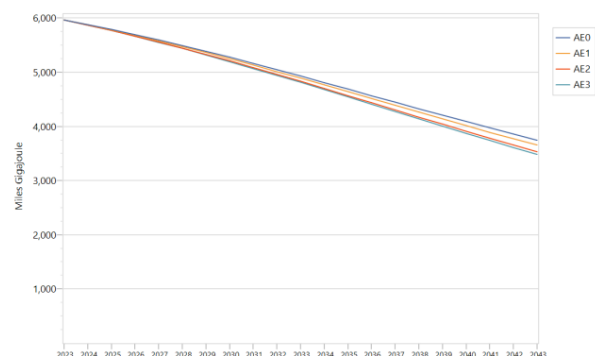


Fig. A3.23. Consumo de gasoil Camionetas (mil GJ)

Fuente: elaboración propia

TAXI UBER REMIS

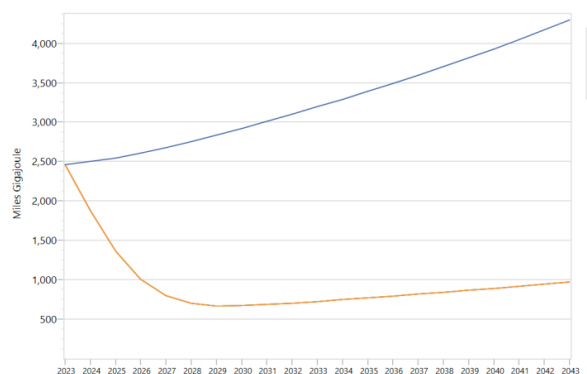


Fig. A3.24. Consumo total de energía Taxi Uber Remís (mil GJ)

Fuente: elaboración propia

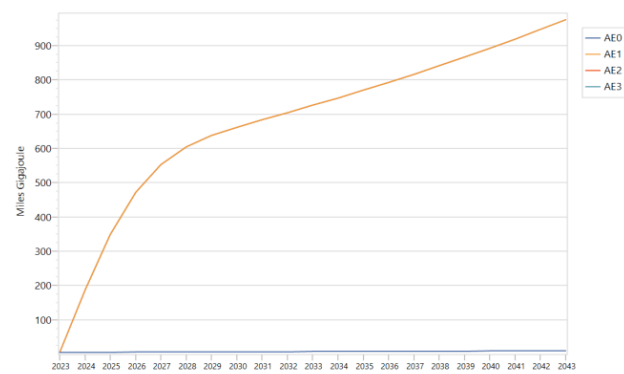


Fig. A3.25. Consumo de energía eléctrica Taxi Uber Remís (mil GJ)

Fuente: elaboración propia

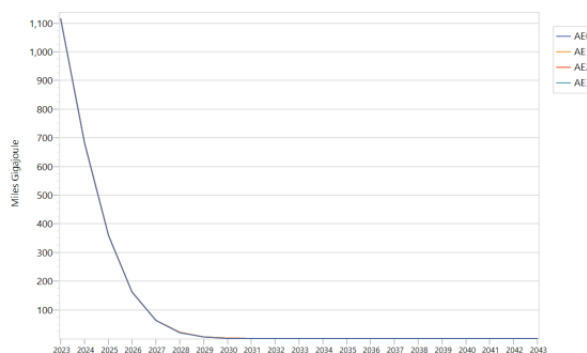


Fig. A3.26. Consumo de gasolina Taxi Uber Remís (mil GJ)

AE0 existe DECAIMIENTO por cambio de TECNOLOGIA pasan a gasoil

Fuente: elaboración propia

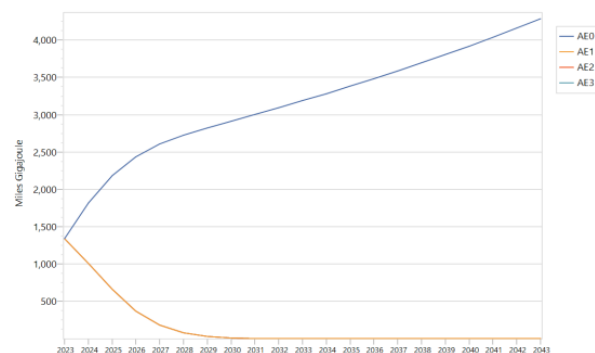


Fig. A3.27. Consumo de gasoil Taxi Uber Remís (mil GJ)

AUMENTO por cambio de TECNOLOGIA en AE0 pasan a gasoil

Fuente: elaboración propia

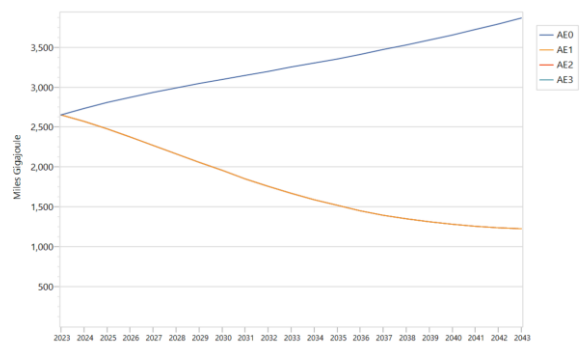


Fig. A3.28. Consumo total de energía Ómnibus MVD CAN SJO (mil GJ)
Fuente: elaboración propia

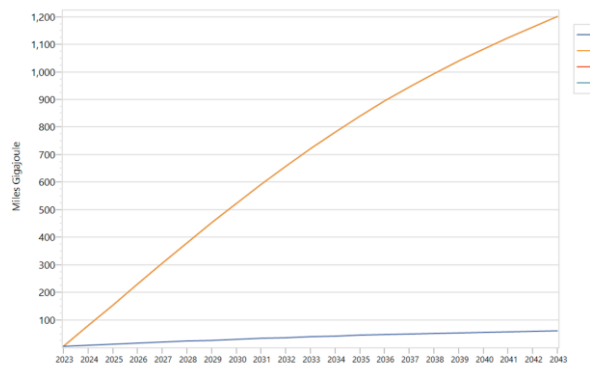


Fig. A3.29. Consumo de energía eléctrica Ómnibus MVD CAN SJO (mil GJ)
Fuente: elaboración propia

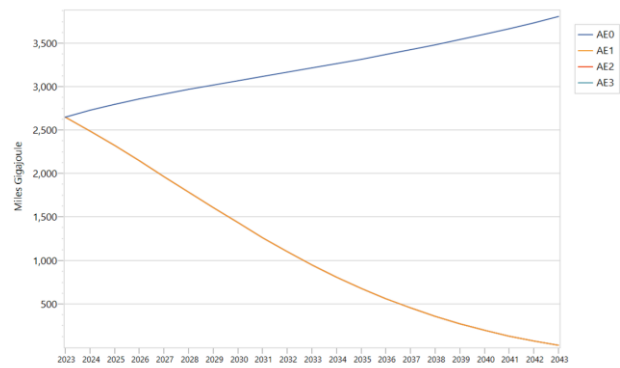


Fig. A3.30. Consumo de gasoil Ómnibus MVD CAN SJO (mil GJ)
Fuente: elaboración propia

BIRRODADOS, TRICICLOS Y CUATRICICLOS

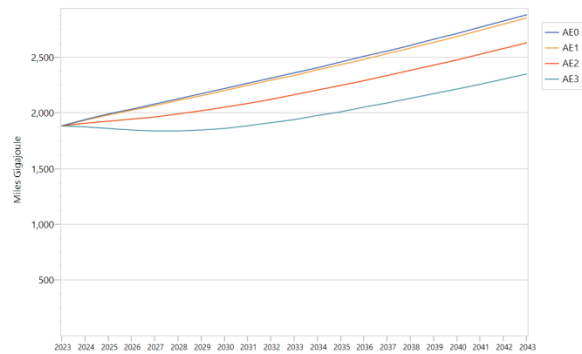


Fig. A3.31. Consumo total de energía Birrodados (mil GJ)
Fuente: elaboración propia

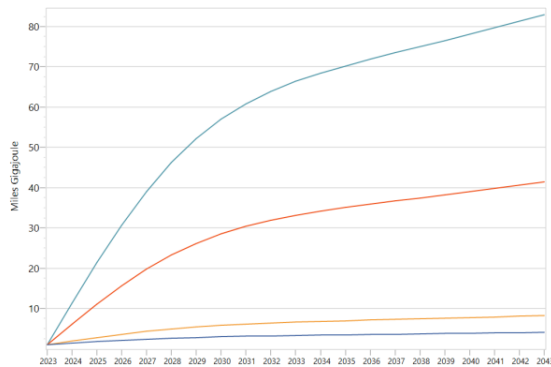


Fig. A3.32. Consumo de energía eléctrica Birrodados (mil GJ)
Fuente: elaboración propia

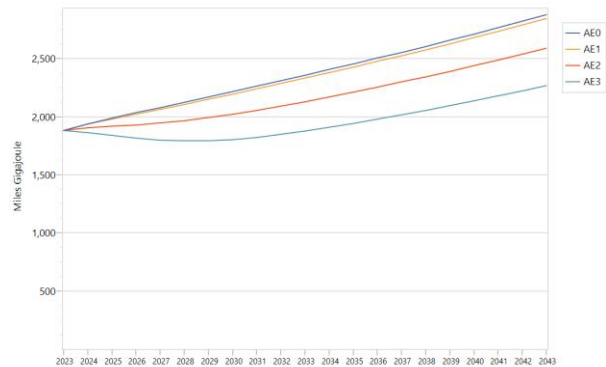


Fig. A3.33. Consumo de gasolina Birrodados (mil GJ)
Fuente: elaboración propia

A.4 IRE2043 indicador de impacto de las reducciones energéticas por recambio

El indicador muestra la intensidad energética unitaria del recambio del parque y permite determinar qué categoría impacta más, como resultado del cambio tecnológico, en la reducción de la demanda energética total del parque.

Tabla A3.3. IRE₂₀₄₃ para cada escenario por categoría

Categoría	IRE 2043
Automoviles	2.14
Camionetas	4.42
Taxi Uber Remis	21.67
Birrodados	0.35
Omnibus MVD CAN SJO	76.59

Fuente: elaboración propia

B. Anexo de resultados de SimSEE

A partir de las demandas eléctricas obtenidas con los resultados de LEAP 2043 y para simplificar la simulación en SimSEE, se consolidó la demanda de los parques eléctricos de las categorías de transporte particular: Automóviles, Camionetas y Birrodados, estableciendo así un comportamiento de conjunto homogéneo. Para ello se realizó en cada escenario un balance en Energía Útil requerida para satisfacer la demanda en movilidad del conjunto, a partir de la cual se estableció la demanda energética del parque homogéneo de **vehículos eléctricos equivalentes (VE equivalentes)**, normalizando de esta manera las demandas agregadas

Cálculo de la demanda del VE equivalente:

A partir de los valores de demanda anual de energía eléctrica de las categorías de transporte particular eléctricas obtenidos en los diferentes escenarios de LEAP para 2043 y la cantidad de VE por categoría se calculan los consumos unitarios anuales MWh/año.VE para cada categoría.

Luego para cada escenario a partir de la demanda anual de energía eléctrica de las mismas categorías de transporte particular se ajusta al número de VE equivalente preliminar definido para cada escenario en el Capítulo 2. Los valores obtenidos en cada escenario son comparables entre escenarios y muestran además un buen ajuste a los valores calculados a partir de la ponderación por categoría de los consumos unitarios anuales MWh/año.VE para cada categoría calculados inicialmente, obteniendo para AE0 2,4 MWh/año.VE; para AE1 2,22 MWh/año.VE; AE2 2,24 MWh/año.VE; y 2,12 MWh/año.VE para AE3 a partir de dichos valores tan similares, se toma de manera simplificada, el valor promedio de los cuatro escenarios es decir, **2,24 MWh/año.VE** para el VE equivalente.

A partir de este valor establecido se normalizó la demanda eléctrica del parque de transporte particular, y se expresó su demanda agregada obtenida en distintas cantidades de VE equivalentes de acuerdo a cada escenario.

Tabla A3.4. VE equivalentes 2043 (unidades)

AE0	AE1	AE2	AE3
10,703	148,809	349,320	519,874

Fuente: elaboración propia

La demanda unitaria del *VE equivalente* se definió en una demanda eléctrica anual equivalente de **2,24 MWh/año VE**. Dicha demanda equivale a 6,14 kWh/d.VE para el parque de transporte particular equivalente.

En este trabajo para el parque de las categorías de transporte particular, se determinó como el potencial de inyección a la red, donde se asumió que los *VE equivalentes* realizan una carga diaria completa de la red en el horario de valle, con esa carga cubren la demanda energética para la movilidad diaria que alcanza el 50% de la capacidad acumulada y generan un remanente de carga del 30% que destinan a V2G. A continuación se presentan los valores en energía correspondientes a la carga, a la demanda en movilidad de transporte particular y el remanente de carga destinado a V2G:

Tabla A3.5. Demanda (MWh/d) transporte particular VE equivalentes

VE equivalentes (MWh/d)	AE1	AE2	AE3
Carga	2,880.0	6,720.0	10,560.0
Movilidad	1,800.0	4,200.0	6,600.0
V2G	1,080.0	2,520.0	3,960.0

Fuente: elaboración propia

Tabla A3.6. Demanda (MWh/d) total modelada en SimSEE (*)

Simulacion SimSEE	Demanda MWh/dia movilidad
AE1: Potencia Demandada 479.0 MW, durante 7 horas AE1: Potencia Entregada 270.0 MW, durante 4 horas	2,273.0
AE2: Potencia Demandada 1,028.0 MW, durante 7 horas AE2: Potencia Entregada 630.0 MW, durante 4 horas	4,676.0
AE3: Potencia Demandada 1,576.0 MW, durante 7 horas AE3: Potencia Entregada 990.0 MW, durante 4 horas	7,072.0

(*) Demanda calculada a partir de la diferencia entre la Potencia total demandada en 7 horas menos la Potencia entregada durante 4 horas.

Fuente: elaboración propia

Los resultados de la **demanda energética neta diaria obtenida en LEAP para 2043** destinada a la movilidad eléctrica de los parques de transporte de pasajeros y transporte particular

Tabla A3.7. Demanda (MWh/d) obtenida en LEAP año 2043

Parque	AE0	AE1	AE2	AE3
publico	52.6	1,560.8	1,560.8	1,560.8
particular	65.7	913.2	2,143.8	3,190.5
total	118	2,474	3,705	4,751

Fuente: elaboración propia

Es importante resaltar que los valores la demanda energética neta diaria utilizada en el trabajo de simulación de SimSEE para el escenario AE1 difiere en un 8% apenas por debajo del valor de la demanda energética neta diaria para dicho escenario en 2043. Mientras que para los escenarios de media y alta como lo fueron AE2 y AE3, los valores utilizados para el modelado de SimSEE fueron más exigentes con el sistema eléctrico, entre un 21% y un 33% respectivamente que las demandas obtenidas en LEAP para 2043, hecho por el cual si bien es

recomendable el ajuste de la simulación con los datos actualizados y la proyección del sistema eléctrico a 2043, se pueden considerar conservadores y más exigentes los resultados del modelado SimSEE.

A continuación se presentan los resultados de Costos Marginales (CMg) para los cuatro escenarios en los meses de Enero, Julio y Octubre obtenidos para el año 2030 en SimSEE¹⁴⁷.

Tabla A3.8. CMg promedio horarios obtenidos en las semanas de Enero, Julio y Octubre en SimSEE para los escenarios AE0, AE1, AE2, AE3, para el año 2030

CMg ENE AE0	CMg ENE AE1	CMg ENE AE2	CMg ENE AE3	CMg JUL AE0	CMg JUL AE1	CMg JUL AE2	CMg JUL AE3	CMg OCT AE0	CMg OCT AE1	CMg OCT AE2	CMg OCT AE3
14.7	115.0	172.8	388.3	7.9	72.9	103.2	361.9	1.3	46.1	78.5	178.1
10.8	102.2	159.0	288.1	3.8	67.6	86.0	187.5	0.5	40.3	71.2	124.7
8.9	92.2	148.0	254.9	2.6	60.9	81.6	139.5	0.4	35.0	64.7	112.3
8.2	86.3	141.6	225.4	2.2	53.9	75.7	120.0	0.2	33.1	61.7	100.9
8.2	86.2	138.9	217.5	2.0	49.6	72.9	107.6	0.2	30.8	59.4	96.7
8.2	88.1	138.7	223.6	2.0	50.0	72.2	120.6	0.3	30.4	60.0	102.1
10.8	101.4	148.1	278.8	1.8	46.3	69.4	109.4	0.3	26.0	55.5	97.6
13.0	66.8	68.9	71.0	2.2	30.0	32.0	31.7	0.3	13.5	15.1	16.5
14.9	67.8	68.8	70.5	2.3	30.4	31.4	30.9	0.2	10.7	11.8	12.7
17.5	74.0	74.6	76.4	2.2	26.0	26.6	26.3	0.3	11.3	12.4	13.3
12.7	58.0	58.3	59.2	2.4	26.7	27.3	27.0	0.2	7.0	7.6	8.1
12.2	52.4	52.6	53.6	2.5	26.1	26.7	26.4	0.3	6.9	7.5	8.0
11.6	51.2	51.4	52.2	2.5	23.9	24.3	24.2	0.2	6.1	6.5	6.9
11.4	50.3	50.4	51.2	2.2	21.4	21.7	21.6	0.2	5.6	6.0	6.5
11.6	51.8	52.0	52.8	2.2	22.1	22.4	22.5	0.2	5.3	5.6	5.9
12.9	60.6	60.8	61.7	3.0	29.5	30.1	30.2	0.3	7.6	8.1	8.5
15.7	74.4	74.7	76.1	4.0	37.2	38.1	38.1	0.3	12.3	13.2	14.0
21.6	92.2	92.7	95.4	6.1	44.9	45.9	46.2	0.5	18.9	20.4	21.7
26.4	77.0	47.1	18.4	29.2	52.8	40.9	24.0	3.8	23.2	13.7	3.2
36.6	91.0	62.1	30.1	39.4	59.0	45.8	30.5	14.2	31.7	20.4	10.1
51.1	103.9	76.5	46.6	39.2	58.5	44.5	29.8	14.5	31.7	20.1	9.4
46.5	101.3	71.0	40.3	34.1	55.7	41.7	26.0	11.2	28.3	16.4	7.8
39.1	115.2	114.2	118.8	25.3	62.1	61.1	61.0	7.1	32.5	33.1	34.8
30.8	103.1	103.1	106.4	16.6	55.8	55.8	56.1	3.9	27.4	28.3	29.8
19.5	118.3	184.1	451.6	7.2	60.8	90.5	341.2	0.9	35.4	66.5	159.6
13.8	104.5	153.9	335.9	3.4	53.0	75.3	177.6	0.4	29.2	59.6	115.8
11.4	95.9	143.4	296.1	2.7	48.3	71.1	151.6	0.3	27.6	58.2	111.4
10.3	91.1	137.8	256.7	2.4	43.1	68.5	139.1	0.3	26.1	55.3	103.2
9.7	89.0	134.2	250.4	2.2	41.5	67.3	141.0	0.3	25.5	56.4	106.5

¹⁴⁷ Ref. (23): Fernández, G. & Olivet, D. (2018). Impacto del consumo de electricidad del parque automotor eléctrico y sus impactos en la curva de carga. Trabajo final curso SimSEE edición 2018. IIE-FING-UDELAR. Montevideo, Uruguay. https://simsee.org/simsee/curso2018/trabajosfinales/T8_AutosElectricos_v3.pdf.

CMg ENE AE0	CMg ENE AE1	CMg ENE AE2	CMg ENE AE3	CMg JUL AE0	CMg JUL AE1	CMg JUL AE2	CMg JUL AE3	CMg OCT AE0	CMg OCT AE1	CMg OCT AE2	CMg OCT AE3
10.2	89.5	137.2	265.5	2.8	42.7	69.3	177.3	0.4	28.3	58.8	129.2
14.3	100.0	149.8	385.3	6.4	50.4	90.6	343.8	1.2	34.5	71.1	198.5
16.8	75.2	78.8	81.7	10.5	39.9	44.4	46.1	2.2	21.3	25.6	28.4
19.3	76.3	78.5	81.5	11.9	40.9	43.8	45.3	2.5	21.2	24.6	27.0
22.7	80.5	82.4	85.3	11.1	39.6	41.9	43.3	4.0	21.9	25.0	27.3
16.8	67.5	68.3	70.1	12.9	38.7	40.7	41.9	3.4	18.1	20.5	22.3
16.6	62.8	63.5	65.0	14.0	39.2	41.2	42.5	3.4	15.5	17.7	19.3
13.9	56.5	57.3	58.7	11.7	36.6	38.3	39.5	1.7	13.0	14.8	16.2
13.8	54.3	55.0	56.2	9.2	34.2	35.8	37.3	2.1	11.7	13.2	14.4
13.4	53.1	53.8	55.2	9.3	34.2	35.8	37.1	1.6	11.3	12.8	14.0
14.1	57.7	58.4	59.4	11.0	38.2	40.1	41.7	2.2	16.3	18.4	20.2
16.7	69.8	70.8	72.8	16.7	44.3	46.3	48.2	3.3	20.4	22.9	25.0
23.5	86.4	88.1	91.5	25.0	51.7	53.7	55.7	5.1	26.4	29.8	32.8
28.0	75.7	48.4	19.6	57.7	58.9	47.7	35.6	17.8	27.0	18.2	11.1
44.5	88.9	65.9	38.3	79.2	64.7	51.0	39.1	35.6	38.3	25.5	16.3
56.4	97.7	76.7	49.1	71.6	63.4	49.5	37.0	32.0	36.9	23.9	14.6
51.2	96.6	70.2	43.3	57.6	60.2	46.7	32.6	25.2	33.3	21.6	12.1
41.0	106.2	106.0	110.6	40.5	65.4	65.3	66.3	14.5	37.5	39.5	42.2
31.6	95.6	96.8	100.0	28.4	58.2	59.1	60.1	8.2	30.7	32.9	35.1
21.9	107.9	181.7	497.9	12.3	62.7	128.7	534.7	1.9	39.1	75.6	240.2
15.9	99.5	147.5	360.2	5.1	54.0	84.4	286.5	0.7	30.6	63.6	157.5
13.3	92.3	133.0	289.8	3.4	47.1	74.2	206.8	0.6	28.2	61.9	136.0
12.1	87.6	126.4	253.6	3.1	42.1	70.5	179.7	0.4	26.5	59.6	122.2
11.2	83.4	122.1	242.0	2.9	38.7	67.9	169.0	0.4	26.2	60.4	124.8
11.6	83.1	121.0	253.0	3.4	39.7	68.0	194.8	0.5	28.5	63.3	150.0
15.2	91.3	133.7	362.6	7.2	48.1	90.8	383.1	1.7	35.0	74.6	225.3
18.0	68.5	73.1	75.9	11.3	35.4	39.6	41.3	3.2	21.1	25.6	27.7
19.3	67.3	70.0	73.0	12.3	36.4	39.5	41.0	3.6	20.3	23.9	25.7
22.6	71.4	73.8	76.8	11.7	35.6	38.4	39.7	5.5	20.8	24.1	25.9
17.2	60.7	62.3	64.1	11.9	34.7	37.1	38.3	2.8	15.4	17.8	19.3
16.3	56.2	57.6	59.2	12.6	35.0	37.3	38.6	2.8	14.3	16.3	17.5
15.3	52.3	53.5	54.8	11.7	32.4	34.4	35.6	1.9	11.1	12.8	13.9
14.4	50.8	52.1	53.6	8.3	30.0	31.9	32.9	1.2	10.2	11.8	13.1
14.7	49.1	50.3	51.7	9.1	30.0	31.8	32.6	1.3	10.3	11.9	13.0
14.8	55.0	56.3	58.1	10.1	32.9	35.2	36.4	1.5	12.7	14.9	16.2
17.4	64.3	66.4	69.1	13.5	38.2	40.7	42.2	1.9	16.6	19.4	21.2
24.1	76.2	78.9	83.2	23.9	46.6	49.2	51.1	4.0	23.2	27.0	29.7
30.9	68.3	46.2	19.1	53.3	53.6	43.2	30.8	15.7	23.6	16.4	8.6
45.6	81.1	62.2	35.3	73.1	61.1	47.7	34.8	30.4	34.4	23.7	12.8
60.7	88.1	69.2	45.8	74.9	60.0	45.7	32.3	31.2	35.0	22.9	12.8
54.4	86.7	63.0	40.3	58.1	56.3	41.8	28.5	24.5	31.6	19.6	10.7
40.8	93.2	94.0	98.9	38.7	59.8	60.5	61.8	15.6	35.3	38.2	41.2
31.2	84.4	86.3	90.4	28.1	54.3	55.9	57.2	8.8	27.8	30.7	33.1
22.9	96.9	174.4	464.9	10.6	57.0	122.8	464.1	2.3	34.0	76.1	243.5

CMg ENE AE0	CMg ENE AE1	CMg ENE AE2	CMg ENE AE3	CMg JUL AE0	CMg JUL AE1	CMg JUL AE2	CMg JUL AE3	CMg OCT AE0	CMg OCT AE1	CMg OCT AE2	CMg OCT AE3
16.6	88.3	134.3	331.2	4.8	47.7	76.9	249.1	0.7	26.8	60.2	157.3
13.8	81.1	118.8	270.2	3.7	42.4	69.2	196.2	0.4	23.6	57.3	138.7
13.1	77.3	111.4	237.2	3.0	38.7	65.8	163.6	0.3	21.6	55.0	122.7
13.0	74.2	110.1	232.9	3.2	37.0	64.8	166.9	0.3	21.4	55.7	125.6
12.7	73.6	111.0	257.4	3.4	38.5	67.9	209.1	0.6	24.9	61.8	156.4
15.8	76.9	119.6	340.0	7.2	45.0	93.5	391.4	1.0	30.7	73.8	237.6
17.8	58.2	63.4	66.9	12.5	34.2	38.7	40.1	3.1	17.7	22.8	24.9
19.5	58.7	62.3	65.9	12.9	34.1	37.5	38.6	3.3	17.0	21.4	23.6
22.7	61.0	64.3	68.0	13.0	33.5	36.4	37.5	4.4	17.6	21.5	23.9
18.6	53.9	56.5	59.1	13.4	33.1	35.8	36.8	3.1	15.0	18.2	20.0
18.5	51.6	53.9	56.2	13.7	33.3	35.9	37.0	2.7	13.5	16.3	17.8
17.3	48.4	50.5	52.6	12.0	31.2	33.4	34.4	1.9	10.8	13.2	14.7
16.8	47.5	49.6	51.7	9.7	27.7	29.8	30.8	1.6	10.8	13.2	14.6
16.4	45.3	47.1	49.6	10.3	27.3	29.3	30.2	1.6	10.1	12.2	13.3
17.3	50.5	52.7	55.2	10.8	31.0	33.2	34.5	1.5	11.7	14.3	15.4
20.5	58.4	61.6	65.6	15.0	35.2	37.8	39.2	2.0	15.3	18.5	20.2
28.2	67.5	71.1	76.2	24.7	42.9	45.7	47.4	5.1	21.7	26.0	28.7
32.9	61.5	45.6	20.3	71.8	56.6	42.8	32.4	13.6	20.8	14.1	7.2
43.7	67.0	51.5	30.3	92.1	61.4	45.3	31.8	31.5	31.7	20.6	11.2
62.8	75.1	61.0	43.5	79.7	58.2	41.7	29.3	34.3	32.6	21.1	11.1
58.6	76.6	58.1	39.2	61.4	53.6	37.7	25.9	26.0	28.5	18.1	9.3
48.0	82.5	84.7	91.7	42.0	58.0	59.0	59.7	16.1	32.8	36.1	39.4
36.7	76.4	79.7	85.4	27.9	48.2	50.2	51.3	9.6	26.7	30.4	33.1
27.3	90.7	207.4	562.2	11.5	53.7	129.0	532.1	1.6	31.7	74.0	249.4
19.6	79.6	143.3	392.0	5.9	43.4	84.9	301.9	0.8	25.3	60.7	176.3
15.0	71.4	113.6	284.0	3.9	38.4	71.3	244.6	0.6	22.6	60.3	154.0
12.9	65.8	102.1	233.4	3.4	35.7	66.7	196.9	0.3	20.6	55.4	138.4
12.7	63.5	95.9	220.5	3.1	33.2	65.0	190.3	0.4	20.0	56.8	139.0
14.1	64.5	99.7	259.4	3.9	34.8	69.3	222.3	0.5	23.8	63.7	169.6
15.9	65.7	109.5	312.7	7.0	40.0	93.6	371.7	1.0	28.0	73.9	235.9
18.4	49.6	55.5	60.2	11.1	28.5	32.5	34.2	2.9	15.9	21.0	23.4
20.2	48.5	52.9	57.4	11.8	28.2	31.2	32.7	2.8	14.9	19.2	21.3
24.3	51.8	56.2	60.8	11.7	28.4	31.1	32.5	4.3	15.4	19.2	21.2
20.1	45.5	49.2	53.3	12.2	28.0	30.3	31.5	2.9	13.0	16.0	17.7
19.5	43.0	46.7	50.6	11.9	27.1	29.5	30.8	2.6	10.9	13.5	14.9
18.5	41.4	44.9	48.8	10.8	25.2	27.3	28.4	1.6	9.0	11.6	12.9
18.5	40.7	43.9	47.5	9.3	23.2	25.1	26.1	1.6	7.7	9.7	10.8
18.9	41.0	44.3	47.9	9.0	23.6	25.6	26.5	1.3	7.8	9.9	11.0
18.8	42.3	46.0	50.0	10.2	25.4	27.3	28.5	1.9	9.4	11.7	12.9
22.6	49.1	53.4	58.0	13.6	28.5	30.8	32.3	1.7	11.6	14.7	16.4
31.4	57.4	62.0	67.8	24.8	37.4	39.7	41.2	4.2	17.4	21.9	24.7
35.5	50.2	38.2	18.2	78.6	53.7	38.4	27.7	14.8	17.8	12.8	6.5
48.0	56.4	43.5	28.2	89.5	59.6	39.4	27.9	33.1	28.9	18.7	10.5
64.2	64.8	52.5	36.4	79.6	55.1	36.9	25.8	34.6	30.8	19.7	10.7

CMg ENE AE0	CMg ENE AE1	CMg ENE AE2	CMg ENE AE3	CMg JUL AE0	CMg JUL AE1	CMg JUL AE2	CMg JUL AE3	CMg OCT AE0	CMg OCT AE1	CMg OCT AE2	CMg OCT AE3
58.5	63.9	49.4	32.2	61.3	47.9	32.7	21.4	27.7	26.3	15.7	8.4
49.5	70.5	73.6	80.8	44.0	54.4	55.1	56.0	18.4	31.1	34.7	37.6
40.2	64.8	68.8	75.2	30.7	44.2	45.6	46.6	10.8	24.9	28.7	31.6
32.2	80.9	209.1	621.8	13.6	53.0	138.4	618.7	2.2	33.3	82.0	304.1
23.0	68.4	140.7	431.9	6.0	40.3	86.4	345.8	0.6	24.9	63.2	193.1
17.4	60.0	103.8	299.1	4.3	34.5	69.5	258.7	0.4	21.5	56.8	162.1
15.1	54.1	91.9	239.6	3.3	30.2	64.2	208.6	0.3	18.5	53.1	134.8
14.2	50.2	87.9	226.2	3.5	28.3	62.8	216.2	0.3	18.4	55.7	143.9
15.1	49.9	95.0	276.3	3.9	29.4	66.3	255.2	0.4	20.3	58.9	179.0
15.9	51.4	100.0	311.5	7.9	39.1	96.9	454.2	1.1	26.0	71.0	249.8
17.5	33.9	39.8	43.9	13.8	24.3	27.1	28.5	2.7	11.8	16.0	17.9
20.1	34.6	39.7	44.3	15.4	24.2	26.6	27.7	2.4	10.7	14.0	15.4
23.1	35.9	40.8	45.5	14.0	23.7	25.8	26.9	4.8	12.2	15.4	16.9
18.3	30.3	34.3	38.5	14.6	23.9	25.8	26.8	4.0	10.0	12.5	13.8
16.9	26.9	30.6	34.3	14.5	23.2	25.0	25.9	3.2	8.7	10.7	12.1
14.7	23.4	26.4	29.6	12.5	21.0	22.6	23.3	2.1	7.5	9.7	10.9
13.8	21.8	24.7	27.8	10.1	18.4	20.1	20.9	1.8	6.2	8.0	9.0
13.7	20.6	23.4	26.4	10.9	18.7	20.1	20.9	1.5	6.7	8.6	9.5
13.8	21.7	24.7	27.9	11.5	20.6	22.3	23.3	1.8	7.4	9.7	11.0
17.5	27.4	31.4	35.7	15.4	24.5	26.4	27.7	2.4	9.4	12.1	13.6
24.1	36.6	42.2	48.0	25.5	33.7	35.6	36.9	5.3	15.3	19.5	22.5
32.0	33.7	26.4	9.0	68.4	46.3	28.9	19.2	13.5	12.3	8.1	3.6
43.7	39.3	30.2	16.5	83.1	52.1	31.4	19.2	27.8	22.0	12.1	6.1
58.5	48.2	37.6	24.4	76.0	50.3	30.7	18.0	29.8	23.2	12.9	6.3
55.2	47.1	34.5	21.1	62.0	42.2	25.8	16.2	22.7	19.9	11.0	4.8
46.0	53.3	57.8	65.1	41.7	47.0	47.6	48.4	14.5	24.6	27.9	30.8
38.7	48.6	53.8	60.2	28.9	37.6	39.1	39.9	8.8	19.4	22.8	25.4
26.8	57.0	133.9	448.0	14.5	49.9	149.9	643.4	1.9	29.9	76.6	289.9
20.8	47.8	103.4	324.7	6.5	35.6	84.5	367.0	0.5	19.9	58.6	198.9
17.7	42.7	85.0	261.1	4.6	29.4	64.3	263.9	0.3	16.1	53.9	159.1
15.9	37.7	78.7	219.1	3.5	25.0	59.6	216.2	0.2	13.1	49.5	135.9
15.7	35.2	74.5	210.9	3.5	22.4	56.6	182.6	0.2	12.6	47.4	132.6
16.3	34.1	75.9	228.9	3.4	21.4	59.5	207.1	0.2	13.0	49.4	148.8
15.0	29.3	69.4	199.1	5.3	27.5	72.4	314.4	0.3	14.7	55.8	175.3
16.7	16.3	20.8	24.0	7.5	12.4	14.1	14.5	0.5	4.5	6.1	6.8
17.5	16.5	20.7	24.2	6.9	11.6	12.9	13.2	0.5	4.1	5.6	6.3
19.7	17.7	22.0	25.9	9.3	12.7	14.2	14.6	1.3	5.2	7.0	8.1
14.0	13.2	16.2	19.2	8.7	12.3	13.5	13.8	1.1	4.1	5.4	6.2
11.4	10.9	13.4	15.6	9.0	12.5	13.7	14.1	1.6	4.2	5.3	6.0
9.3	8.8	10.8	12.7	8.5	11.8	12.9	13.2	0.9	3.2	4.3	4.9
9.2	8.3	10.3	12.3	6.3	10.1	11.1	11.4	0.7	2.9	3.7	4.2
8.5	7.6	9.4	11.3	7.0	10.8	11.9	12.2	0.8	2.9	3.8	4.5
10.0	9.1	11.4	13.7	7.0	11.1	12.5	13.0	0.5	3.3	4.6	5.5
14.5	13.1	16.3	19.5	9.4	14.1	15.6	16.1	0.8	4.3	5.9	6.8

CMg ENE AE0	CMg ENE AE1	CMg ENE AE2	CMg ENE AE3	CMg JUL AE0	CMg JUL AE1	CMg JUL AE2	CMg JUL AE3	CMg OCT AE0	CMg OCT AE1	CMg OCT AE2	CMg OCT AE3
21.4	18.4	23.3	28.4	16.9	21.2	23.1	23.7	1.8	6.8	9.2	10.6
35.4	20.8	17.0	6.1	62.3	37.6	20.4	11.9	9.2	6.8	4.5	2.0
48.3	25.7	20.6	12.8	68.8	40.5	22.0	11.7	23.7	13.7	6.9	3.5
62.8	33.9	25.7	17.0	59.3	36.9	20.0	10.6	21.7	14.3	7.2	3.6
58.8	33.0	23.9	16.0	49.5	31.3	17.2	9.1	17.8	11.3	6.2	3.0
50.7	40.7	45.9	51.8	36.3	37.2	38.1	38.4	11.9	17.8	20.6	22.7
42.8	34.2	40.0	46.3	23.9	27.1	28.7	29.0	6.0	12.0	15.0	16.8

Fuente: Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet, trabajo 2018 SimSEE

A continuación se presentan los valores de Costos Marginales (CMg) máximos para los cuatro escenarios en los meses de Enero, Julio y Octubre de 2030, obtenidos en SimSEE¹⁴⁸.

Tabla A3.9. CMg máx. Enero, Julio y Octubre de los escenarios AE0, AE1, AE2, AE3 en 2030

Costo Marginal (USD/MWh)	máximo
CMg ENE AE0	64
CMg ENE AE1	118
CMg ENE AE2	209
CMg ENE AE3	622
CMg JUL AE0	92
CMg JUL AE1	73
CMg JUL AE2	150
CMg JUL AE3	643
CMg OCT AE0	36
CMg OCT AE1	46
CMg OCT AE2	82
CMg OCT AE3	304

Fuente: elaboración propia en base a los resultados del trabajo 2018 SimSEE, Ing. Gonzalo Fernández e Ing. Diego Olivet

¹⁴⁸ Ref. (23): Fernández, G. & Olivet, D. (2018). Impacto del consumo de electricidad del parque automotor eléctrico y sus impactos en la curva de carga. Trabajo final curso SimSEE edición 2018. IIE-FING-UDELAR. Montevideo, Uruguay. https://simsee.org/simsee/curso2018/trabajosfinales/T8_AutosElectricocs_v3.pdf.

C. Anexo de resultados de Sinergias

Para el porcentaje que no se alcanza a cubrir, ¿cuánta fue la energía y la potencia deficitaria?

Los valores de **Potencia deficitaria** surgen de las curvas de suministro de fuentes térmicas registradas en la simulación SimSEE¹⁴⁹. Los mismos fueron estimados, a partir de los valores diarios, de las semanas modeladas, para cada uno de los tres meses modelados respectivamente.

Posteriormente, a partir de los valores de Potencia deficitaria, para el mes de **enero** y en el escenario AE2 y AE3, donde se registran los mayores picos de todas las series, se determina la **Energía deficitaria** correspondiente.

Los valores obtenidos fueron los siguientes:

- AE2- enero: Potencia deficitaria **759 MW**.
- AE2- julio: Potencia deficitaria **336 MW**.
- AE2- octubre: Potencia deficitaria **243 MW**.

En el escenario AE2, la Potencia deficitaria máxima se da en el mes de enero y produce una demanda de **Energía EERR deficitaria de 6.081 MWh/d**.

- AE3- enero: Potencia deficitaria **819 MW**.
- AE3- julio: Potencia deficitaria **603 MW**.
- AE3- octubre: Potencia deficitaria **530 MW**.

En el escenario AE3, la Potencia deficitaria máxima se da en el mes de enero y produce una demanda de **Energía EERR deficitaria de 7.606 MWh/d**.

¿Cuál es el % de energía, que puede la inyección V2G amortiguar los picos de la demanda?

- V2G AE1: Potencia Entregada 270 MW, durante 4 h, equivale a **1.080 MWh** de Energía inyectada.
 - V2G AE2: Potencia Entregada 630 MW, durante 4 h, equivale a **2.520 MWh** de Energía inyectada.
 - V2G AE3: Potencia Entregada 990 MW, durante 4 h, equivale a **3.960 MWh** de Energía inyectada.
-

¹⁴⁹ Ref. (23): Fernández, G. & Olivet, D. (2018). Impacto del consumo de electricidad del parque automotor eléctrico y sus impactos en la curva de carga. Trabajo final curso SimSEE edición 2018. IIE-FING-UDELAR. Montevideo, Uruguay. https://simsee.org/simsee/curso2018/trabajosfinales/T8_AutosElectricos_v3.pdf.

A partir de los valores de Energía inyectada, se calculan los porcentajes de energía amortiguada, los resultados fueron los siguientes:

Tabla A3.10. Inyección V2G % de energía de pico para los escenarios AE0, AE1, AE2, AE3

V2G inyección (MWh)			
	AE1 1,080.0 MWh	AE2 2,520.0 MWh	AE3 3,960.0 MWh
Demanda pico ENERO 13,858.0 MWh	7.8%	18.2%	28.6%
Demanda pico JULIO 15,649.0 MWh	6.9%	16.1%	25.3%
Demanda pico OCTUBRE 13,535.0 MWh	8.0%	18.6%	29.3%
promedio	8%	18%	28%

Fuente: elaboración propia

¿Cuál es el eventual beneficio económico para el consumidor que inyecta V2G?, ¿con cuáles tarifas?

En la siguiente Tabla A3.11 se presenta el ahorro económico total ponderado en la vida útil de la batería, para lo cual se aplica sobre el valor obtenido de ahorro económico anual, traída a valor presente para cada una de las 5 tarifas. Se utilizó de referencia los valores para el tipo de cambio (TDC) 40 UYU/USD, para la tasa social de descuento (TSD) de 7,5%, de acuerdo al informe del SNIP de OPP¹⁵⁰, considerando una vida útil (VU) de 8 años. Se utilizó la siguiente ecuación para el cálculo.

$$BET = \sum_{i=0}^{VU-1} \frac{BA_i}{(1 + TDS)^i}$$

BET: Beneficio económico total (UYU)

VU: Vida útil (años)

BE_i: Beneficio económico en el año i (UYU/año)

TDS: Tasa Social de Descuento de 7,5%

Tabla A3.11. Ahorro acumulado en la vida útil (UYU)

Tarifa	años								Beneficio total VidaÚtil (UYU)
	1	2	3	4	5	6	7	8	
punto público CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
punto público CC	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRDH	4,441.9	4,132.0	3,843.7	3,575.6	3,326.1	3,094.1	2,878.2	2,677.4	27,969.0
TRTH	5,869.2	5,078.9	4,724.5	4,394.9	4,088.3	3,803.0	3,537.7	3,290.9	34,787.4
MC1	6,562.8	6,104.9	5,679.0	5,282.8	4,914.2	4,571.3	4,252.4	3,955.7	41,323.0
SG0 y SG1A	840.5	781.8	727.3	676.5	629.3	585.4	544.6	506.6	5,292.1

Fuente: elaboración propia

¹⁵⁰ Ref. (30): Precios sociales y pautas técnicas para la evaluación socioeconómica. (2014). [SNIP-OPP, Montevideo, Uruguay].

A partir de los reportes históricos publicados por ADME del Precio *Spot* promedio horario punta, se determinó la frecuencia por rango de precios y a partir de esos valores se calculó la probabilidad y el valor del precio ponderado utilizado en el análisis V2G. En la Tabla A3.12 se presentan los resultados:

**Tabla A3.12. Precio *Spot* 2024 ADME;
Frecuencia, Probabilidad y valor ponderado**

frecuencia	SPOT USD/MWh	probabilidad	\$/kWh
1,063.0	0 a 50	87%	2
20.0	50 a 100	2%	4
37.0	100 a 150	3%	6
19.0	150 a 200	2%	8
81.0	200 a 250	7%	10
ponderado \$/kWh			2.7787

Fuente: elaboración propia

Beneficio económico para el consumidor final, por el recambio de MCI a VE, según recorridos promedio.

A continuación, en la Tabla A3.13., se presenta el ahorro obtenido (USD/a) en el consumo de energía, fruto del recambio de un MCI a un VE, de acuerdo a diferentes perfiles de distancias (km/d promedio) recorridas y por tipo de combustible, para automóviles y camionetas.

Tabla A3.13. Beneficio económico (USD/a) por recambio¹⁵¹

Ahorros (USD/a) por recorrido (km/d)	30	40	50	60	70	80	90	100	150	200
Automóviles gasolina	1,240	1,654	2,067	2,481	2,894	3,308	3,721	4,134	6,202	8,269
Automóviles gasoil	1,133	1,511	1,888	2,266	2,644	3,021	3,399	3,777	5,665	7,553
Camionetas gasolina	1,501	2,001	2,502	3,002	3,503	4,003	4,503	5,004	7,505	10,007
Camionetas gasoil	1,575	2,100	2,625	3,150	3,675	4,201	4,726	5,251	7,876	10,501

Fuente: elaboración propia

¹⁵¹ Utilizando la tarifa TRDH para la carga en horario valle.

Análisis de sensibilidad por kilómetros recorridos y su comportamiento ante diferentes instrumentos de subsidios para la adopción de la movilidad eléctrica.

A continuación, se presenta el **análisis de sensibilidad para el repago de la inversión por kilómetros recorridos** y su comportamiento ante **diferentes niveles de subsidios** que eventualmente los consumidores finales utilizarían, fruto de la existencia de instrumentos de promoción y apoyo económico, por parte del Estado, para la adopción de la movilidad eléctrica.

En la Figura A3.34 a la Figura A3.39 se muestra, para automóviles y camionetas, los perfiles de equilibrio donde se alcanza el repago de la inversión, en 8 años¹⁵², según diferentes montos asignados de subsidios. Los valores de subsidios planteados fueron: subsidio nulo, subsidio de 3.000 USD y de 5.000 USD. Considerando, inversión inicial para VE promedio de: 22.000 USD en automóviles y de 43.000 USD para camionetas; y una TSD de 7,5% anual.

A partir de estos perfiles, se puede identificar, por ejemplo para el caso de automóviles a gasolina, que el repago de la inversión para el recambio a un VE, en un ciclo de 8 años de uso, se alcanza sólo para los casos que recorren de 90km diarios o más, tal como se observa en la Figura A3.34. Sin embargo, con un subsidio de 5.000 USD, ya pasa a ser rentable el recambio de MCI a VE, para casos que recorran a partir de 70km diarios, tal como se observa en la Figura A3.38.

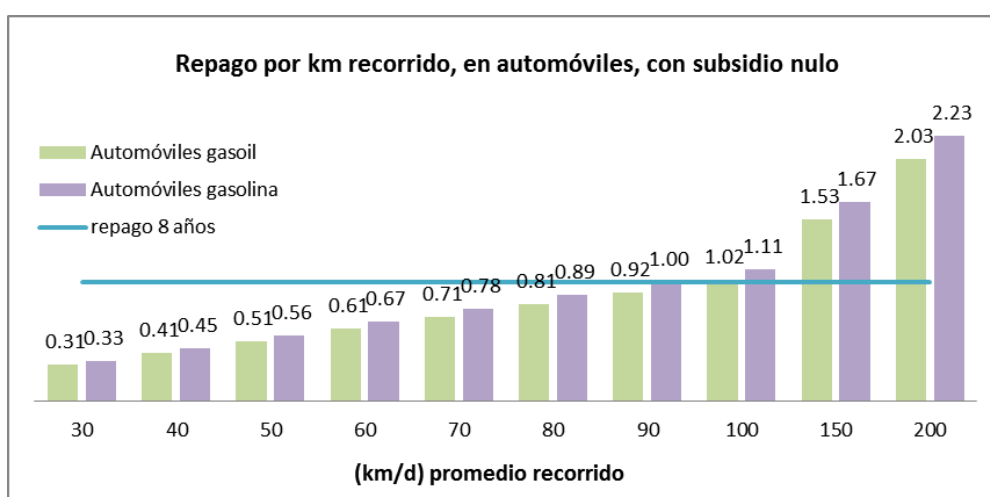


Fig. A3.34. Sensibilidad para el repago con subsidio nulo, en automóviles, por km recorrido
Fuente: elaboración propia

¹⁵² Se toma como límite deseable el repago en 8 años, debido a que es el tiempo de vida útil estimada para la batería.

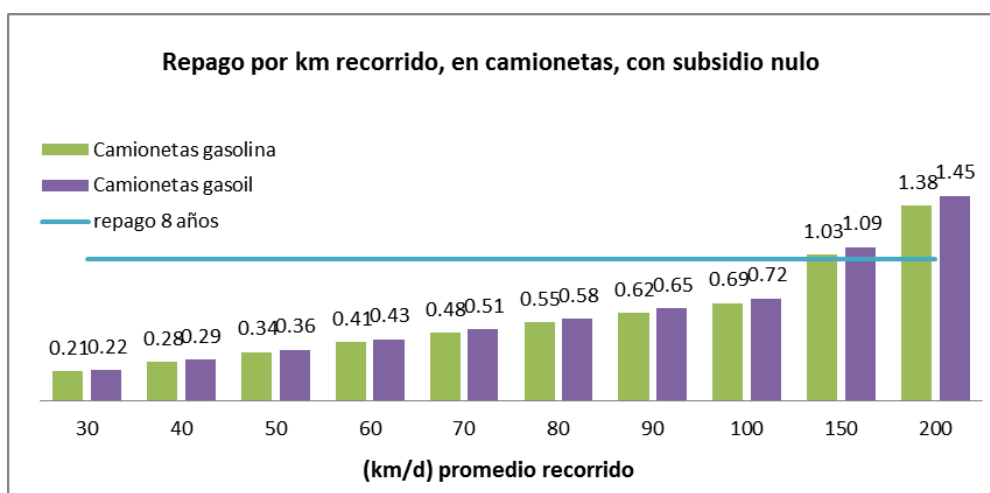


Fig. A3.35. Sensibilidad para el repago con subsidio nulo, en camionetas, por km recorrido

Fuente: elaboración propia

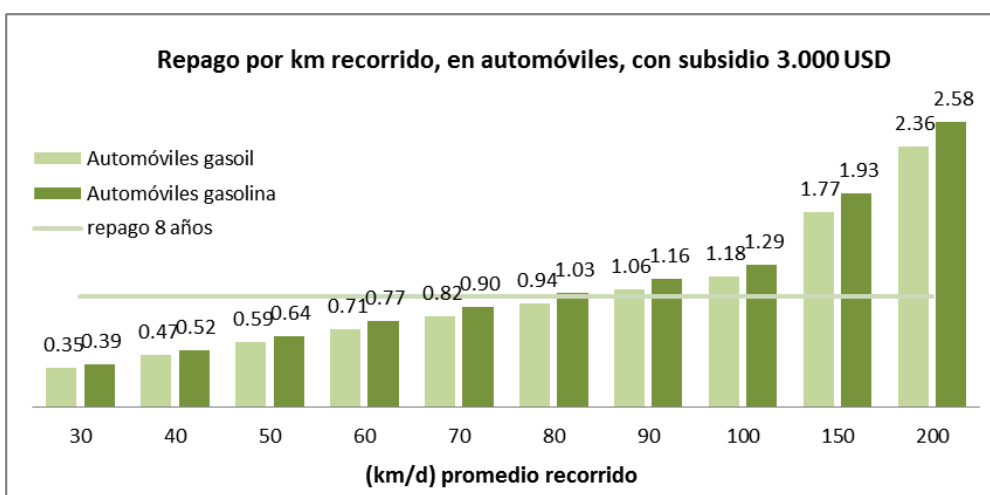


Fig. A3.36. Sensibilidad para el repago con subsidio 3.000 USD, en automóviles, por km recorrido

Fuente: elaboración propia

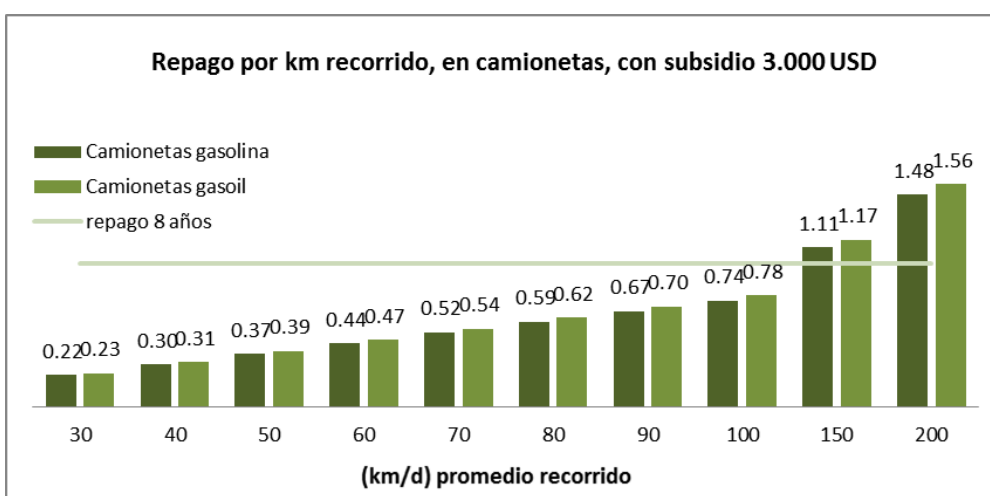


Fig. A3.37. Sensibilidad para el repago con subsidio 3.000 USD, en camionetas, por km recorrido

Fuente: elaboración propia

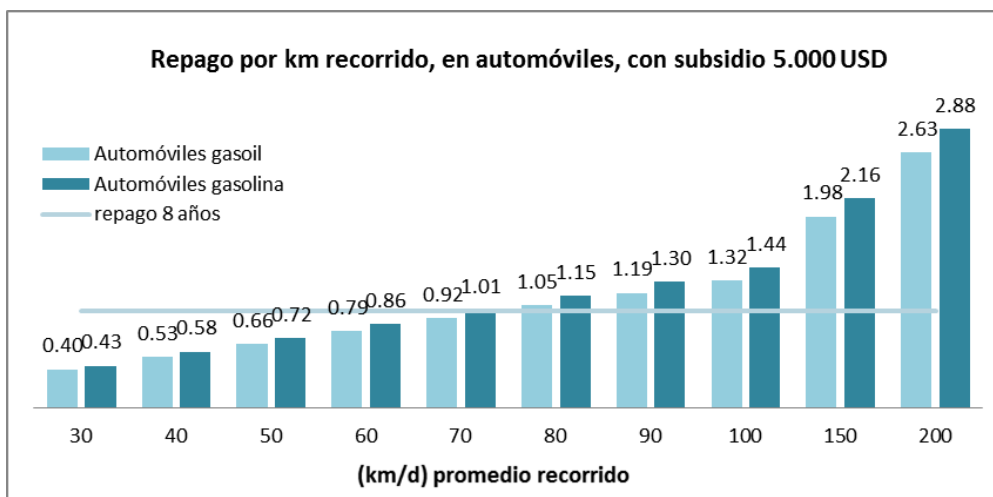


Fig. A3.38. Sensibilidad para el repago con subsidio 5.000 USD, en automóviles, por km recorrido
Fuente: elaboración propia

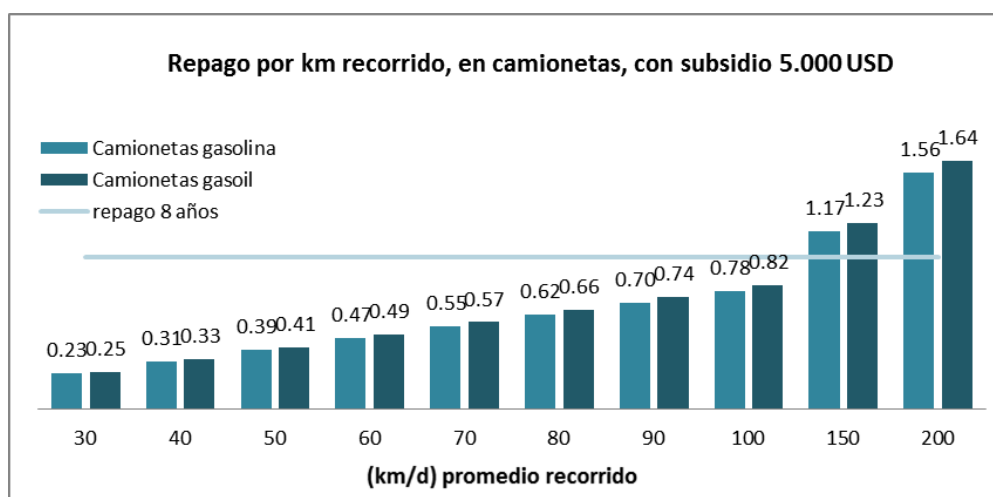


Fig. A3.39. Sensibilidad para el repago con subsidio 5.000 USD, en camionetas, por km recorrido
Fuente: elaboración propia