



Propuesta Regulatoria y Tarifaria para las Estaciones de Recarga Pública de Vehículo Eléctrico en Perú

Preparado para
World Bank y OSINERGMIN

Autores:

David Robinson ¹
Tomás Gómez ²
Michael Tennican ¹
Manuel Pérez-Bravo ²

Informe Final v1.1

18 Julio 2022

¹ David Robinson & Associates, UK

² Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comillas, Madrid,
España

Índice

Índice de Tablas.....	iv
Índice de Figuras	vi
<i>Abreviaciones</i>	1
Resumen ejecutivo	3
Contexto	4
Reforma regulatoria y tarifaria	4
Viabilidad económica de las estaciones de carga y de los vehículos eléctricos	7
Introducción	11
1. El Contexto de la Electromovilidad en Perú	14
1.1. Consumo energético y emisiones del transporte en Perú	14
1.1.1. El Acuerdo de París y las NDC del Perú	16
1.2. Marco legal de la acción climática en Perú relacionada con el transporte.....	18
1.3. Características del sector transporte en Perú	20
1.3.1. El desarrollo económico, la demanda de transporte y el parque de vehículos....	20
1.3.2. El parque de vehículos convencional y electrificado	22
1.4. Marco legal de la electromovilidad en Perú.....	25
1.5. Objetivos de electrificación del transporte en el Perú	29
1.5.1. Evolución del parque eléctrico en los escenarios objetivo	31
2. Marco teórico para el análisis de la viabilidad económica de la infraestructura de recarga	36
2.1. Viabilidad económica de los vehículos eléctricos.....	36
2.2. Viabilidad económica de las estaciones de carga	37
2.3. Subsidios y otras intervenciones de política.....	38
2.4. Los tres desafíos de las políticas públicas para promover la inversión en estaciones de carga	39
3. La distribución y comercialización de electricidad en Perú: situación actual y reformas para la integración de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos	41
3.1. La distribución y comercialización de electricidad en Perú: situación actual	41
3.1.1. Las compañías distribuidoras	41
3.1.2. Los recursos energéticos distribuidos	43
3.1.3. La infraestructura de medición inteligente.....	45
3.1.4. Las tarifas eléctricas.....	45
3.1.5. Subsidios incluidos en las tarifas eléctricas y subsidios cruzados entre consumidores	53
3.1.6. La comercialización de electricidad.....	55
3.2. Reformas para una eficiente integración de la carga de vehículos eléctricos	57
3.2.1. Separación de las actividades de distribución, comercialización, e inversión y operación en DER.....	58
3.2.2. Cargos de acceso y conexión a la red.....	62
3.2.3. Despliegue de la medida inteligente para implementar tarifas con mayor granularidad temporal	63
3.2.4. Rediseño de los cargos residuales y los subsidios.....	64
3.2.5. Implementación de una tarifa regulada por defecto bien diseñada	67
3.3. Recomendaciones para una integración eficiente de la carga de vehículos eléctricos	70
3.3.1. Decreto Supremo 022-2020-EM y la propuesta de Reglamento	70
3.3.2. Recomendaciones sobre separación de actividades para el despliegue de infraestructura de carga de VE.....	73

3.3.3.	Recomendaciones sobre medición inteligente y acceso al mercado libre	73
3.3.4.	Recomendaciones sobre cargos de acceso y conexión y diseño de tarifas	74
4.	Viabilidad económica de los vehículos eléctricos y las estaciones de recarga y las políticas necesarias para promover la inversión en su despliegue	78
4.1.	Introducción.....	78
4.2.	Viabilidad económica de los vehículos eléctricos y su efecto sobre el despliegue de las estaciones de carga.....	80
4.2.1.	Viabilidad económica del VE.....	80
4.2.2.	Análisis de rentabilidad del vehículo eléctrico en Perú	81
4.2.3.	Importancia de las infraestructuras de estaciones de carga para la penetración de EV	86
4.3.	Viabilidad económica de las estaciones de carga	87
4.3.1.	Electrolineras.....	87
4.3.2.	Flotas integradas de buses y cargadores.....	92
4.3.3.	Flotas integradas de furgonetas y cargadores	95
4.3.4.	Conclusiones	96
4.4.	Mejorando la viabilidad económica de la inversión en estaciones de carga y reduciendo los subsidios requeridos	98
4.4.1.	Reducción de los costos de EC a través de operaciones integradas de VE y EC98	
4.4.2.	Licitaciones para la instalación de electrolineras.....	99
4.4.3.	Ingresos o ahorros de electricidad a través de inversiones energéticas	100
4.4.4.	Reducción de los costos de conexión y red de las EC.....	101
4.4.5.	Ahorros o ingresos por las sinergias de la carga con otros negocios	101
4.4.6.	Compra de VE de parte de los entes públicos	102
4.5.	Financiación de las ECs con subsidios y otros fondos	102
4.5.1.	Política fiscal	102
4.5.2.	Sector eléctrico	103
4.5.3.	Bienes inmuebles	104
4.6.	Capacidad de Perú para subsidiar la electromovilidad	104
5.	Conclusiones.....	106
5.1.	Contexto	106
5.2.	Reforma regulatoria y tarifaria.....	106
5.3.	Viabilidad económica de las estaciones de carga y de los vehículos eléctricos.....	109
Anexo A.	Experiencia Internacional, Chile y Uruguay.....	114
A.1.	Situación de la movilidad eléctrica	114
A.1.1.	Indicadores para la evolución del despliegue de la electromovilidad	115
A.1.2.	Uruguay	119
A.1.3.	Chile.....	123
A.2.	Mecanismos de promoción de la movilidad eléctrica.....	128
A.2.1.	Uruguay	129
A.2.2.	Chile.....	130
A.3.	Marco regulatorio y tarifario de las estaciones de carga	131
A.3.1.	Uruguay	131
A.3.2.	Chile.....	134
Anexo B.	Modelo de evaluación económica y planificación de la infraestructura de recarga	138
B.1.	Hojas de base.....	138
B.2.	Casos de estudio	144
Anexo C.	Tarifas eléctricas aplicables a la carga domiciliaria	149

Anexo D.	Rentabilidad del VE desde el punto de vista del consumidor	150
-----------------	---	------------

Índice de Tablas

Tabla 1-1. Medidas de acción climática en Perú relacionadas con el transporte. Elaboración propia.	18
Tabla 1-2. Medidas para la electromovilidad en Perú. Elaboración propia.....	26
Tabla 1-3. Penetración del VE en Perú, según escenarios. Elaboración propia.	30
Tabla 1-4. Total de vehículos enchufables en Perú, proyectados hasta 2040. Elaboración propia.	31
Tabla 3-1. La normativa aplicable a los dos tipos de generación distribuida.....	44
Tabla 3-2. Estructura tarifaria para usuarios regulados en Perú. Clasificación a partir de OSINERGMIN.....	49
Tabla 3-3. Cargos aplicados en la estructura tarifaria peruana.	50
Tabla 3-4. Opciones tarifarias y número de clientes acogidos a cada opción en 2021.	51
Tabla 3-5. Factores de reducción para usuarios residenciales de bajo consumo por sector. Fuente: OSINERGMIN.....	54
Tabla 3-6. Tipos de usuario por nivel de tensión y segmentos de mercado (ventas de energía MWh).....	55
Tabla 3-7. Costes para conexiones eléctricas en MT (soles peruanos).....	63
Tabla 3-8. Tipos de instalaciones donde se ubica la infraestructura de carga de VE y tipo de carga.	72
Tabla 3-9. Peajes de redes de transmisión y distribución para consumidores conectados en redes de MT en España (2020). Peaje 6.1TD. Fuente: Memoria de la Circular CNMC 3/2020.....	76
Tabla 3-10. Peajes de redes de transmisión y distribución para infraestructura de recarga pública de VE conectada en redes de MT en España (2020). Peaje 6.1 TDVE. Fuente: Memoria de la Circular CNMC 3/2020.	76
Tabla 4-1. Eficiencia de los vehículos diésel y eléctricos. Valores representativos.	81
Tabla 4-2. Precios de la energía eléctrica (en USD/kWh) para cuatro opciones tarifarias en Perú aplicables a la recarga domiciliaria.	82
Tabla 4-3. Ahorros en ciclo de vida de un VE frente a un vehículo diésel en Perú, en función de la brecha de precios de compra entre ambas tecnologías.	84
Tabla 4-4. Mayores preocupaciones respecto a los vehículos eléctricos. Fuente: Deloitte Global Automotive Consumer Study: Global focus countries.	86
Tabla 4-5. Número de VE cargados al día, según los diferentes escenarios y velocidades de recarga.	89
Tabla 4-6. Necesidad de subsidio a la compra de flotas de autobuses eléctricos, comparados con el coste en ciclo de vida de una flota equivalente de autobuses combustión diésel. Elaboración propia.	94
Tabla 4-7. Necesidad de subsidio a la compra de flotas de autobuses eléctricos, comparados con el coste en ciclo de vida de una flota equivalente de autobuses de gas natural. Elaboración propia.	95
Tabla 4-8. Comparación internacional relevante para definir capacidad de subsidiar la electromovilidad.....	104

Tablas del Anexo A

Tabla A- 1. Reparto del parque de vehículos eléctricos en el mundo. Elaboración propia.....	114
Tabla A- 2. Distribución de vehículos eléctricos en Uruguay, por tipo de vehículo. Elaboración proia a paartir de los datos del Ministerio de Industria, Energía y Minería.....	120
Tabla A- 3. Distribución del parque de vehículos eléctricos en Montevideo y Paysandú, por tipo de vehículo y tipo de tecnología. Elaboración propia a partir de los datos abiertos del gobierno.	121
Tabla A- 4. Distribución de las estaciones de recarga pública para vehículos eléctricos en Uruguay. Elaboración propia a partir de los datos de UTE	121
Tabla A- 5. Evaluación de la infraestructura de recarga en Uruguay. Elaboración propia.....	122
Tabla A- 6. Número de vehículos electrificados en Chile, por región y tipo de vehículo. Elaboración propia a partir de los datos del INE	123
Tabla A- 7. Número de electrolineras públicas en Chile, por región y velocidad d de carga. Elaboración propia a partir de los datos de EcoCarga	124
Tabla A- 8. Evaluación de la suficiencia de recarga por región en Chile. Elaboración propia....	125
Tabla A- 9. Resumen de las medidas para fomentar la electromovilidad en Uruguay. Elaboración propia.	129
Tabla A- 10. Resumen de las medidas para fomentar la electromovilidad en Chile. Elaboración propia.	130
Tabla A- 11. Tarifa de vehículo eléctrico en Uruguay. Fuente: UTE	133
Tabla A- 12. Tarifa eléctrica residencial de dos períodos en Uruguay. Fuente: UTE	133
Tabla A- 13. Equivalencia de las normas técnicas para la instalación de infraestructura de recarga en Uruguay con las normas internacionales. Elaboración propia.	134
Tabla A- 14. Equivalencia de las normas técnicas para la instalación de infraestructura de recarga en Chile con las normas internacionales. Elaboración propia.....	136

Tablas Anexo D

Tabla D- 1. (Anterior Tabla 4.1 presentada en el Borrador del Informe Final) Rentabilidad del VE desde el punto de vista del consumidor.	151
Tabla D- 2. Nueva tabla en Informe Final: Rentabilidad del VE con recarga doméstica y pública.	153

Índice de Figuras

Figura 1-1. Consumo energético por sectores en varios países. Elaboración propia.....	14
Figura 1-2. Consumo de energía final en el sector transporte en Perú, por fuentes de energía (PJ). Elaboración propia a partir de la Resolución Ministerial N°189-2021-MINEM/DM	15
Figura 1-3. Hitos temporales en las contribuciones de Perú para el Acuerdo de París. Fuente: MINAM	17
Figura 1-4. Parque total e índice de motorización en Perú, por departamentos. Elaboración propia a partir de los datos de INEI.	20
Figura 1-5. Evolución del Valor Agregado Bruto del sector transporte en Perú, comparado con la evolución del PIB nacional. Elaboración propia a partir de los datos de INEI.	21
Figura 1-6. Número de viajes interurbanos por departamento (Miles de pasajeros). Elaboración propia a partir de los datos de INEI.	22
Figura 1-7. Tamaño del parque de vehículos automor en Perú. Elaboración propia a partir de INEI.	23
Figura 1-8. Tamaño del parque de vehículos ferroviarios, aéreos y navieros en Perú. Elaboración propia a partir de datos de INEI.	23
Figura 1-9. Número de ventas de vehículos electrificados (BEV, PHEV y HEV). Fuente: SUNARP	24
Figura 1-10. Venta de vehículos electrificados en Perú en el año 2021, por tecnología. Fuente: SUNARP.....	24
Figura 1-11. Tamaño del parque de vehículos electrificados enchufables en Perú. Elaboración propia a partir de los datos de SUNARP.....	25
Figura 1-12. Modelo de ventas VE. Fuente: AAP.....	31
Figura 1-13. Modelo de ventas VE (2). Fuente: AAP.....	31
Figura 3-1. Evolución del número de usuarios por tipo de segmento de mercado. Fuente: MINEM	56
Figura 3-2. Coste marginal promedio anual y mensual y Tarifa regulada de generación 2008-2020	57
Figura 4-1. Costes de combustible en ciclo de vida para vehículos diésel y eléctricos. Elaboración propia.	83
Figura 4-2. Comparación de los ahorros en ciclo de vida de un vehículo eléctrico frente a un vehículo de combustión diésel, en función de la tarifa eléctrica (comparando la BTEV2Hr HPF con la P6 española).	85
Figura 4-3. Precio mínimo de venta de la energía para el consumidor manteniendo la rentabilidad de las electrolinerías en el escenario de despegue. Elaboración propia. Caso de estudio: 10 años de vida útil, tasa de descuento real del 16% y tasa de cambio 1 PEN = 0.26 US	90
Figura 4-4. Precio mínimo de venta de la energía para el consumidor manteniendo la rentabilidad de las electrolinerías en el escenario consolidado. Elaboración propia. Caso de estudio: 10 años de vida útil, tasa de descuento real del 16% y tasa de cambio 1 PEN = 0.26 USD.....	91
Figura 4-5. Precio mínimo de venta de la energía para el consumidor manteniendo la rentabilidad de las electrolinerías en el escenario saturado. Elaboración propia. Caso de estudio: 10 años de vida útil, tasa de descuento real del 16% y tasa de cambio 1 PEN = 0.26 USD.	92
Figura 4-6. Costes del ciclo de vida para una flota eléctrica comparada con la flota diésel de autobuses. Precio: 290,000 USD/e-bus	93
Figura 4-7. Costes del ciclo de vida para una flota eléctrica comparada con la flota diésel de autobuses. Precio: 540,000 USD/e-bus	94

Figura 4-8. Comparación de los costes actualizados en ciclo de vida de una flota de furgonetas: eléctrico frente a diésel. Elaboración propia, con una vida útil de 10 años, tasa de descuento real del 16% y tasa de cambio 1 PEN = 0.26 USD. 95

Figuras del Anexo A

Figura A- 1. Número de autos eléctricos en América Latina. Fuente: Diálogo Chino.....	115
Figura A- 2. Número de vehículos eléctricos por punto de recarga en Europa. Fuente: T&E...	116
Figura A- 3. Dinámicas de recarga de VE. Fuente: T&E.....	117
Figura A- 4. Indicadores de suficiencia óptimos para Europa en 2030. Fuente: T&E	119
Figura A- 5. Esquema del PPP establecido para la electrificación de flota de autobuses en Santiago. Fuente: WB.....	126
Figura A- 6. Contratos PPP establecidos. Fuente: WB.....	127
Figura A- 7. Responsabilidades de cada actor en el contrato PPP. Fuente: WB.....	127
Figura A- 8. Consumo energético de los autobuses de propulsión eléctrica en Santiago de Chile. Fuente: MTT	128
Figura A- 9. Esquema del mercado eléctrico en Uruguay tras la reforma. Fuente: Instituto Cuesta Duarte.....	132

Figuras del Anexo B

Figura B- 1. Hoja "Supuestos económicos". Tasa de cambio PEN-USD.	138
Figura B- 2. Tarifas eléctricas incluidas en el modelo.	139
Figura B- 3. Captura de la hoja "Costes de conexión" del modelo.	139
Figura B- 4. Detalle del cargador semi-rápido. Captura de la hoja "Modelos_Cargadores" del modelo.	140
Figura B- 5. Detalle del cargador rápido. Captura de la hoja "Modelos_Cargadores" del modelo.	141
Figura B- 6. Detalle del cargador ultra-rápido. Captura de la hoja "Modelos_Cargadores" del modelo.	141
Figura B- 7. Captura de la hoja "Parque" del modelo.	142
Figura B- 8. Evolución del parque eléctrico enchufable. Elaboración propia a partir del Plan Nacional de Electromovilidad.	143
Figura B- 9. Detalle de los escenarios de utilización de la infraestructura.	144
Figura B- 10. Parámetros de entrada al escenario de Electrolinerías.	144
Figura B- 11. Características de la estación definidas a partir de los parámetros de entrada del modelo.	145
Figura B- 12. Captura de las cuentas anuales de resultados (valores actualizados) para el caso de estudio definido en el ejemplo.	146
Figura B- 13. Captura de los resultados del modelo de negocio para la electrolinria definida en el ejemplo.....	146
Figura B- 14. Parámetros de entrada para el modelo de negocio de una flota de autobuses.	146
Figura B- 15. Implicaciones sobre la flota de los parámetros definidos en la flota de ejemplo...	147
Figura B- 16. Cuentas anuales (valor actualizado de los costes de operación) de una flota eléctrica de autobuses. Tarifa MT2.....	147

Figura B- 17. Cuentas anuales (valor actualizado de los costes de operación) de una flota diésel y GNV de autobuses.....	147
--	-----

Abreviaciones

AMI	Infraestructura de Medición Inteligente (<i>Advanced Metering Infrastructure</i>)
AVEC	Asociación de Vehículos Eléctricos de Chile
BAU	Escenario tendencial (<i>Business-As-Usual</i>)
BEV	Vehículo eléctrico de batería (<i>Battery Electric Vehicle</i>)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BT	Baja Tensión
DER	Recursos Energéticos Distribuidos
DSO	Operadores de Sistemas de Distribución (<i>Distribution System Operator</i>)
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
FOSE	Fondo de Compensación Social Eléctrica
GLP	Gas Licuado del Petróleo
GNC (GNV)	Gas Natural Comprimido (Gas Natural Vehicular)
HEV	Vehículo híbrido no enchufable (<i>Hybrid Electric Vehicle</i>)
ICE/ICEV	Vehículo de combustión interna (<i>Internal Combustion Engine Vehicle</i>)
IEA	Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency)
IGV	Impuesto General de las Ventas
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
IRVE	Infraestructura de Recarga de Vehículo Eléctrico
MCTER	Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial
MINAM	Ministerio del Ambiente
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MT	Media Tensión
NDC	Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (<i>Nationally Determined Contributions</i>)
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
PCIA	Power Charge Indifference Adjustment
PHEV	Vehículo híbrido enchufable (<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i>)
RER	Recursos Energéticos Renovables
ROI	Rentabilidad (<i>Return on Investment</i>)
SUNARP	Superintendencia Nacional de los Registros Públicos
TdR	Términos de Referencia (<i>Terms Of Reference</i>)
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas de Uruguay
VAD	Valor Añadido de Distribución
VADBT/VADMT	Valor Añadido de Distribución en Baja Tensión / Media Tensión
VAN	Valor Actual Neto
VE	Vehículo Eléctrico
WB	Banco Mundial (<i>World Bank</i>)

Este documento es el informe final, entregado a fecha de 18 de julio de 2022.

Este informe responde a los Términos de Referencia de la consultoría financiada por el World Bank sobre “Propuesta Regulatoria y Tarifaria para Estaciones Públicas de Carga de Vehículos Eléctricos”.

Titularidad y responsabilidad

El derecho de autor corresponde a los miembros del equipo investigador, los cuales deberán ser citados en cualquier uso que se haga del resultado de su trabajo.

Conforme a los usos de la comunidad científica, las conclusiones y puntos de vista reflejados en los informes y resultados son los de sus autores y no comprometen ni obligan en modo alguno a la Universidad Pontificia Comillas ni a ninguno de sus Centros e Institutos o al resto de sus profesores e investigadores.

Por tanto, cualquier cita o referencia que se haga de este documento deberá siempre mencionar explícitamente el nombre de los autores, y en ningún caso mencionará exclusivamente a la Universidad.

Resumen ejecutivo

Este informe final ha sido preparado en respuesta a los Términos de Referencia (TdR) de “Propuesta Regulatoria y Tarifaria para Estaciones Públicas de Carga de Vehículos Eléctricos”, emitida conjuntamente por el Banco Mundial y Osinergmin. Se trata de un encargo de 9 semanas con tres informes:

1. un informe de avance (4 semanas después del inicio de la consultoría fechada el 12 de abril de 2022);
2. un borrador de informe final (al final de la semana 7 del inicio de la consultoría); y
3. un informe final completo (al final de la semana 9 del inicio de la consultoría).

Las especificaciones principales de los TdR son las siguientes. En primer lugar, los consultores deben proponer medidas regulatorias y tarifarias para los niveles de carga 2 y 3 (el nivel 2 comprende instalaciones dedicadas en carga AC con potencia entre 7 y 20 kW, mientras que el nivel 3 corresponde a carga en DC con potencias superiores a 100 kW), en concordancia y complementariamente a las propuestas de Osinergmin dirigidas a la carga de nivel 1 (carga residencial con potencias entre 1 y 2 kW). En segundo lugar, los consultores deben analizar las diferentes opciones de carga de nivel 2 y 3, de carga residencial, en el lugar de trabajo, y carga pública de flotas, proponiendo medidas regulatorias y tarifarias, partiendo de la situación actual técnica, regulatoria y tarifaria del suministro eléctrico peruano y proponiendo opciones de implementación con participación pública y/o privada, incluyendo modelos de evaluación económica de las propuestas. En tercer lugar, deben referir a la experiencia internacional, en particular a Chile y Uruguay.

El presente informe responde a esos TdR, pero va más allá porque los desafíos de promover la electromovilidad requieren un enfoque no sólo en la reforma regulatoria y tarifaria, sino también en los modelos de negocios y los subsidios que viabilicen la inversión de la infraestructura de carga de los vehículos eléctricos. Según lo anterior, una vez analizadas las reformas regulatorias y tarifarias necesarias, el informe analiza la relación entre los vehículos eléctricos y las estaciones de carga, ya que estas últimas no pueden ser económicamente viables sin una penetración adecuada de los vehículos eléctricos. Con vistas a la viabilidad económica desde la perspectiva de los inversores, se seleccionan y analizan ciertos tipos de estaciones de carga, así como diferentes modelos de negocio, que tienen el potencial de hacer una contribución importante a la electromovilidad en Perú. En particular, este análisis incluye un estudio cualitativo de las medidas para mejorar la viabilidad de las estaciones de carga.

Las conclusiones alcanzadas se resumen en tres apartados. El primero trata del contexto del trabajo y su relevancia. El segundo constituye nuestras propuestas de reformas regulatorias y tarifarias del sector eléctrico para apoyar el desarrollo eficiente de los recursos distribuidos de energía, especialmente la carga de los vehículos eléctricos. El tercer apartado identifica el desafío de subsidiar la electromovilidad y propone medidas regulatorias y empresariales para asignar los recursos públicos limitados para conseguir el máximo impacto.

Contexto

Como en muchos otros países la electromovilidad en Perú se encuentra en una fase inicial de desarrollo. De un total de 3 millones de vehículos en un país con una población de 32 millones, se estima que sólo alrededor de 160 son vehículos eléctricos enchufables. En Chile, un país con algo más de la mitad de la población de Perú (58%), el total de VE asciende a 2,525, mientras que en Uruguay, un país con el 11% de la población de Perú, este número es de 1,522. La infraestructura de puntos de recarga está también en sus inicios. En Perú, existen solo 46 puntos de recarga. En Chile existen 574 puntos de recarga, mientras que en Uruguay se tienen un total de 134 puntos de recarga.

El compromiso de las NDC de Perú marca objetivos ambiciosos para 2030 donde se espera que el 5% del parque automotor esté compuesto por vehículos eléctricos, sumando 6,707 ómnibus eléctricos y 171,359 vehículos livianos eléctricos. Aunque los objetivos son ambiciosos, el contexto para la electromovilidad en Perú es favorable en al menos un aspecto importante, a saber, los menores costos relativos de la generación de energía eléctrica y en comparación a los costos de los combustibles diésel, el gas natural y gasolina para motores de combustión.

Reforma regulatoria y tarifaria

El marco legislativo actual en Perú para el desarrollo de la carga de vehículos eléctricos muestra similitud con el marco chileno, donde se define el servicio de carga de baterías para la movilidad eléctrica como un servicio de carácter comercial, de acceso público, que se presta a través de la infraestructura de carga, en condiciones de competencia a nivel nacional. Es decir, los operadores de la infraestructura de carga se consideran usuarios del sector eléctrico, regulados o libres, dependiendo de su tamaño, que pueden comprar su energía a precios libres o regulados en el mercado, y son libres de fijar el precio de venta para la carga del VE. Este régimen regulatorio difiere del implantado en Uruguay, donde la carga para la electromovilidad se considera una actividad regulada desarrollada por las distribuidoras de electricidad, y la carga a los VE se realiza también a tarifas reguladas de electromovilidad fijadas por la UTE.

Manteniendo el actual marco legislativo y ahondando en las líneas de las reformas propuestas en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco, se recomienda que las distribuidoras de electricidad, entendidas como gestores de redes y monopolios naturales, no deben desarrollar el despliegue de las infraestructuras de carga de VE. Si hubiera interés por ello, se debería requerir la separación de propiedad o al menos la separación funcional y legal entre la distribuidora y la empresa subsidiaria creada a tal efecto.

Se recomienda que los propietarios de infraestructuras de carga de vehículos eléctricos, en tanto usuarios del sistema eléctrico, tanto en su modalidad de carga pública o carga privada, y en modos de carga 2, 3 o 4, por ejemplo, por encima de 20 kW, utilicen medición inteligente y sean considerados como usuarios libres, que puedan optar tanto al mercado regulado como al mercado libre. Bajo la actual regulación, el límite inferior para acceder al mercado se fija en 200 kW.

Es de señalar que, para poder implementar esta recomendación en el contexto actual del mercado, dando acceso al mercado libre de forma generalizada a todos los consumidores por encima de 20 kW, se necesitaría resolver el problema de los costos hundidos de las distribuidoras como consecuencia de la potencial migración de consumidores del mercado regulado al mercado libre. Para ello en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco se proponen algunas reformas de calado que deberían implementarse para afrontar este problema con garantías de éxito. Otra posible alternativa más inmediata, sería conceder el derecho de acceso al mercado libre sólo a los nuevos puntos de suministro por encima de 20 kW que estén dedicados a la carga de vehículos eléctricos. Como nuevos puntos de suministro, no tendrían que responsabilizarse de los contratos pasados de las distribuidoras, y por tanto el reconocimiento de poder negociar la compra de la energía en el mercado libre sería inmediato.

Para la carga doméstica en modo 1 se debe desarrollar una tarifa regulada avanzada con tres períodos y con medida inteligente, siguiendo las recomendaciones dadas para la tarifa regulada por defecto.

En una segunda fase, se debe también avanzar en la definición de la figura del comercializador en Perú, y reducir las barreras para que los usuarios puedan cambiar entre el mercado regulado y el mercado libre, o también la contratación desde un comercializador a otro, de forma rápida y segura. En esta fase también se podrían declarar como usuarios libres aquellos usuarios con VE y con medición inteligente con recarga doméstica en modo 1.

La AVEC (Asociación de Vehículos Eléctricos de Chile) propone, de forma similar, que todos los puntos de recarga dispongan de la opción de comprar su energía en el mercado como usuarios libres, aunque su potencia sea inferior al límite fijado a tal efecto de 500 kW.

En lo relativo al diseño de tarifas para la carga de VE, se concluye que:

- Se recomienda diseñar tarifas avanzadas basadas en medición inteligente con tres tipos de cargos: fijo, energía activa y potencia activa, incluyendo también el término de energía reactiva.
- No se deben diseñar opciones tarifarias exclusivas para la carga de VE (salvo en lo comentado a la contribución de la electromovilidad a los cargos para cubrir los costos residuales de redes o de políticas gubernamentales). Las tarifas recomendadas como avanzadas con medición inteligente y diferentes bandas horarias deben aparecer como opciones a las que puedan optar aquellos usuarios que lo deseen.
- No se debe diseñar una tarifa con reglas arbitrarias en la que los incentivos para el desplazamiento de la carga a horas nocturnas no reflejen los costes evitados, ello producirá sobre o infra reacción de la demanda para minimizar sus costes, sin producir los requeridos beneficios en el sistema.

- En el actual cuadro tarifario, no se separan claramente los cargos regulados que corresponden a los costes de redes y de políticas energéticas y sociales, y que deben afectar a todos los consumidores eléctricos, de aquellos de generación y comercialización que el usuario libre puede negociar en el mercado y que OSINERGMIN también fija para los usuarios regulados. Si bien OSINERGMIN calcula los cargos de forma desagregada, esta separación debe reflejarse de forma explícita en las tarifas avanzadas.
- En la actual tarifa regulada en Perú, se consideran cargos de potencia por el uso de redes en horas de punta y en horas fuera de punta. Sin embargo, la diferencia entre los cargos en \$/kW/mes, es prácticamente inexistente. Se recomienda que en las tarifas reguladas avanzadas los cargos por el uso de redes se compongan al menos de tres bandas horarias para incluir cargos diferenciados de potencia activa y energía activa por el uso de redes (punta, media y valle) reflejando diferencias importantes de acuerdo a los costes marginales de largo-plazo de las redes.
- Se recomienda eliminar los costos residuales, tanto de redes como de políticas gubernamentales, de las componentes volumétricas y de potencia en la tarifa actual, y recuperarlos a través de un cargo fijo, dependiendo del tipo de consumidor.
- La asignación de los costos residuales a las diferentes categorías tarifarias se debe hacer atendiendo a criterios de equidad u otros objetivos de políticas medioambientales o energéticas. Según este criterio, se recomienda minimizar, o incluso eximir, la contribución a estos costos residuales de los usos para electromovilidad, en especial, para la carga pública o carga de flotas para transporte público.
- En cuanto a los subsidios cruzados actualmente implementados en la tarifa eléctrica de Perú, FOSE y FISE, su diseño es agnóstico respecto a qué uso se dedica el consumo que contribuye al fondo, por tanto, no parece adecuado que se exima a las infraestructuras de carga de VE de su potencial contribución a los mismos.
- Se recomienda que, si se quiere promover la electromovilidad a través de subvenciones para determinadas infraestructuras de carga, esto no se haga como un subsidio a través de la tarifa eléctrica, las tarifas deben ser tecnológicamente neutras, sino a través de subvenciones a la propia inversión en la infraestructura de carga.
- Se recomienda diseñar una tarifa por defecto regulada avanzada que refleje adecuadamente los costes de proveer el servicio y que pueda ser optativa, entre otros, para la carga de vehículos eléctricos. Los cargos por uso de redes por bloques horarios reflejarán los costos marginales de largo plazo de las redes. Los cargos de generación, con el diseño del mercado mayorista propuesto en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco, también reflejarán los costos de largo y de corto plazo de generación diferenciados por bloques horarios con cargos de potencia activa y de energía activa de generación. Estos precios de

generación irán evolucionando a medida que aumente la generación renovable, como es el caso de Chile, donde las licitaciones de compra de energía distinguen tres períodos para tener en cuenta la penetración de la energía solar fotovoltaica en el mercado.

Viabilidad económica de las estaciones de carga y de los vehículos eléctricos

La economía de la electromovilidad es clara. Primero, la penetración inicial de VE requiere una infraestructura de estaciones de carga adecuada con precios medios de carga por kilómetro que motiven la inversión inicial en vehículos eléctricos. Cargar por la noche podría motivar la inversión en vehículos eléctricos dado que las tarifas eléctricas en domicilio reportan precios de operación por km muy por debajo del costo de combustible para un vehículo ICE. No obstante, los potenciales dueños de VE necesitarían poder cargar fuera del rango de su domicilio, por lo que precios de la energía muy altos en las estaciones de carga pública podría desincentivar la compra de vehículos eléctricos. Es por ello que el análisis de la inversión en vehículos privados y estaciones de recarga pública ha de llevarse a cabo de manera conjunta.

En segundo lugar, las estaciones de carga requieren una penetración de VE suficiente para cubrir sus costos y un retorno de la inversión acorde con el riesgo de invertir en las mismas. En tercer lugar, de acuerdo con la experiencia internacional, tanto los vehículos eléctricos como las estaciones de carga (EC¹) requieren del apoyo de políticas gubernamentales y subsidios financieros en las primeras etapas de la electrificación del transporte.

Se ha desarrollado un modelo de evaluación económica que analiza los determinantes que condicionan la viabilidad económica de los VE, las electrolinerías² y de flotas de buses y furgonetas³, y bajo qué condiciones podrían hacer falta subsidios para rentabilizar las inversiones asociadas.

En Perú, la diferencia entre el coste de inversión de un VE y un vehículo de combustión interna equivalente es mayor que la media internacional, haciendo difícil la penetración de los VE. No obstante, este análisis sugiere que, dentro de poco, los ahorros en costes de combustible compensarán el coste de inversión mayor.

¹ Las estaciones de carga pueden hacer referencia a tres tipos de infraestructura de recarga: a la recarga pública y rápida (Electrolinerías), a la recarga lenta de vehículos eléctricos en el ámbito privado o público, y a la infraestructura de recarga privada que se integra con una flota de vehículos operados por el mismo agente.

² Las electrolinerías son las estaciones de recarga pública para las baterías de los vehículos eléctricos, con un funcionamiento que podría asimilarse al de una gasolinera convencional. Por su naturaleza, estas estaciones han de contar con cargadores semi-rápidos y rápidos que permitan la carga en un tiempo limitado. Fuente: <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/que-es-una-estacion-de-carga-o-electrolinera.html>

³ Furgoneta: Vehículo comercial ligero de cuatro ruedas para el transporte de mercancías. Vehículos clasificados como N1 según la Resolución Consolidada sobre la Construcción de Vehículos (R.E.3) elaborada por la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (<https://unece.org/fileadmin/DAM/trans/main/wp29/wp29resolutions/ECE-TRANS-WP.29-78r6e.pdf>)

El modelo demuestra lo siguiente con relación a las EC. En primer lugar, algunas electrolinerías podrían tener un VAN positivo, suponiendo precios de venta del servicio de recarga por encima del coste equivalente (por km) del diésel para vehículos ICE. Pero la implicación de tener precios de recarga tan altos es que se desmotivaría la compra de VE, haciendo muy difícil el alcanzar los objetivos fijados de electromovilidad en Perú. En segundo lugar, según nuestras estimaciones preliminares, las flotas de furgonetas con sus sistemas de recarga bajo un modelo de gestión integrada tampoco necesitarían subsidios porque los ahorros en costes operativos (especialmente relacionados con el coste de combustible) podrían compensar el mayor coste fijo de la compra de las furgonetas eléctricas en comparación con la compra de las furgonetas ICE. En tercer lugar, las flotas de buses con sus sistemas de recarga bajo un modelo de gestión integrada requieren un subsidio para compensar el costo de inversión mucho más alto de los buses eléctricos en comparación con los buses diésel y a gas natural. En cuarto lugar, para promover la penetración de vehículos ligeros personales, hace falta subsidiar a las electrolinerías que no sean rentables en la fase inicial de despegue de la electromovilidad o que tienen poca probabilidad de ser rentable en el futuro.

El desafío político consiste en decidir cómo utilizar mejor los limitados recursos públicos para lograr los objetivos de electromovilidad fijados en Perú. Si bien este informe se centra en las políticas para respaldar las infraestructuras de carga, los requisitos de capital para la penetración de VE son significativamente mayores que los que requiere la propia infraestructura de carga necesaria para respaldar la penetración de VE. Además, la economía de las EC sólo funciona con una penetración adecuada de VE. Por lo tanto, si bien las recomendaciones de esta consultoría se centran en minimizar la necesidad de subsidios para las EC, parte del análisis aborda también la necesidad de combinar el apoyo a los vehículos eléctricos y a las EC. Este informe analiza las formas de minimizar la necesidad de subsidios para las EC aumentando sus potenciales ingresos y reduciendo sus costos. Específicamente, se recomienda lo siguiente con relación a las inversiones y gestión de las EC:

- Concentrarse en las opciones que tengan un impacto potencial significativo en el aumento de la electromovilidad y que permitan un uso eficiente de los fondos públicos, en el caso de requerir subsidios. En particular, se recomienda centrarse en las opciones de EC que involucren: (1) una gestión integrada de los VE con las EC, especialmente la carga de flotas de autobuses, y (2) el desarrollo de electrolinerías. Las flotas de vehículos de transporte público (por ejemplo, autobuses) son una oportunidad muy prometedora para reducir el costo de comprar vehículos y de su recarga. Por ejemplo, se insta a las autoridades peruanas a explorar más a fondo el modelo de negocio de los autobuses de Santiago de Chile y otros modelos de negocio que involucran a inversionistas privados que compran autobuses o baterías para arrendarlos a operadores de flotas de autobuses, así como acuerdos comerciales para la inversión y el funcionamiento optimizado de las estaciones de carga.
- Se destaca la oportunidad de promover la electrificación de buses, no solo dentro de las grandes ciudades, sino también de viajes interurbanos o entre el centro de una ciudad y las afueras; y la posibilidad de coordinar la recarga de estos diferentes tipos de buses.

- Identificar formas de aumentar los ingresos de las EC a través de inversiones en almacenamiento y generación de electricidad ubicadas en las EC. Con una inversión adicional en almacenamiento, la EC tiene oportunidades para el arbitraje de energía (comprar cuando la electricidad es barata y venderla a vehículos eléctricos o al sistema a precios más altos) y vender energía en mercados mayoristas y servicios auxiliares al operador del sistema. Las oportunidades de ingresos adicionales se amplían con la inversión en energías renovables o con acuerdos con propietarios de vehículos eléctricos (en particular, una flota) para usar sus baterías para vender energía a la red. Por supuesto, existen costes de inversión adicionales y barreras regulatorias para que estas alternativas se puedan implementar, pero creemos que vale la pena explorar estas oportunidades que además están en la línea de las reformas propuestas en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco sobre distribución y comercialización de electricidad en Perú.
- Buscar nuevas fuentes de ingresos a través de la carga en combinación con otras actividades comerciales. Puede haber oportunidades para aumentar los ingresos o compartir costos con empresas cuyos clientes estarían interesados en cargar sus vehículos mientras realizan compras, comen en un restaurante, van al cine, o realizan otras actividades. En muchos países, ya existen grandes áreas comerciales y recreativas con estaciones de servicio adyacentes en las principales carreteras.
- Reducir los costes de conexión y acceso a la red. Existen múltiples posibilidades para reducir los costes de la conexión a la red, por ejemplo, ubicando la EC cerca de una red existente, pero se entiende que el régimen regulatorio actual no brinda incentivos para hacerlo. También se recomienda la consideración de implementar un acceso gradualmente flexible que ahorraría a la red el costo de refuerzo y reduciría los costos de las EC. Sin embargo, la EC necesitaría evaluar si los ahorros asociados compensan el tener un suministro con una potencia flexible en lugar de firme.
- Utilizar la licitación pública de concesiones de electrolineras para reducir el subsidio requerido. Se recomienda la libre competencia para aquellas electrolineras que sean rentables ahora o que tienen perspectivas de serlo en el futuro. No obstante, es también necesario desarrollar una estrategia para identificar ubicaciones donde haga falta el despliegue de electrolineras para alcanzar los objetivos fijados de electromovilidad en Perú. Hay ejemplos, como Noruega, donde las empresas estatales organizan licitaciones competitivas para estaciones de carga en ciertos lugares preseleccionados. Aunque no se dispone de los detalles de esos procesos, es claro que uno de los criterios para asignar el concurso sería a quien oferte el nivel más bajo de subsidio requerido. Reducir el riesgo es una forma de aumentar la rentabilidad de una inversión en EC al reducir la tasa de descuento a la que se calculan los flujos de caja. Los gobiernos pueden reducir significativamente el riesgo comercial asociado con la competencia futura mediante el uso de licitaciones competitivas para otorgar concesiones en régimen de monopolio en ciertas áreas, por un número limitado de años. En el caso de las electrolineras, se recomienda esta estrategia. Aunque parezca contradictorio al libre mercado, pensamos que un mecanismo

de competencia (subasta) puede promover la inversión cuando no haya interés comercial y ofrece oportunidades para minimizar el subsidio e introducir condiciones que van a favorecer la electromovilidad (como precios de venta máximos y cobertura regional).

- Dado las diferencias importantes entre el precio de los vehículos eléctricos y los vehículos equivalentes de combustión interna en Perú, recomendamos una reflexión sobre la forma de reducir la brecha. Por ejemplo, los gobiernos (a diferentes niveles) podrían adoptar una política de comprar flotas de VE integrados con EC y de favorecer la contratación para servicios y obras públicas a empresas que utilizan flotas de vehículos eléctricos. También podrían asegurar acceso a estaciones de recarga para VE en las oficinas para los empleados públicos. Llamando así la atención a la electromovilidad puede acelerar la penetración de VE, promover la competencia entre concesionarios de vehículos, bajar precios de los VE y hacer más rentable el negocio de las EC.

El informe identifica una serie de posibles fuentes de financiamiento para los subsidios, incluida el apoyo fiscal para la inversión en ES, la eliminación de los impuestos a las ventas o descuentos para reducir el precio de compra de los VE, los impuestos ambientales a los combustibles fósiles utilizados en el transporte, y la exención a las EC del pago de los cargos de electricidad relacionados con los gravámenes de políticas gubernamentales y de los cargos residuales de las redes.

Es llamativa la tensión que existe en la política peruana entre la promoción del uso del gas natural nacional en el transporte y los incentivos que impulsan los objetivos de electromovilidad. Una política fiscal medioambiental reflejaría las externalidades de los diferentes combustibles y ayudaría a evitar distorsionar las decisiones de los consumidores.

Finalmente, la experiencia internacional analizada demuestra que los países que promueven la electromovilidad generalmente han subvencionado las estaciones públicas de carga de vehículos eléctricos, los propios vehículos eléctricos o ambos. Es posible observar además que los montos de los subsidios desplegados en los países más ricos podrían ser difíciles de acomodar en Perú. En comparación con muchos países que promueven la electromovilidad, Perú tiene una concentración muy baja de vehículos eléctricos, o vehículos de cualquier tipo, en relación con su población o su superficie. Incluso con un crecimiento de los vehículos eléctricos que no pertenecen a flotas, esto dificultaría lograr una cobertura geográfica adecuada de las EC de acceso público para garantizar que los propietarios de vehículos eléctricos de batería pura no tengan dificultades para recargar dónde y cuándo sea necesario. Dicho todo esto, las anteriores recomendaciones han identificado modelos de carga comerciales, subastas públicas de franquicias de electrolineras y otras estrategias que ayudarán a mitigar estas dificultades facilitando en el futuro la deseada electromovilidad en Perú.

Introducción

Este borrador de informe final ha sido preparado en respuesta a los Términos de Referencia (TdR) de “Propuesta Regulatoria y Tarifaria para Estaciones Públicas de Carga de Vehículos Eléctricos”, emitida conjuntamente por el Banco Mundial y Osinergmin. Se trata de un encargo de 9 semanas con tres informes:

1. un informe de avance (4 semanas después del inicio de la consultoría fechada el 12 de abril de 2022);
2. un borrador de informe final (al final de la semana 7 del inicio de la consultoría); y
3. un informe final completo (al final de la semana 9 del inicio de la consultoría).

Las especificaciones principales de los TdR son las siguientes. En primer lugar, los consultores deben proponer medidas regulatorias y tarifarias para los niveles de carga 2 y 3 (el nivel 2 comprende instalaciones dedicadas en carga AC con potencia entre 7 y 20 kW, mientras que el nivel 3 corresponde a carga en DC con potencias superiores a 100 kW), en concordancia y complementariamente a las propuestas de Osinergmin dirigidas a la carga de nivel 1 (carga residencial con potencias entre 1 y 2 kW). En segundo lugar, los consultores deben analizar las diferentes opciones de carga de nivel 2 y 3, de carga residencial, en el lugar de trabajo, y carga pública de flotas, proponiendo medidas regulatorias y tarifarias, partiendo de la situación actual técnica, regulatoria y tarifaria del suministro eléctrico peruano y proponiendo opciones de implementación con participación pública y/o privada, incluyendo modelos de evaluación económica de las propuestas. En tercer lugar, deben referir a la experiencia internacional, en particular a Chile y Uruguay.

El presente informe responde a esos TdR, pero va más allá porque los desafíos de promover la electromovilidad requieren un enfoque no sólo en la reforma regulatoria y tarifaria, sino también en los modelos de negocios y los subsidios que viabilicen la inversión de carga de los vehículos eléctricos. Según lo anterior, una vez analizadas las reformas regulatorias y tarifarias necesarias, el informe analiza la relación entre los vehículos eléctricos y las estaciones de carga, ya que estas últimas no pueden ser económicamente viables sin una penetración adecuada de los vehículos eléctricos. Con vistas a la viabilidad económica desde la perspectiva de los inversores, se seleccionan y analizan ciertos tipos de estaciones de carga, así como diferentes modelos de negocio, que tienen el potencial de hacer una contribución importante a la electromovilidad en Perú. En particular, este análisis incluye un estudio cualitativo de las medidas para mejorar la viabilidad de las estaciones de carga.

El informe consta de cuatro capítulos además de esta introducción, las conclusiones y los anexos. El primero describe el contexto internacional y peruano, incluyendo un análisis del consumo energético del transporte en Perú, de los compromisos adquiridos en el marco del Acuerdo de París en lo que se refiere al transporte y el marco legal peruano del sector del transporte. El capítulo también analiza el marco legal de la electromovilidad en Perú y las metas fijadas para la penetración de los vehículos eléctricos. El mensaje clave es que Perú tiene metas ambiciosas hacia

la electromovilidad, pero la penetración de vehículos eléctricos es baja. Como en todos los países, la electromovilidad requiere apoyo gubernamental, sobre todo al principio de la transición.

El segundo capítulo define el modelo de evaluación económica que fundamenta los análisis realizados. Se trata de un marco analítico microeconómico, tipo rendimiento de la inversión (*Return on Investment, ROI*), enfocado en las decisiones clave de dos grupos de actores: 1) los potenciales compradores y usuarios de los vehículos eléctricos (consumidores) y 2) los potenciales propietarios y operadores de las estaciones de carga de vehículos eléctricos. El análisis se aplica por igual a la propiedad pública o privada de las Estaciones de Carga (EC⁴). Las inversiones en EC deben cubrir todos sus costos operativos y obtener un rendimiento del capital invertido acorde con el riesgo. Si tal objetivo no se pudiese alcanzar debido al costo actual y proyectado u otros factores, entonces el logro de los objetivos de electromovilidad de Perú se vería comprometido, y como consecuencia se deberían adoptar mecanismos de apoyo, o lo que es lo mismo, requerir subsidios para esta actividad. El capítulo termina identificando tres desafíos: 1) la reforma del marco regulatorio del sector eléctrico, 2) un nuevo diseño de tarifas eléctricas, y 3) las políticas públicas que, incluyendo subsidios y apoyo a ciertos modelos de negocio, permitan superar una barrera clave para la electromovilidad, en particular, el despliegue de la infraestructura de carga que la posibilite.

El tercer capítulo se enfoca en los dos primeros desafíos: las medidas regulatorias y tarifarias para apoyar un desarrollo eficiente de las opciones de carga de nivel 2 y 3. Este capítulo presenta la situación actual de la distribución y comercialización de electricidad en Perú y describe las reformas propuestas que se identifican en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco "Pilar 3: Innovación en distribución y comercialización minorista", en el contexto del proyecto "Modernización del sistema eléctrico peruano", junio de 2021, para una integración eficiente de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos.

El cuarto capítulo se centra en el tercer desafío, es decir, en la viabilidad económica de las estaciones de carga y la necesidad de políticas públicas de apoyo financiero con modelos de negocio que ofrezcan perspectivas de rentabilidad a los inversores. Este capítulo se centra en las estaciones de carga con un impacto importante sobre la electromovilidad: las estaciones de carga rápida, tanto públicas (electrolineras⁵) como privadas (flotas). Introduce elementos del modelo económico que estamos desarrollando para demostrar los determinantes de la rentabilidad de las EC. Analiza también de forma cualitativa la importancia de diferentes modelos de negocio, especialmente las

⁴ Las estaciones de carga pueden hacer referencia a tres tipos de infraestructura de recarga: a la recarga pública y rápida (Electrolineras), a la recarga lenta de vehículos eléctricos en el ámbito privado o público, y a la infraestructura de recarga privada que se integra con una flota de vehículos operados por el mismo agente.

⁵ Las electrolineras son las estaciones de recarga pública para las baterías de los vehículos eléctricos, con un funcionamiento que podría asimilarse al de una gasolinera convencional. Por su naturaleza, estas estaciones han de contar con cargadores semi-rápidos y rápidos que permitan la carga en un tiempo limitado. Fuente: <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/que-es-una-estacion-de-carga-o-electrolinera.html>

flotas, donde se puede integrar y optimizar la operación de las estaciones de carga y el uso de los vehículos. Finalmente, el capítulo aborda el tema de los subsidios con miras a optimizar el uso de los fondos públicos.

1. El Contexto de la Electromovilidad en Perú

El capítulo 1 de este informe resume los principales retos y objetivos de la movilidad eléctrica en Perú, además de las políticas relacionadas con la acción climática y más específicamente con el impulso a este tipo de movilidad. Este capítulo sirve para describir el contexto sobre el cuál se analizan y proponen las medidas regulatorias y tarifarias relativas a la carga pública de vehículos eléctricos. Sin embargo, el análisis de las estaciones de recarga está inextricablemente relacionado con el de compra y operación de los vehículos eléctricos, también desarrollado en este y posteriores capítulos del informe.

1.1. Consumo energético y emisiones del transporte en Perú

El transporte es una pieza clave de la transición energética de cualquier país. El transporte ocupa un papel relevante en cuanto a su consumo energético y emisiones asociadas. El transporte está relacionado con cada uno de los objetivos de desarrollo sostenible, siendo necesario para dar acceso a las necesidades básicas de la sociedad. Sin embargo, el sistema de transporte ha de mejorar la sostenibilidad para poder ser respetuoso con el medioambiente y el bienestar de las generaciones presentes y venideras.

El transporte es el sector que más energía demanda en un buen número de países, industrializados y en desarrollo. En Perú, el Balance Nacional de Energía 2019 asigna un 46.3% del consumo nacional al sector transporte. La situación es muy parecida en la Unión Europea y España, donde el transporte representa el 31% y 39.7% respectivamente. También lo es con el resto de los países latinoamericanos como Chile (36%) o Uruguay (27%, en segundo lugar).

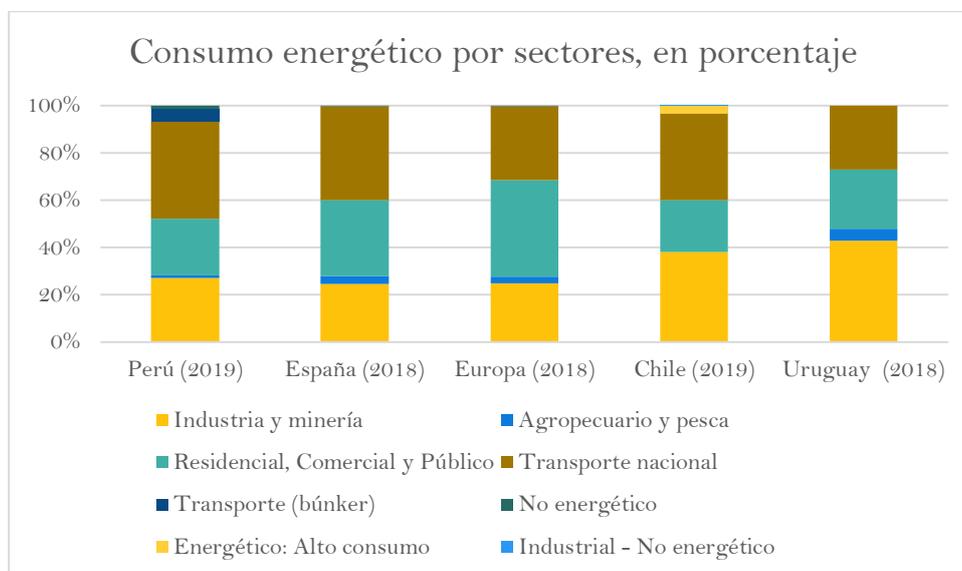


Figura 1-1. Consumo energético por sectores en varios países. Elaboración propia.

Al igual que en el resto de países, la mayoría de la demanda de transporte (tanto de pasajeros como de mercancías) sigue siendo satisfecha por el transporte rodado por carretera, el cuál plantea serios problemas para la descarbonización. A nivel mundial, el sector del transporte rodado representaba el 89% de la demanda energética del transporte, seguido del aéreo con un 7%.

Es por ello que la mayoría del consumo energético del transporte se basa en carburantes fósiles, y la energía eléctrica representa menos del 0.1% del total en el caso de Perú. Estos combustibles fósiles no sólo contribuyen en mayor medida a las emisiones globales de gases de efecto invernadero (causantes del cambio climático) sino que además empeoran notablemente la calidad del aire en los entornos donde circulan los vehículos, principalmente urbanos.

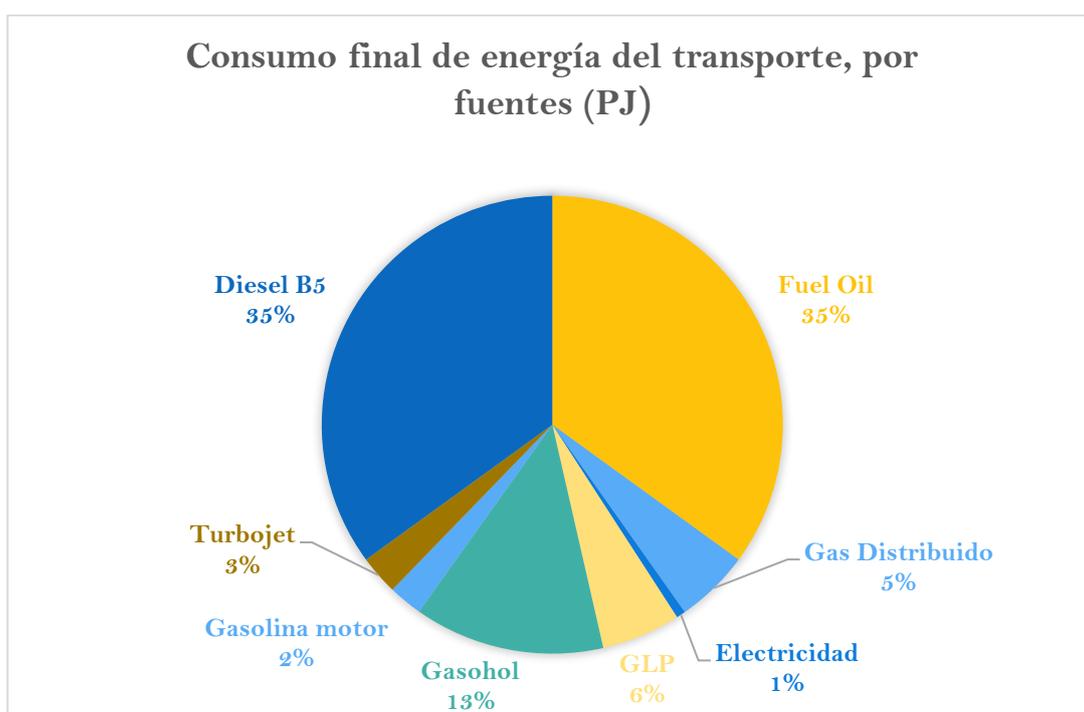


Figura 1-2. Consumo de energía final en el sector transporte en Perú, por fuentes de energía (PJ). Elaboración propia a partir de la Resolución Ministerial N°189-2021-MINEM/DM ⁶

Según los informes del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC), la relación entre la actividad humana y el calentamiento de la atmósfera es inequívoca y ya ha dado lugar a un calentamiento de 1°C en la superficie terrestre en comparación con niveles preindustriales. Para poder evitar las devastadoras consecuencias que el cambio climático tendría para la vida en la Tierra y alcanzar los objetivos de mitigación establecidos, se requiere una fuerte reducción de las emisiones antropogénicas, resultantes del sector transporte en un amplio número de países, y en particular en el caso que nos ocupa de Perú.

⁶ <https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/1992117-189-2021-minem-dm>

Como se indicaba anteriormente, el uso de combustibles fósiles también conlleva un fuerte empeoramiento de la calidad del aire en entornos urbanos donde se concentra el tráfico de personas y mercancías. La Organización Mundial de la Salud estimó en 2015 en 28.500 el exceso de mortalidad en Perú debido a la contaminación del aire, de las cuáles el 77% eran atribuibles a la contaminación exterior a la que contribuye en gran medida el transporte de combustión (el 23% restante se pueden atribuir a contaminación interior por una mala combustión o ventilación en el uso de combustibles fósiles para cocinar, mayormente en áreas rurales del país).

1.1.1. El Acuerdo de París y las NDC del Perú

Para poder aunar y hacer eficientes los esfuerzos por descarbonizar la economía mundial, nació el Acuerdo de París en la Conferencia de las Partes de las Naciones Unidas en 2015. El Acuerdo se aplica respetando los principios de equidad, de responsabilidad comunes pero diferenciadas, y teniendo en cuenta las capacidades de transformación de cada país. En este Acuerdo se establece que los firmantes (entre ellos Perú) han de aportar planes de acción climática conocidos como Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés).

Se fijan a la vez diversos mecanismos para poder garantizar el cumplimiento del Acuerdo: En primer lugar, se establece un ciclo de revisión cada 5 años que evalúa el estado de las acciones climáticas a las que los países se han comprometido en sus NDC, así como estableciendo nuevas metas más ambiciosas. También, los países más desarrollados prometieron movilizar anualmente 100.000 millones de dólares americanos a partir de 2020 para ayudar a los países en vías de desarrollo y pequeños estados insulares a cumplir sus objetivos climáticos. En tercer lugar, el Artículo 6 permite intercambiar o transferir las reducciones de emisiones entre países. Por último, el Mecanismo de Varsovia para Daños y Pérdidas refuerza el apoyo a países más vulnerables que sufran los efectos adversos del cambio climático intentando mejorar sus posibilidades de sumarse a la acción de mitigación y adaptación.

En Perú, en su Contribución Determinada a Nivel Nacional (GTM-NDC) se aprobó en diciembre de 2018 un plan de 91 medidas de adaptación y 62 medidas de mitigación, además de los insumos técnicos que guiarán la implementación de las NDC en 2030 en el país.

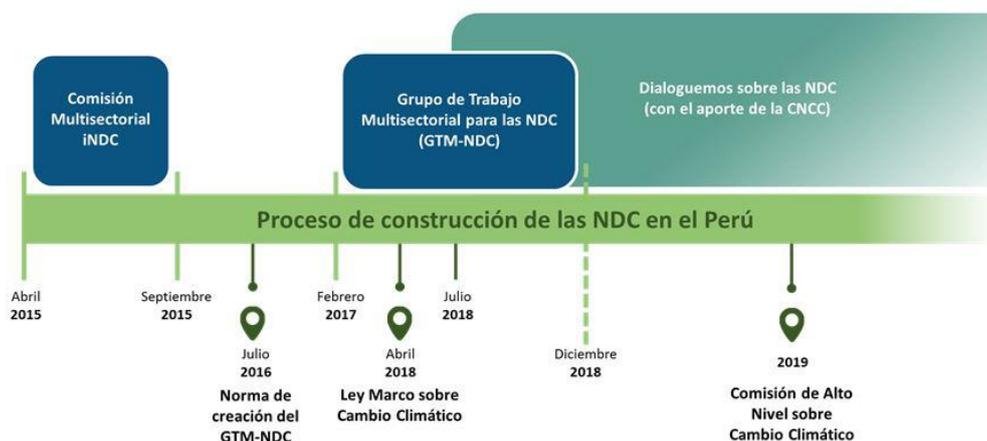


Figura 1-3. Hitos temporales en las contribuciones de Perú para el Acuerdo de París. Fuente: MINAM⁷

Las medidas del sector transporte elaboradas por el Ministerio de Transportes y Comunicaciones están agrupadas en 3 líneas de acción, que podrían agregar un potencial de reducción de emisiones de 1.08 Mt CO₂-eq para el año 2030.

- Transporte sostenible: sistemas integrados, transporte de masas y uso de fuentes energéticas más sostenibles.
 - Implementación de los Corredores Complementarios del Sistema Integrado de Transporte de Lima.
 - Operación del Metropolitano y ampliaciones. Implementación de las líneas 1 y 2 de metro de Lima y Callao.
 - Programa Nacional de Transporte Urbano Sostenible y Programa Nacional de Chatarreo y renovación vehicular.
- Eficiencia energética en el transporte: mejora de la eficiencia de los vehículos con el fin de ahorrar combustible.
 - Capacitación en conducción eficiente para conductores profesionales.
- Mejora de la infraestructura ferroviaria para reducir los tiempos de conexión terrestre e incentivar el cambio modal.
 - Proyecto de construcción del túnel “Transandino”
 - Mejora del servicio ferroviario Tacna-Arica
 - Rehabilitación integral del ferrocarril Huancayo-Huancavelica

Además de las medidas del Ministerio de Transportes y Comunicaciones, las propuestas por el Ministerio de Energía y Minas también afectan al sector transporte y en especial a la electromovilidad:

- Transporte sostenible (Combustión móvil):

⁷ <https://www.minam.gob.pe/cambioclimatico/ndc/>

- Promoción del gas natural vehicular para vehículos livianos
- Promoción del vehículo eléctrico a nivel nacional (Medida 6 del paquete): Esta medida con alcance nacional espera lograr la circulación de 6,707 ómnibus eléctricos y 171,359 vehículos ligeros eléctricos en 2030 (un 5% del parque vehicular).
- Eficiencia energética en el transporte:
 - Uso de combustibles más limpios
 - Promoción del gas natural licuefactado para el transporte de carga en el proyecto de masificación del gas natural
 - Etiquetado de eficiencia energética para los vehículos livianos

1.2. Marco legal de la acción climática en Perú relacionada con el transporte

En la siguiente tabla se detalla la legislación adoptada para concretar las acciones en materia de clima y medioambiente en el sector del transporte en Perú.

Tabla 1-1. Medidas de acción climática en Perú relacionadas con el transporte. Elaboración propia.

Año	Acción	Nomenclatura legal
2005	Ley General del Ambiente: plantea a los ciudadanos los derechos con relación a las consideraciones ambientales que garanticen un ambiente saludable equilibrado y apropiado. Por otro lado, plantea los deberes a los que las ciudades están obligadas para una efectiva gestión ambiental.	Ley N° 28611
2009	Política Nacional del Ambiente: instrumento con el objetivo de mejorar la calidad de vida de las personas mediante la garantía de existencia de ecosistemas saludables y sostenibles. Se hace también alusión al cumplimiento de los compromisos y oportunidades ambientales internacionales.	N°012-2009-MINAM
2012	Este Decreto Supremo modifica el Decreto N°47-2001-MTC que establece los límites máximos permisibles de emisiones contaminantes para vehículos automotores. Se hacen más estrictos tanto para vehículos existentes como nuevos, para los cuáles se establece una equivalencia con las Normas EURO (los vehículos matriculados después de 2017 han de cumplir la norma EURO III o superior).	N° 009-2012-MINAM

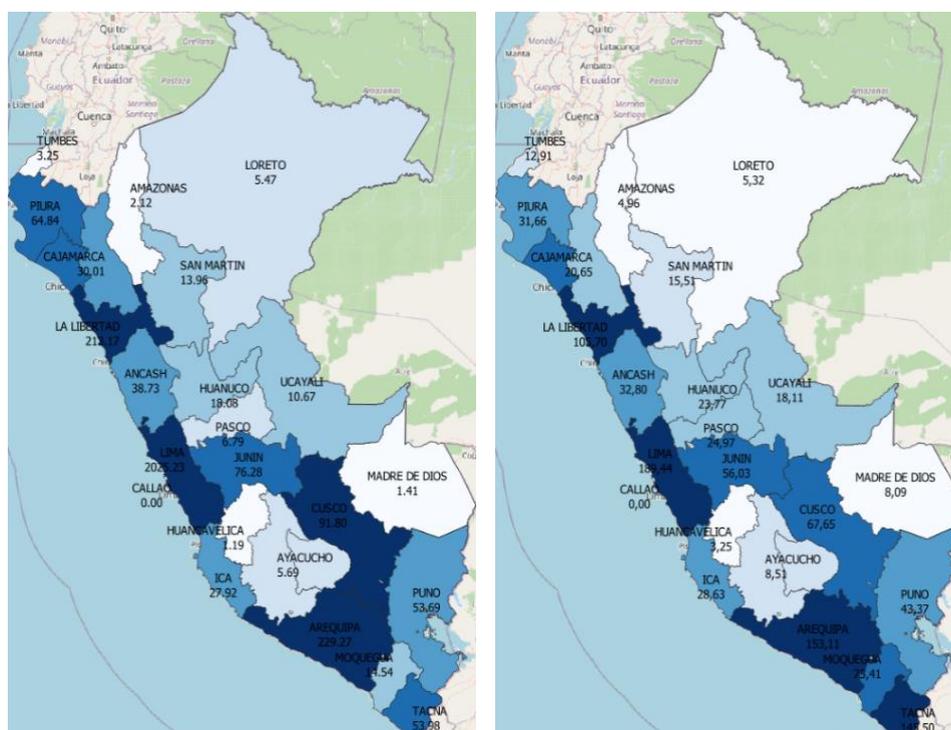
2014	Se aprueban las disposiciones para elaborar un Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INFOCARBONO), según lo previsto en la UNFCCC y el protocolo de Kyoto. En los informes anuales de GEI y sectoriales, el Transporte ocupa una posición prioritaria. En el 2016, el sector fue responsable del 41% de las emisiones derivadas del uso energético y alrededor del 12% de las emisiones totales del país.	N° 013-2014-MINAM
2015	Aprobación de la Estrategia Nacional ante el Cambio Climático, en la que se destaca el crecimiento del sector transporte en el total de emisiones y se plantea una estrategia de movilidad sostenible.	Decreto Supremo N° 011-2015-MINAM
2017	Se aprueban los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para el Aire. Se introduce el concepto de Zonas Prioritarias para proteger aquellos poblados cuya actividad económica se pueda ver comprometida por la calidad o posean una actividad vehicular importante.	N° 003-2017-MINAM
2017	Actualización de los límites máximos permisibles de emisiones atmosféricas para vehículos automotores. Se hacen todos los segmentos más restrictivos.	N° 010-2017-MINAM
2018	Ley Marco sobre Cambio Climático: establece los principios, enfoques y consideraciones esenciales para la coordinación y articulación de las medidas de adaptación y mitigación nacionales para el cambio climático. Tiene por objetivo reducir la vulnerabilidad del país ante los efectos adversos aprovechando los compromisos adquiridos dentro del Acuerdo de París. El Reglamento de esta Ley se aprueba en 2019, en el Decreto Supremo N° 013-2019-MINAM.	LEY N° 30754

1.3. Características del sector transporte en Perú

1.3.1. El desarrollo económico, la demanda de transporte y el parque de vehículos

En Perú, la amplia mayoría de los desplazamientos urbanos e interurbanos se realizan por carretera, y por lo tanto, también la mayoría del parque es de transporte rodado. En 2020, el parque total automotor estaba contabilizado en 3 070 700 vehículos. Con una población nacional de unos 32 687 998 habitantes, el índice de motorización se encuentra en torno a 93 vehículos por cada 1 000 personas. Este índice de motorización se aproxima a los países de la región, pero se aleja de otras zonas como la europea y la estadounidense con índices entre 500 y 1 000 vehículos por cada 1 000 habitantes (770 en EE.UU., 593 en España, 560 de media en la Unión Europea). Este hecho puede facilitar la renovación de la flota y la promoción del transporte público en un país donde su uso ya está ampliamente extendido, por otro lado, también pone de relieve la falta de acceso, en general, al transporte de la población.

Sin embargo, el parque automotor no está uniformemente distribuido por el territorio peruano, ni la densidad por habitante tampoco. Los Mapas de la Figura 1-4 muestran datos de parque total y de índice motorización para cada departamento de Perú en el año 2020, a partir de datos del INEI.



Las regiones con mayor número de vehículos motorizados y mayor densidad de vehículos por habitante (IM) son Lima, Arequipa, Tacna y La Libertad. De estos departamentos, Lima, Arequipa y La Libertad son también los tres primeros en PIB nominal (OCDE, INEI, 2020), siguiendo la relación positiva que encontramos entre el índice de motorización y el PIB de casi todas las regiones del mundo.

En efecto, el flujo de transporte suele guardar una relación positiva con el desarrollo económico de la región, motor de los desplazamientos de pasajeros hacia el trabajo y por motivos de ocio, así como del transporte de mercancías, producto de la industria de la región. La Figura 1-5 muestra la evolución del valor agregado bruto (VAB) del transporte en el país en relación con el PIB.

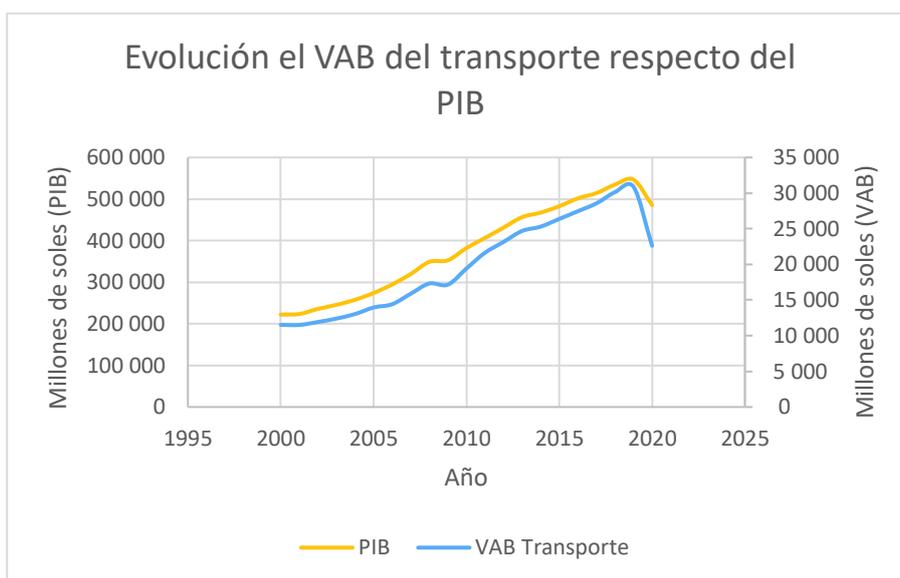


Figura 1-5. Evolución del Valor Agregado Bruto del sector transporte en Perú, comparado con la evolución del PIB nacional. Elaboración propia a partir de los datos de INEI.

A partir de los datos del INEI también podemos analizar los flujos de transporte en las diferentes regiones. De nuevo, el flujo de transporte interurbano de pasajeros se concentra en la zona de la costa, donde también es mayor el parque de vehículos. De esta manera, la región de la Lima aglutina un 38% de los viajes interurbanos y los tres primeros departamentos (Lima, Arequipa e Ica) superan el 50%.

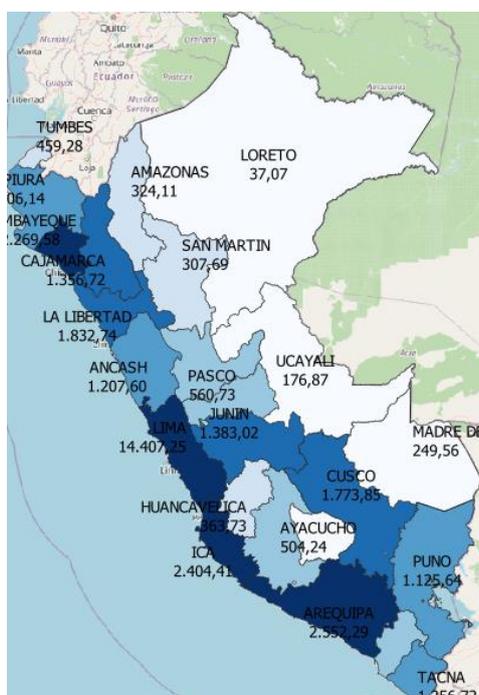


Figura 1-6. Número de viajes interurbanos por departamento (Miles de pasajeros). Elaboración propia a partir de los datos de INEI.

A partir de las proyecciones del PIB nacional del Perú es posible estimar la evolución del transporte, aunque la tendencia sea a desligar el desarrollo económico de la necesidad de transporte, o aún más importante, de la necesidad energética del transporte. Con una eficiencia creciente y un PIB también creciente, tendremos una evolución de la demanda energética cada vez mayor pero más lenta (más desligada).

1.3.2. El parque de vehículos convencional y electrificado

El parque de vehículos en Perú cuenta además de con el parque automotor, con una flota de trenes, embarcaciones y aviones. Después de los vehículos de transporte rodado, el parque naviero es el más grande, con una flota de más de 850 embarcaciones en 2020. La electromovilidad no queda restringida a los vehículos del parque automotor de carretera, sino que también puede ampliar su ámbito de acción al transporte marítimo de corta distancia y al parque ferroviario principalmente.

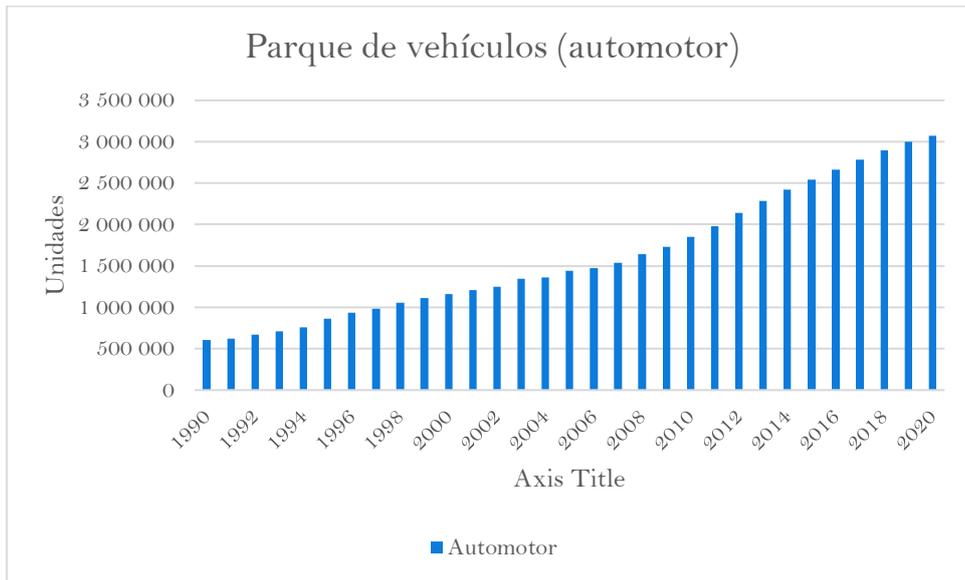


Figura 1-7. Tamaño del parque de vehículos automotor en Perú. Elaboración propia a partir de INEI.

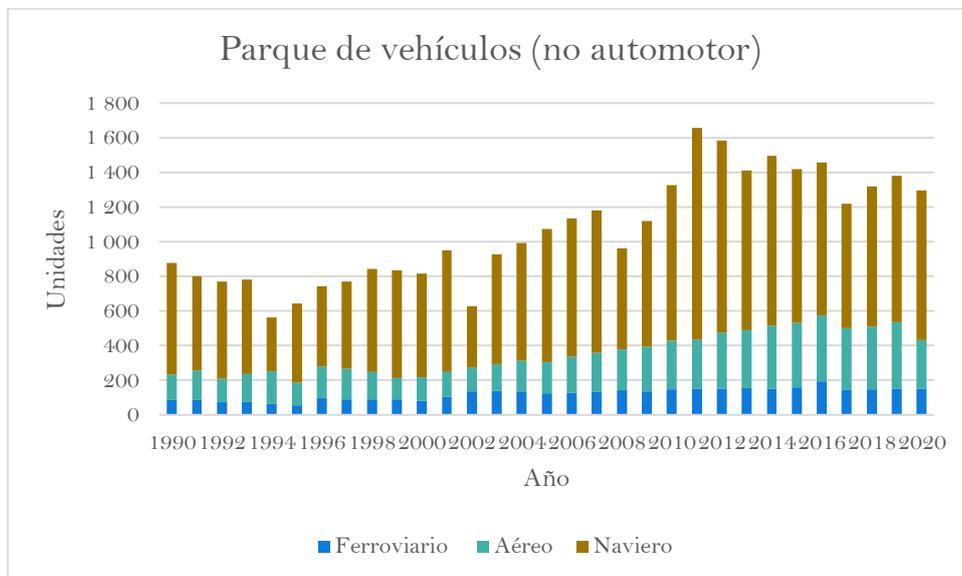


Figura 1-8. Tamaño del parque de vehículos ferroviarios, aéreos y navieros en Perú. Elaboración propia a partir de datos de INEI.

Sin embargo, de un total de 3,070,700 vehículos en el parque automotor total, se estima que tan sólo 160 de ellos sean vehículos eléctricos enchufables. Los datos de SUNARP son esperanzadores en cuanto a la rápida evolución en la penetración de vehículos electrificados, alcanzando ventas cercanas a los 1 500 vehículos en 2021. La aceptación de vehículos híbridos y de batería es cada vez mayor, gracias a los precios competitivos de venta y una acción conjunta de impulso a la movilidad eléctrica en el país.

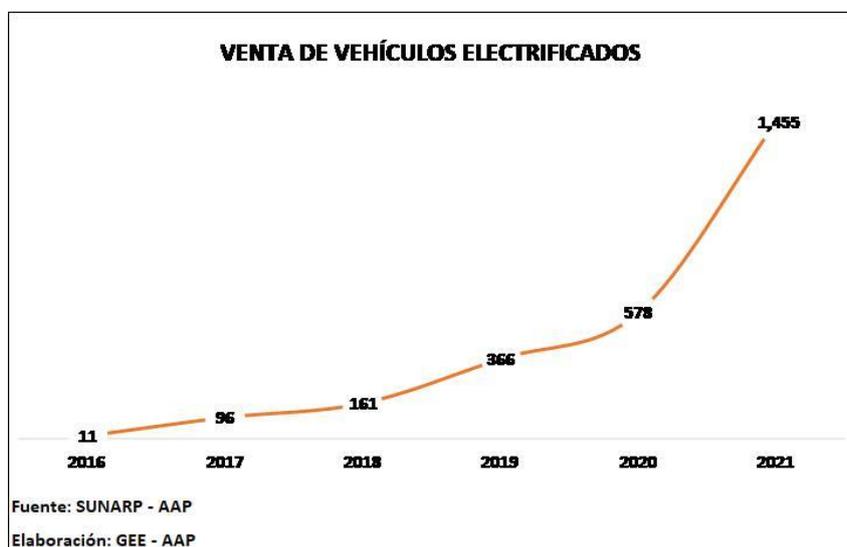


Figura 1-9. Número de ventas de vehículos electrificados (BEV, PHEV y HEV). Fuente: SUNARP⁹

A pesar de ello, se estima que el 94% de estas ventas de vehículos electrificados lo representan los vehículos híbridos no enchufables (HEV), más similares a los vehículos convencionales de combustión. En múltiples otras clasificaciones internacionales, estos vehículos inicialmente considerados como eléctricos han dejado de formar parte de las cifras, ya que no requieren infraestructura de recarga y simplemente suponen una mejora de la eficiencia energética de los vehículos de combustión (su única fuente de energía es fósil).

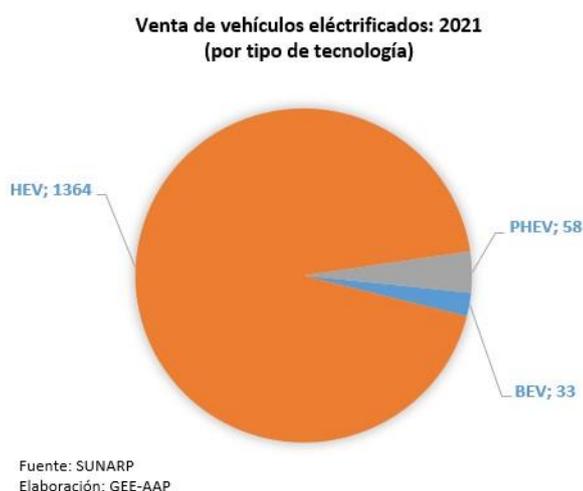


Figura 1-10. Venta de vehículos electrificados en Perú en el año 2021, por tecnología. Fuente: SUNARP

⁹ <https://aap.org.pe/sunarp-vehiculos-electricos-elecromovilidad-ventas-record-aap/>

Teniendo estos datos en cuenta, se estima que el parque de vehículos eléctricos enchufables de Perú haya llegado a unos 160 vehículos en 2021 siguiendo la evolución representada en la Figura 1-11 también exponencial.

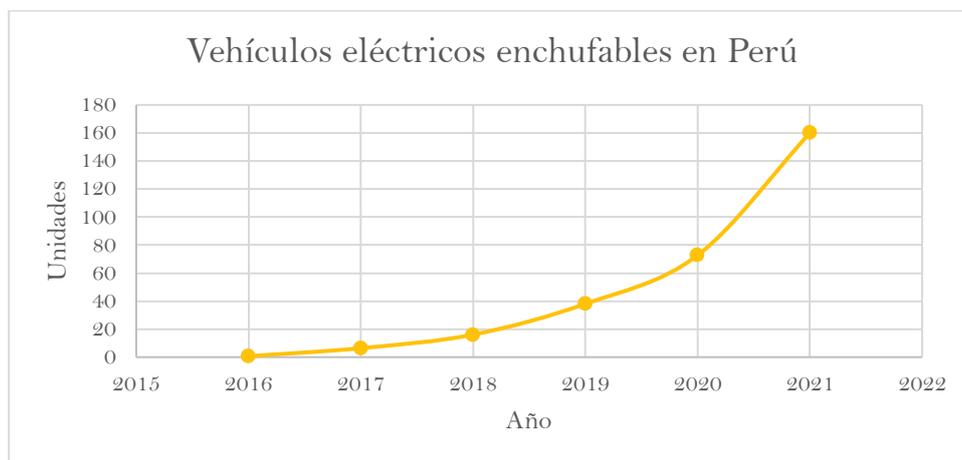


Figura 1-11. Tamaño del parque de vehículos electrificados enchufables en Perú. Elaboración propia a partir de los datos de SUNARP.

1.4. Marco legal de la electromovilidad en Perú

Con el fin de alcanzar los objetivos establecidos para el sector transporte y su contribución en la descarbonización del país, se han adoptado acciones para promover la electromovilidad en Perú, algunas en forma de objetivos y fomento de grupos de trabajo, otras con carácter legal vinculante. Estas acciones específicas de promoción de la electromovilidad comienzan a partir de 2018 y continúan hasta nuestros días con la implantación aún pendiente de un Plan Nacional de Electromovilidad.

Dividimos estas acciones entre aquellas que establecen objetivos y medios para la electromovilidad (O), y aquellas que establecen incentivos económicos (E). Dentro de las que establecen incentivos económicos, se diferencian tres líneas principales:

- A: Reducción de impuestos al vehículo eléctrico
- B: Incorporación de flota pública con propulsión eléctrica
- C: Mejora de la infraestructura de recarga eléctrica

Tabla 1-2. Medidas para la electromovilidad en Perú. Elaboración propia.

Año	Acción	Nomenclatura legal	Tipo de acción
2015	NAMA para el sector energía (Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación, por sus siglas en inglés). El NAMA- Transperú apunta a revertir la tendencia de emisiones en las áreas urbanas, con dos componentes básicos: la provisión de transporte público de calidad y la optimización de la flota de vehículos.		O
2018	Reducción del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) al 0% para los vehículos eléctricos e híbridos.	Decreto Supremo 095-2018-EF	E- A
2019	INACAL crea el comité técnico para la elaboración de un Reglamento Técnico, con el objetivo de elaborar las Normas Técnicas Peruanas (NTP) del mercado de vehículos eléctricos.		O
2019	Programa Nacional de Transporte Urbano Sostenible: Promover sistemas integrados de transporte en las ciudades con un enfoque de movilidad urbana sostenible.		O
2019	Estrategia de energía renovable, electromovilidad y combustibles limpios: se propone mejorar la adecuación del Reglamento Nacional de Vehículos para incluir las características de los vehículos eléctricos. Así como la aprobación de Normas Técnicas para las estaciones de carga.	Medida de Política 9.4, Decreto Supremo 237-2019-EF	E-A
2019	Bono de chatarreo: incentiva la retirada de vehículos más antiguos (más de 15 años) y la adquisición de vehículos más eficientes. Tiene por objetivo conseguir el achatarramiento de	Medida de Política 9.5, Decreto Supremo 237-2019-EF	E-A

	20.000 vehículos en 2025 y un total de 50.000 en 2030.		
2019	Decreto de Urgencia que establece el incentivo para el fomento del chatarreo, por el que se fijan los requisitos y montos para el achatarramiento de vehículos más antiguos.	Decreto de Urgencia N° 029-2019	E-A
2020	Establecimiento de la depreciación acelerada de vehículos eléctricos, de manera excepcional y temporal. Los vehículos eléctricos/híbridos comprados 2020 y 2021 se deprecian con un máximo de 50% a partir del ejercicio fiscal 2021. Esta medida intentaba otorgar una mayor liquidez en la coyuntura del COVID.	DL 1488	E-A
2020	<p>Aprobación de las disposiciones sobre la infraestructura de carga y abastecimiento de energía.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se define el servicio de carga de baterías para la movilidad eléctrica como un servicio de carácter comercial, de acceso público, que se presta a través de la infraestructura de carga, en condiciones de competencia a nivel nacional. • OSINERGMIN se encarga de la supervisión de la infraestructura de carga en cuanto a la calidad, seguridad y eficiencia del servicio prestado a los usuarios finales. OSINERGMIN también debe publicar el registro de titulares de infraestructura de carga y los precios de carga de las baterías. • Insta el desarrollo del Reglamento para la instalación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica, en el plazo de un año desde la aprobación de este DS. 	Decreto Supremo 022-2020-EM	E-C

2021	<p>Reglamento para la instalación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica. Se establecen cuatro modos de carga en función de la potencia y se clasifican las instalaciones nuevas o existentes entre públicas y privadas.</p> <p>También se establece la obligatoriedad de instalar puntos de recarga en edificios o conjuntos habitacionales.</p>	<p>Prepublicación</p> <p>Aún no aprobado en DS.</p>	<p>O,</p> <p>E-C</p>
2021	<p>Plan Nacional de Electromovilidad</p> <p>Se analiza la situación de la electromovilidad en Perú para elaborar recomendaciones sobre los incentivos para su promoción. Entre ellos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reducción del impuesto Ad-Valorem • Reducción del Impuesto General a Ventas e Impuesto de Promoción Municipal • Reducción del Impuesto al Patrimonio Vehicular • Impuesto a los combustibles por emisiones de CO₂ • Implementación de una tarifa eléctrica para la carga residencial de vehículos • Valoración de flotas eléctricas y flexibilidad de las concesiones para el transporte público • Inversiones para el desarrollo de la infraestructura • Normar la instalación de puntos de carga 	<p>Propuesta sin aprobar</p>	<p>O</p>
2022	<p>Plan nacional de masificación de infraestructura de carga (PNMIC)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Evaluación de costes de las infraestructuras de recarga 	<p>Hoja de ruta para el desarrollo de infraestructura, no vinculante</p>	<p>E-C</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • Valoración del número de estaciones necesarias en el Perú 		
2019	<p>Disposiciones para facilitar el desarrollo del mercado de vehículos eléctricos e híbridos y su infraestructura de Abastecimiento.</p> <p>Se definen los conceptos involucrados en la carga de vehículos además de los modos y tecnologías necesarias. Tiene por objetivo reducir el consumo de combustible fósil y contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero derivadas del transporte.</p> <p>Propone un desarrollo de propuesta normativa que afecta a las tarifas de recarga y el fomento de la infraestructura (interoperabilidad, registro nacional, etc.).</p>	Resolución Ministerial 250-2019-MINEM/DM	O, E-C

1.5. Objetivos de electrificación del transporte en el Perú

Dentro del compromiso de las NDC propuestas por Perú, encontramos objetivos de electromovilidad, con el fin de reducir la contaminación proveniente del parque automotor. En términos de parque, se considera la electrificación del **5% del parque automotor, sumando 6 707 ómnibus eléctricos y 171,359 vehículos livianos eléctricos en 2030. De estos vehículos livianos, alrededor de un 25% deberán ser eléctricos enchufables (BEV, PHEV), y un 75% híbridos no enchufables (HEV), siguiendo las cifras iniciales de las iNDC¹⁰.**

Si consideramos vehículos eléctricos sólo aquellos que consumen energía eléctrica y no los vehículos híbridos no enchufables (combustible fósil como única fuente), el objetivo planteado es realmente ambicioso y requiere de una acción conjunta entre el desarrollo del parque y el despliegue de la infraestructura de recarga, tal y como se plantea en el Plan Nacional de Electromovilidad, aún en fase de propuesta.

¹⁰ Las iNDC (Intended Nationally Determined Contributions) fueron definidas en 2013, posteriormente revisadas y modificadas en las NDC presentadas en 2018.

En el Plan Nacional de Electromovilidad¹¹ se consideran dos posibles escenarios de penetración del vehículo eléctrico, el escenario tendencial (Business-As-Usual) y el escenario más optimista y alineado con las NDC (High-Case):

- El escenario Business-As-Usual no considera políticas ni incentivos que puedan fomentar la demanda de vehículos eléctricos más allá de la exención del impuesto al consumo (ISC) para los vehículos de batería (BEV) actualmente vigente.
- El escenario High-Case considera una alta intervención del Estado para fomentar la penetración del vehículo eléctrico. Principalmente, considera las medidas fiscales:
 - Mantener la exención del ISC para vehículos de batería.
 - Exención por un período de 3 años (renovable hasta 6) del arancel de importación para vehículos eléctricos (AD Valorem).
 - Exención del impuesto general de ventas (IGV) durante los primeros 15 años y reducción del 9% en los 5 años siguientes.
 - Excepción del patrimonio vehicular por 3 años (renovable hasta 6).
 - Impuestos a la generación del dióxido de carbono de los combustibles fósiles, integrado al impuesto que grava los combustibles de la automoción.

Estos escenarios consideran una penetración del vehículo eléctrico en el parque del 1% y del 5% respectivamente, estando este último alineado con las NDC. Para poder extender el análisis hasta 2040, se considera una penetración en este año del 3% y del 15% respectivamente, a partir de las estimaciones de la IEA¹².

Tabla 1-3. Penetración del VE en Perú, según escenarios. Elaboración propia.

Escenario	Penetración EV en 2030 (%)	Penetración EV en 2040 (%)
Tendencial (BAU)	1%	3%
Optimista (High-Case)	5%	15%

El modelo que se utiliza en el Plan Nacional de Electromovilidad para evaluar la evolución del parque eléctrico a futuro se basa en un Modelo de Difusión de vehículos considerando:

Ventas de vehículos eléctricos tanto en países de Latinoamérica como en el resto del mundo.

Impacto de la demanda de los vehículos eléctricos (VE) por parte de personas con carácter innovador e imitador.

Se considera la paridad por categoría en ambos escenarios, a partir del análisis TCO.

En el modelo se estiman los parámetros llamados *coeficiente de innovación* (p) y *coeficiente de imitación* (q), a partir de la regresión no lineal para los valores históricos de ventas en Perú.

¹¹ https://aap.org.pe/descarga/electromovilidad/AAP_Plan_Nacional_de_Electromovilidad-completo.pdf

¹² <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>

$$n(t) = \left[p + \frac{q}{m} \times N(t-1) \right] \times [m - N(t-1)]$$

Figura 1-12. Modelo de ventas VE. Fuente: AAP

A partir de los cuales es posible estimar las ventas de años futuros, siguiendo la fórmula:

$$n_t = \frac{dN_t}{dt} = pM - pN_t + qN_t - \frac{q}{M} N_t^2$$

Figura 1-13. Modelo de ventas VE (2). Fuente: AAP

Donde M es el potencial de mercado, expresado en número de coches. Cada escenario contará con un potencial de mercado diferente, en función de la tasa de penetración del vehículo eléctrico en Perú. Se considera un parque automotor constante de 3 millones de vehículos en el país.

1.5.1. Evolución del parque eléctrico en los escenarios objetivo

Utilizando este modelo es posible proyectar la evolución del parque eléctrico en Perú hasta 2040. Cabe destacar que se toman como entrada los resultados del Plan Nacional de Electromovilidad hasta 2030 (año para que se proveen datos), y se imita la lógica del modelo hasta 2040.

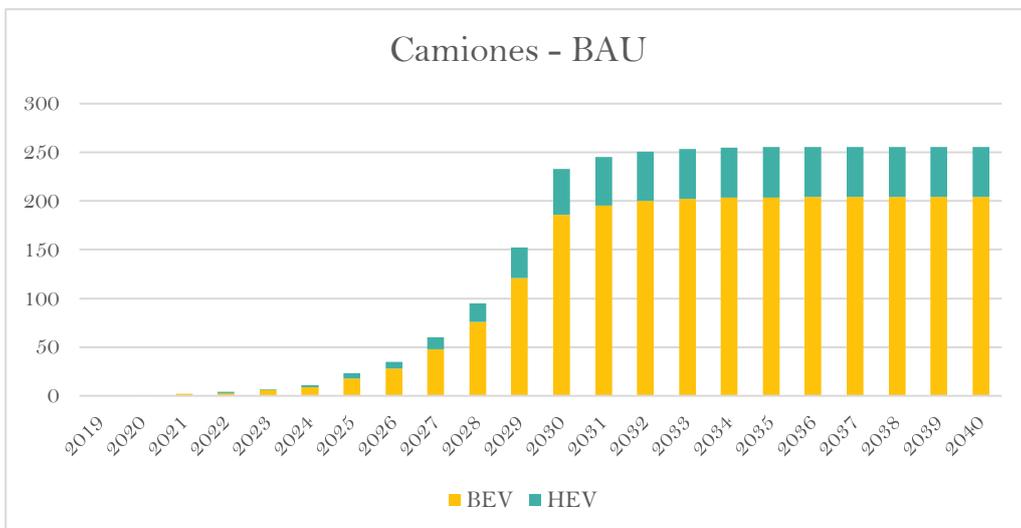
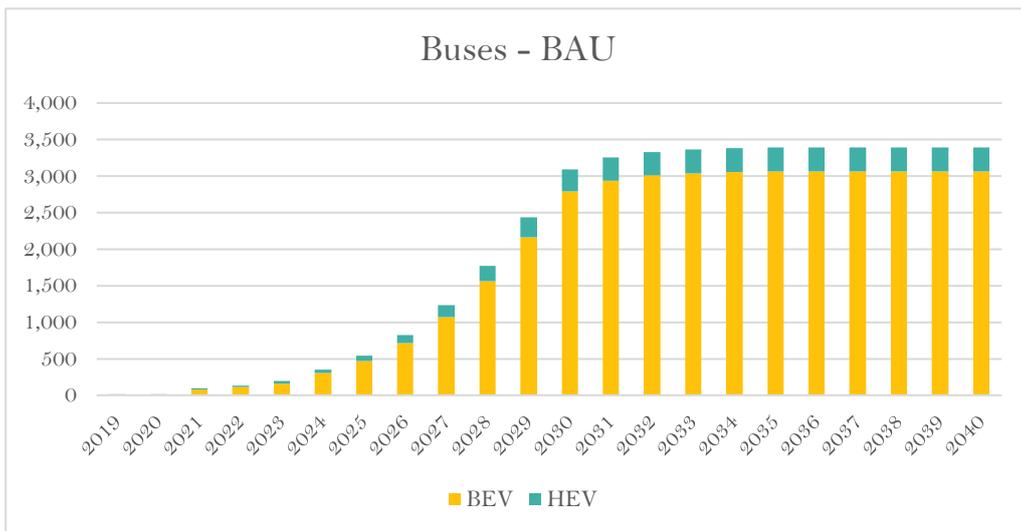
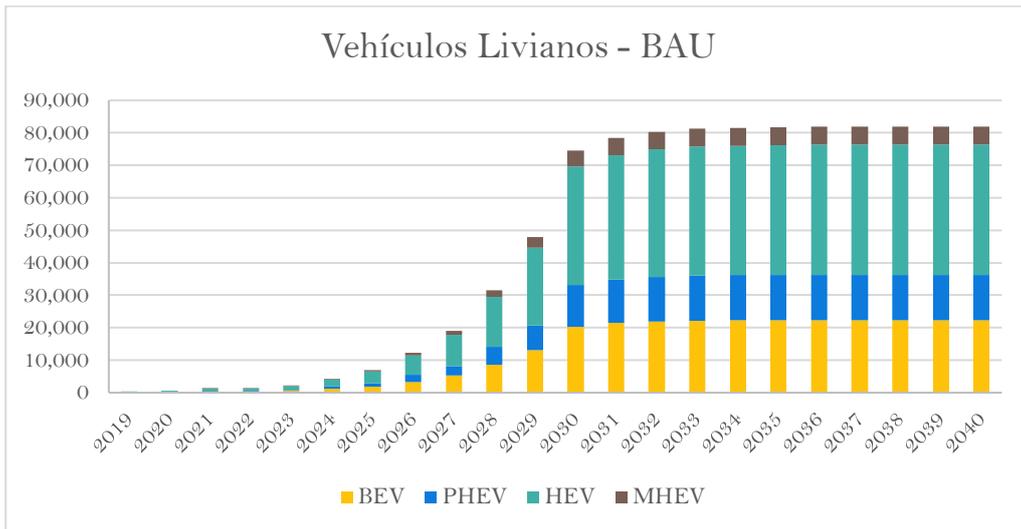
Los resultados de estos escenarios arrojan unos totales de vehículos eléctricos enchufables recogidos en la Tabla 1-4, alrededor de 10 veces mayor en 2030 y 20 veces mayor en 2040.

Tabla 1-4. Total de vehículos enchufables en Perú, proyectados hasta 2040. Elaboración propia.

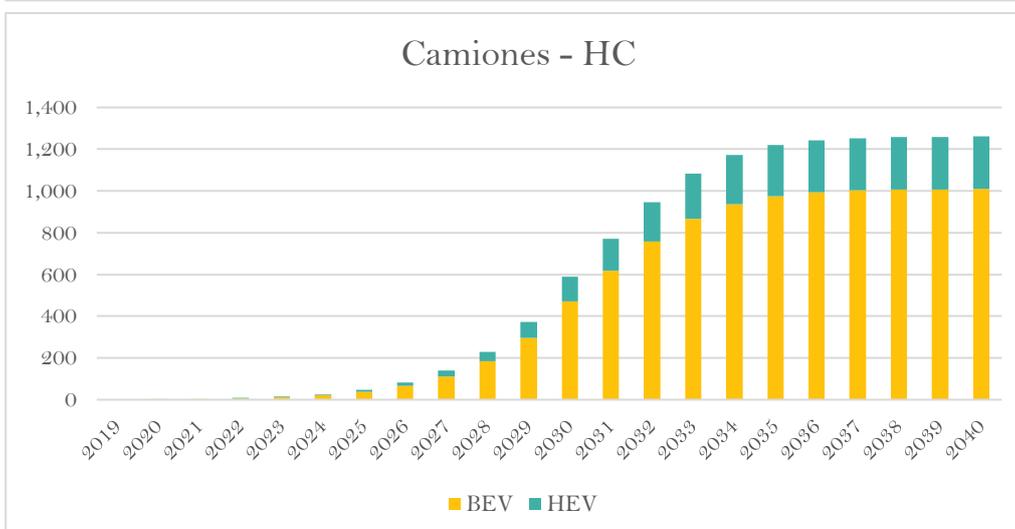
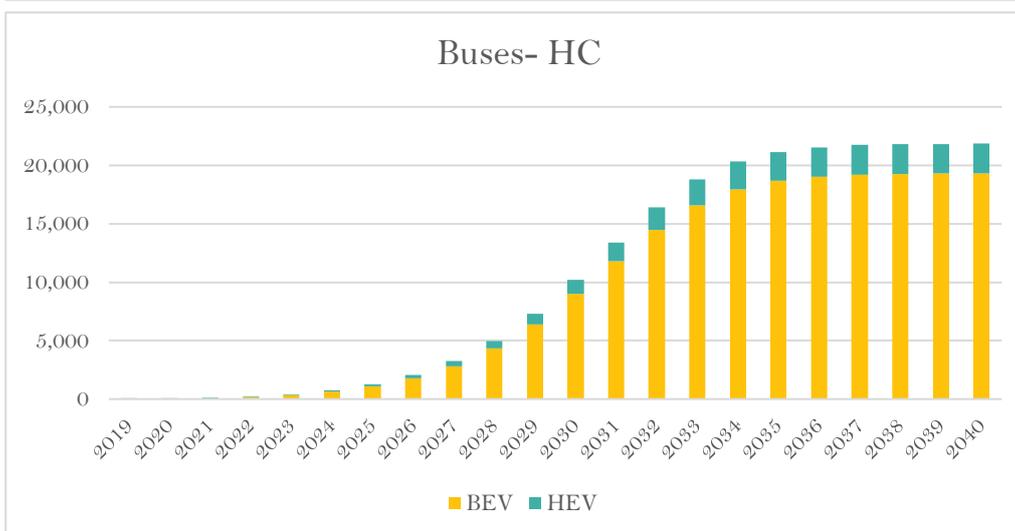
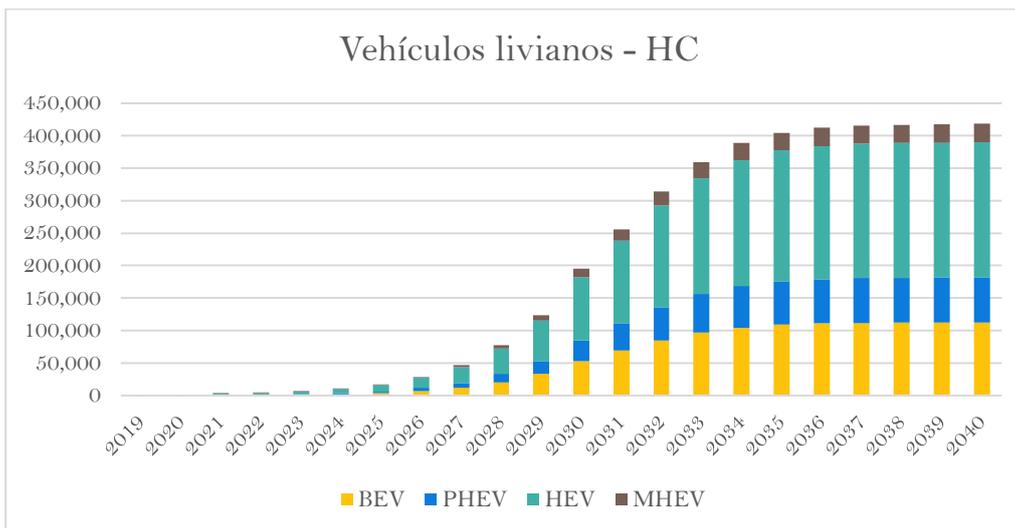
Año	Tendencial	Optimista
2016	1	1
2017	6	6
2018	16	16
2019	24	24
2020	37	37
2021	157	226
2022	601	832
2023	1,007	1,811
2024	2,309	4,079
2025	3,407	7,389
2026	6,295	13,515
2027	9,289	22,491
2028	15,778	37,566
2029	23,018	59,710
2030	36,070	94,389
2031	37,925	123,703
2032	38,842	151,629
2033	39,257	173,646
2034	39,438	187,851

2035	39,515	195,540
2036	39,547	199,218
2037	39,561	200,859
2038	39,567	201,565
2039	39,569	201,864
2040	39,571	202,081

Escenario Tendencial (BAU)



Escenario Optimista (High-Case)



Finalmente, creemos que es importante resaltar que el contexto para la electromovilidad en el Perú es favorable en al menos un aspecto importante, a saber, los costos relativos de generación de energía eléctrica y de los combustibles diésel y gasolina para motores de combustión. En cuanto a los costos de energía, Perú tiene ventajas en forma de energía hidroeléctrica, producción de gas doméstico y un potencial significativo para la generación solar y eólica. Por el contrario, como importador neto de petróleo crudo y productos refinados del petróleo, el Perú está expuesto a los precios del mercado mundial de esos productos básicos. Los costos operativos más bajos de los vehículos eléctricos en comparación con los vehículos ICE, compensarán los costos de adquisición de los VE y crearán el potencial para la penetración de los mismos, sobre todo cuando hay paridad en los costes de adquisición de los VE y los ICE. Como se explica en el resto de este informe, esta ventaja comparativa de los vehículos eléctricos en lo relativo al coste operativo se puede mejorar con medidas que respalden la competencia en la comercialización de electricidad y el diseño de las tarifas eléctricas para reflejar los costos marginales incurridos.

2. Marco teórico para el análisis de la viabilidad económica de la infraestructura de recarga

El Capítulo 2 presenta el marco conceptual que fundamenta el análisis económico de las inversiones en estaciones de carga (ECs) de los vehículos eléctricos. Se trata de un marco analítico microeconómico, basado en el retorno sobre la inversión (*return on investment*, o ROI, en inglés). Este marco ayuda a identificar y dimensionar las políticas públicas relacionadas con la electromovilidad en Perú al enfocarse en las decisiones clave de dos grupos de actores: 1) los potenciales compradores y usuarios de vehículos eléctricos (consumidores) y 2) los potenciales propietarios y operadores de las estaciones de carga de vehículos eléctricos. El análisis es válido y se puede aplicar tanto a las ECs de propiedad pública como de propiedad privada. Para alcanzar los objetivos de las políticas públicas para la electromovilidad en Perú, las inversiones en estaciones de carga deben cubrir todos sus costos operativos y obtener un retorno sobre la inversión acorde con el riesgo de la actividad. Si tal objetivo no se pudiese alcanzar debido al costo actual y proyectado u otros factores, entonces el logro de los objetivos de electromovilidad de Perú se vería comprometido, y como consecuencia se deberían adoptar mecanismos de apoyo, o lo que es lo mismo, requerir subsidios para esta actividad. Las decisiones sobre los destinatarios y las formas que pueden adoptar los subsidios pueden analizarse mediante un análisis de costo-beneficio.

2.1. Viabilidad económica de los vehículos eléctricos

Si bien el enfoque principal de este informe de consultoría se encuentra en los mecanismos regulatorios y tarifarios necesarios para motivar las inversiones en estaciones de carga necesarias para lograr los objetivos de electromovilidad de Perú, la microeconomía de todos y cada uno de los tipos de estaciones de carga depende de manera crítica de la cantidad, los tipos y el uso de los vehículos eléctricos que utilicen dicha infraestructura. Por lo tanto, este capítulo primero se centra en una revisión de los factores que afectan en las decisiones de compra y utilización de los vehículos eléctricos.

Para lograr los objetivos de la política gubernamental peruana con respecto a la penetración de los VEs a través de una inversión económica (sin subsidios) en dichos vehículos, los dos requisitos fundamentales son: 1) que el valor actual neto (VAN) de la compra del VE y sus costos operativos asociados sean inferiores a los de la alternativas de vehículos de motor de combustión interna (ICE); y 2) que los problemas de "inconveniencia" asociados con el uso del VE, a veces difíciles de cuantificar, como el tiempo de carga, la falta de cobertura de las estaciones de carga y la ansiedad del conductor ante la potencial falta de autonomía en el trayecto recorrido, no superen otros beneficios del VAN, quizás más cuantificables, de un VE.

Se ignora aquí la posible satisfacción por parte del propietario de un VE de que no está contaminando la atmósfera con CO₂ y emisiones de partículas, que los VE aceleran rápidamente, que son silenciosos u otras ventajas. Por el momento, también se ignora que el gobierno pueda favorecer el análisis comparativo del VAN del VE aumentando los impuestos sobre la compra de

vehículos ICE o sobre los combustibles fósiles, proporcionando acceso a estacionamiento preferencial o a carriles preferenciales de carretera, etc. Finalmente, se ignora otro obstáculo: aunque el VAN de un VE puede ser más bajo que el VAN del vehículo ICE, los precios de compra antes de impuestos (*sticker price* in inglés) del VE suelen ser más altos. Este “problema de financiamiento” podría aliviarse con programas de alquiler de vehículos eléctricos o de las baterías, por lo que también dejamos de lado este posible problema de flujo de caja.

Los problemas críticos para los potenciales compradores de vehículos eléctricos son los costos del vehículo a lo largo de su vida y los factores de conveniencia, a veces intangibles, asociados con la carga de un vehículo eléctrico. Se asume que los costos de cargar un vehículo eléctrico en una estación de carga con acceso público, en general, no estarán regulados, tal y como lo contempla la actual regulación peruana, con la que estamos de acuerdo. Solo los consumidores residenciales que cargan en casa con cargadores lentos (L1) enfrentarán los costos estipulados por las "tarifas" de electricidad reguladas, que básicamente deberían reflejar la causalidad de costos. Como se explica en el Capítulo 3, este informe recomienda que incluso, en una segunda etapa, a estos consumidores residenciales se les permita optar por la carga suministrada a precios del libre mercado. Estos precios de mercado podrán variar según la velocidad de carga (potencia solicitada), la ubicación (nivel de voltaje de la red donde está conectado el cliente), la hora del día y otros parámetros.

Una vez más, estos parámetros de velocidad de carga, ubicación y otros son detalles importantes, particularmente si las baterías del VE se integran en el futuro como una fuente de energía y de flexibilidad en el sistema de energía eléctrica. Sin embargo, estos aspectos quedan fuera del alcance de este capítulo sobre el marco analítico del análisis realizado.

2.2. Viabilidad económica de las estaciones de carga

En esta sección se hace hincapié en el hecho de que la cantidad de vehículos eléctricos dependerá en gran parte de la cantidad y las ubicaciones de las ECs y de los precios de carga; todos estos factores dependen de la viabilidad económica de los diferentes tipos y ubicaciones de las ECs.

En una primera estimación de los costes de una EC sin subsidio, es útil suponer por el momento que los costos de inversión y operación de las estaciones de carga, incluidos los costos del suministro de energía eléctrica a las mismas, se basan en los precios de la energía eléctrica en el mercado libre. Este supuesto es consistente con la opinión de que, para los usuarios de vehículos eléctricos que no sean pequeños consumidores de energía eléctrica atendidos por las empresas de distribución sobre la base de una tarifa regulada, las estaciones de carga en Perú, a diferencia de algunos otros países, como en Uruguay, son un negocio de servicios abierto a la competencia; estas empresas requerirán un ROI para sus inversiones de acuerdo al riesgo previsto de esta actividad.

En un escenario que prevea propietarios-operadores separados de VE y EC, los precios relevantes para la carga del VE en cualquier estación deben ser lo suficientemente altos para cubrir la compra de energía y otros costos operativos del propietario-operador de la estación de carga proporcionando un retorno adecuado sobre su inversión. Además, si se cumple el criterio de

conveniencia mencionado anteriormente, este requisito de retorno sobre la inversión debe cumplirse para un número significativo de tipos y ubicaciones de estaciones de carga.

Por lo tanto, la cuestión fundamental es si los ingresos de las estaciones de carga, menos los precios de libre mercado de los suministros de energía y los otros costos operativos de las estaciones de carga, generarían ganancias y el retorno de la inversión (ROI) suficiente para promover la penetración de vehículos eléctricos en cantidades que cumplan con los objetivos de las políticas públicas. Es necesario resaltar que podría ser posible transformar el criterio de ROI para ubicaciones individuales en un criterio agregado de rentabilidad para un conjunto de ubicaciones si, por ejemplo, el gobierno subastara, como un paquete, concesiones que incluyeran ubicaciones de estaciones de carga en lugares tanto de alto como de bajo tráfico.

2.3. Subsidios y otras intervenciones de política

Si los precios de suministro de la energía a las estaciones de carga en el mercado libre, junto con el resto de costos operativos y un rendimiento razonable de la inversión no pueden cubrirse con los precios de carga de los vehículos eléctricos que las personas, las empresas y otros compradores potenciales de vehículos eléctricos exigirían para hacer la compra y el uso de vehículos eléctricos, entonces se requerirán intervenciones para cumplir con los objetivos de las políticas públicas para la electromovilidad. Estos mecanismos de intervención pueden consistir en subsidios al capital invertido u a los costes operativos, y se pueden asignar a los propietarios de los vehículos eléctricos y/o a los inversores-operadores de las estaciones de carga.

La mayoría de los análisis realizados del ROI de estaciones de carga, siguiendo el marco esbozado anteriormente en muchos países, brindan una idea de los resultados económicos que probablemente también serán válidos para el caso de Perú. La mayoría de los estudios revisados, si no todos, sugieren que las EC independientes (que significa específicamente "no integradas económicamente con otras actividades") no son viables sin subsidios sustanciales en las primeras etapas de penetración de los vehículos eléctricos.

El marco conceptual del ROI descrito anteriormente puede ser particularmente útil para identificar los aspectos críticos, por ejemplo, analizar la oportunidad de encontrar situaciones donde se tengan volúmenes de carga relativamente altos distribuidos en un número relativamente pequeño de estaciones de carga. Estas situaciones o alternativas de EC podrían tener un impacto significativo en la electromovilidad y la reducción de emisiones, pero con un subsidio requerido menor que otras opciones de EC. Esto podría sugerir centrarse en áreas geográficas relativamente confinadas con un alto volumen de tráfico de vehículos ICE, como Lima y sus suburbios. Otro análisis posible sería en ECs para autobuses o flotas de vehículos comerciales que operan en rutas definidas o en áreas restringidas.

El caso de Tesla es un buen ejemplo de integración de la propiedad y operación de las EC con otra actividad comercial. Esta empresa, sin duda, considera sus actividades de carga como una parte integral de su negocio de venta de vehículos eléctricos con altos márgenes de beneficio. Otros

ejemplos podrían incluir cines, supermercados y otros centros que visualizan a las EC como oportunidades para atraer clientes adicionales que generen ganancias. Del mismo modo, las empresas de electricidad podrían decidir invertir en la carga de vehículos eléctricos para promover la electrificación y aumentar sus ventas de kWh.

En la misma línea e incidiendo en actividades complementarias, ampliamos el marco conceptual y analítico para incluir lo que sugerimos debería ser un enfoque central para Perú, a saber, casos en los que entidades, ya sean públicas o privadas, invierten y/o operan una cartera integrada de vehículos y estaciones de carga. Estas entidades integradas, que pueden ser flotas de autobuses, camiones o taxis, pueden diseñar, construir y operar un sistema integrado para optimizar la eficiencia general de la operación de los vehículos y los requisitos de carga asociados. Por ejemplo, pueden ubicar las EC en lugares específicamente diseñados para abastecer las necesidades de recarga de su flota de vehículos eléctricos.

Las flotas de vehículos ICE que en la actualidad son operadas centralmente son los principales consumidores de combustibles fósiles. Electrificar algunas de las flotas actuales de autobuses, taxis y vehículos comerciales ayudaría a Perú a cumplir con sus compromisos medioambientales y sus metas de electromovilidad.

2.4. Los tres desafíos de las políticas públicas para promover la inversión en estaciones de carga

Esta introducción al marco analítico proporciona la base para el resto del informe, que aborda tres de los principales desafíos de las políticas públicas para promover la electromovilidad y, en particular, para dinamizar las inversiones rentables en EC, sabiendo que se dispone de un presupuesto proveniente de las finanzas públicas limitado.

El primer desafío es asegurar que la regulación y la estructura del sector eléctrico apoye la competencia efectiva entre las ECs y que estas ECs tengan acceso a fuentes competitivas de electricidad. Suponiendo por ahora que no se necesitan subsidios, todos los propietarios de EC querrán obtener los suministros de energía eléctrica más competitivos. Esto implica que los propietarios deben tener la libertad de comprar electricidad a cualquier proveedor o de generar la energía ellos mismos. Esto tiene una serie de implicaciones desde el punto de vista de la regulación y la estructura del sector eléctrico de Perú, que se analizan en el Capítulo 3 de este informe.

El segundo desafío es que las tarifas eléctricas deben proporcionar señales de precios eficientes para todos los consumidores y cumplir con otras tres restricciones adicionales. La primera es que las tarifas no deben ser utilizadas para subsidiar la electromovilidad. Si se requieren subsidios, estos deben venir a través de mecanismos de apoyo transparentes que no impliquen distorsión de las señales tarifarias. En segundo lugar, las tarifas deben ser tecnológicamente neutrales en el sentido de que se aplican a todos los usos de la electricidad, sin distinción, que cumplan las condiciones de esa tarifa. En tercer lugar, los cargos regulados que resultan de otras políticas públicas, es decir, cargos que no reflejan los costos del sistema eléctrico, se deberían pasar al

presupuesto nacional o, en todo caso si continúan en la tarifa, minimizar su efecto distorsionador en las decisiones de los consumidores. El Capítulo 3 también aborda la reforma tarifaria de acuerdo con estos principios básicos.

El tercer desafío es desarrollar políticas para superar una barrera clave para la electromovilidad que es una infraestructura inadecuada de estaciones de carga. La experiencia internacional demuestra de manera convincente que la probabilidad de que las estaciones de carga sean rentables sin subsidios es baja durante los primeros años de penetración de los vehículos eléctricos. Puede haber ciertas ubicaciones y tipos de EC que pueden ser rentables. Sin embargo, es probable que sean excepciones. La política peruana debe enfocarse en aquellos tipos de EC donde los subsidios generan el mayor impacto en la electromovilidad. En cualquier caso, la financiación pública de las subvenciones inevitablemente tendrá límites y será fundamental desarrollar estrategias para minimizar la necesidad de subvenciones y asignar fondos a las EC con mayor potencial para reducir emisiones y cumplir los otros objetivos de las políticas medioambientales.

3. La distribución y comercialización de electricidad en Perú: situación actual y reformas para la integración de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos

Este capítulo presenta la situación actual de la distribución y comercialización de electricidad en Perú y describe las reformas propuestas que se identificaron en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco "Pilar 3: Innovación en distribución y comercialización minorista", en el contexto del proyecto "Modernización del sistema eléctrico peruano", junio de 2021, para una integración eficiente de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos.

Este capítulo es relevante para comprender el contexto actual y futuro de las principales actividades del sector eléctrico, distribución y venta minorista, relacionadas con el despliegue de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos (VE) en el Perú.

Bajo la regulación peruana, la infraestructura de carga de VE está conectada a las redes de distribución. Los propietarios de dicha infraestructura son usuarios finales que compran energía para el consumo propio o para el consumo dentro de sus instalaciones, bajo la modalidad de carga privada, o para prestar el servicio de carga de baterías para movilidad eléctrica, bajo la modalidad de carga con acceso público. En ambos casos los propietarios de la infraestructura de recarga acceden a la red eléctrica, pudiendo acogerse a una tarifa regulada o acceder al mercado libre dependiendo de su tamaño (según su potencia en kW), tal y como contempla la legislación actual.

El capítulo se divide en tres partes. En la primera se revisa el contexto actual de la distribución, comercialización y recursos distribuidos en Perú. En la segunda se identifican las reformas propuestas en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco que deben enmarcar el desarrollo futuro de la carga de VE. Finalmente, en la tercera parte se hacen las recomendaciones regulatorias y tarifarias siguiendo los principios de la reforma para un despliegue eficiente de la infraestructura de carga de VE.

3.1. La distribución y comercialización de electricidad en Perú: situación actual

3.1.1. Las compañías distribuidoras

En Perú, las empresas distribuidoras son responsables de las actividades de red, tanto de las redes de media como de baja tensión. También actúan como comercializadores en el segmento del mercado regulado, suministrando la energía a precios regulados a las categorías de consumidores definidas como reguladas, conectadas en su red. Los distribuidores también pueden actuar como comercializadores en el segmento del mercado libre donde compiten con los generadores. Sin embargo, son los generadores los que dominan claramente este mercado.

El mercado libre mueve alrededor del 60% de la energía en el país. Este 60% representa, sin embargo, menos del 1% de los usuarios (2000 de un total que es de alrededor de 7,6 millones en todo el país).

Existen 23 empresas distribuidoras en el Perú que construyen, operan y administran las redes de media y baja tensión. Hay una gran diversidad de contextos geográficos en los que las empresas de distribución se desempeñan. Estos contextos involucran tanto áreas urbanas como rurales, y cubren ubicaciones geográficas tan diversas como la costa, la montaña o la selva. En muchos casos, los distribuidores tienen que atender a consumidores muy dispersos en áreas remotas. Para considerar esta diversidad, OSINERGMIN define 5 sectores de distribución típicos de acuerdo con características físicas de las zonas (desde urbanas hasta rurales), incluyendo diferentes densidades de carga. El sector de distribución típico 5 corresponde a los sistemas eléctricos rurales (los llamados sistemas SER). Los SER se consideran sistemas rurales separados con tarifas que se calculan individualmente para cada SER.

Hay empresas de distribución privadas y públicas de propiedad del Estado. Enel Distribución y Luz del Sur son las privadas más grandes, distribuyen en Lima y poseen el 31% y el 28% de las ventas totales de electricidad, respectivamente. Debido a diversos factores, las empresas distribuidoras públicas estatales (con algunas excepciones) han tenido históricamente un desempeño muy por debajo de las expectativas (en términos de pérdidas, calidad del servicio, etc.). Como consecuencia de esta situación, se ha desarrollado una regulación particular para promover las inversiones en infraestructuras que deben acometer estas empresas distribuidoras públicas estatales.

Existe una gran diversidad de tamaños de empresas distribuidoras según el número de clientes suministrados. En Perú, el umbral a partir del cual una empresa de distribución se considera grande es de 50,000 clientes (8 empresas están por debajo de ese umbral).

Las tarifas de distribución se basan en el cálculo del VAD (Valor Agregado de Distribución). La remuneración de la distribuidora se implementa a través del esquema conocido como de precios máximos. El cálculo del VAD se realiza para cada empresa en base a la empresa modelo y teniendo en cuenta los sectores de distribución típicos atendidos.

En cuanto a la separación de actividades, el marco regulatorio peruano estableció la desagregación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad. Las actividades de generación y/o transmisión en el sistema eléctrico principal y/o distribución de energía eléctrica, no pueden ser realizadas por una misma empresa, holding o grupo de empresas, ni por ninguna persona o empresa que directa o indirectamente ejerza el control de la primera, salvo lo dispuesto en la Ley. Sin embargo, no se estableció la separación de la venta al por menor de otras actividades, en particular, la separación entre distribución y comercialización.

A pesar de esta regulación, la realidad ha demostrado que estas disposiciones no están exentas de excepciones. A día de hoy, hay algunos casos en los que las empresas de generación y distribución pertenecen al mismo grupo (Enel Generación y Enel Distribución, y Luz del Sur e Inland Energy).

La situación regulatoria en Chile, un país de contraste para este estudio, es muy similar a la que se ha descrito para Perú. En Chile existen 36 empresas distribuidoras en su mayoría de propiedad

privada. Por el contrario, en Uruguay, el otro país analizado en este estudio, la situación regulatoria es muy diferente, donde una empresa estatal, UTE, presta los servicios de generación, transmisión y distribución, exigiendo sólo la separación contable de actividades. En Uruguay sólo se permite la competencia en generación.

3.1.2. Los recursos energéticos distribuidos

En esta sección se revisa la legislación peruana correspondiente al acceso y conexión a la red de los recursos energéticos distribuidos (DER), en particular de la generación distribuida. Las condiciones establecidas para la conexión a la red de los DER y para la venta de excedentes de la generación distribuida, son de interés en el caso que nos ocupa de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos. La carga de VE es otra forma de DER que debe regularse convenientemente en los términos de acceso y conexión a la red y en la compra de energía en el mercado. En implantaciones de *vehicle-to-grid* (V2G), en un futuro a más largo plazo, también habría que regular las posibles inyecciones de energía desde las baterías a la red.

En cuanto a inversión y desarrollo de DER, la única regulación específica en Perú se refiere a la generación distribuida. El Decreto Legislativo N° 1221 que tiene como objetivo mejorar la regulación de la distribución para promover el acceso al servicio eléctrico, aprobado en 2015, estableció que:

- Los usuarios del servicio público de electricidad que dispongan de equipos de generación o cogeneración eléctrica renovable no convencional, hasta una potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen el derecho a autoconsumir o inyectar su excedente en el sistema de distribución (siempre que no afecte a la seguridad del sistema de distribución).
- La potencia máxima, las condiciones técnicas y reglamentarias y la definición de las tecnologías renovables no convencionales que puedan considerarse como generación distribuida, entre otros aspectos necesarios, se establecerán en la normativa específica sobre generación distribuida.

En 2018, a través del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), se publicó el borrador de la regulación de la generación distribuida. Este proyecto de Reglamento define básicamente dos tipos de generación distribuida:

1. Generación Distribuida Media (MGD): instalaciones con una potencia instalada superior a 200 kW e inferior a 10 MW, que se encuentran conectadas a la red de distribución de media tensión.
2. Microgeneración Distribuida (MCD): instalaciones propiedad de un usuario del servicio público de electricidad, que se encuentran conectadas a la red de distribución en baja o media tensión. La potencia máxima corresponderá a la capacidad contratada por el usuario y en ningún caso esta potencia máxima superará los 200 kW.

Para la MGD, el reglamento define aspectos relacionados con (i) la solicitud de información, (ii) el estudio de conexión y los requisitos para la aprobación del estudio de conexión, (iii) el acuerdo de conexión y operación, (iv) los costos de red y las pruebas de conexión requeridas, (v) las condiciones de operación, (vi) el régimen comercial y tarifario y (vii) la energía y la potencia firmes de la MGD (cabe señalar que estos requisitos son similares a los requeridos para la generación convencional).

Para la MCD, el reglamento es más simple, y sólo define aspectos relacionados con (i) la solicitud para el estudio de factibilidad y conexión, (ii) el acuerdo de conexión y operación y las pruebas requeridas y (iii) el régimen de operación comercial y tarifaria.

En la siguiente tabla se resumen las principales características del esquema actual para los dos tipos de generación distribuida.

Tabla 3-1. La normativa aplicable a los dos tipos de generación distribuida.

Características	MGD Generación Distribuida Media	MCD Generación Distribuida Micro
Potencia	Entre 200kW y 10 MW	Por debajo de 200kW
Conexión al sistema de distribución	Media tensión	Baja tensión
Estudio de conexión	A realizar por el interesado o por el distribuidor.	A realizar por el interesado.
Costes asociados a la adaptación de la red	Incremental. Financiado por el interesado.	Incremental. Financiado por el interesado.
Venta de excedentes en el mercado a corto plazo	Sí.	No. Los excedentes se netean con el consumo a lo largo de un año y se compensan como descuentos en las facturas de electricidad.
Venta de excedentes al mercado regulado	Sí. Pueden vender contratos de energía a empresas distribuidoras. Sujeto a requisitos de potencia firme (como otros generadores).	
Venta de excedentes en el mercado libre	Sí. Pueden vender contratos de energía en el mercado libre. Sujeto a requisitos de potencia firme (como otros generadores).	

3.1.3. La infraestructura de medición inteligente

El despliegue de la infraestructura de medición inteligente (AMI) está regulado en Perú a través del Decreto Supremo 018-2016-EM. Esta legislación establece la obligación de que las empresas distribuidoras presenten al regulador un plan de despliegue de AMI, considerando un horizonte temporal de ocho años para dicho despliegue. El Decreto también define dos características relevantes con respecto a la propiedad de los medidores y la recuperación de sus costos. A diferencia de la normativa vigente respecto a los dispositivos de medición convencionales, los contadores inteligentes serán propiedad de la empresa distribuidora, que se encarga de su instalación. Los costos de inversión y operación relativos a los nuevos medidores inteligentes se incluirán en el valor agregado de la distribución (VAD); por lo tanto, sus costos serán reconocidos y recuperados a través de tarifas de distribución.

El regulador incluyó algunos proyectos piloto de AMI en la última revisión tarifaria. En el marco de estos pilotos se han instalado casi 80.000 contadores inteligentes, lo que representa el 1% del total de los consumidores de electricidad en Perú.

Los contadores inteligentes permiten la implementación de tarifas por bandas de uso con diferencia temporal (punta, media, valle), y también la implementación de tarifas binómicas que cobran por separado la potencia (capacidad) y la energía consumidas.

Como se recomienda a lo largo de este informe, para promover la carga eficiente de vehículos eléctricos tratando de minimizar los impactos en el sistema eléctrico, tanto en aumento de inversiones como de costes operativos, se necesitan implementar tarifas avanzadas con bandas horarias y separación de cargos por potencia y por energía. De esta forma, estas tarifas reflejarán adecuadamente los costes incrementales del uso de la potencia y de la energía. La situación actual en Perú es aún muy incipiente en el uso de sistemas tarifarios avanzados. Por ejemplo, los clientes de baja tensión representan el 99,7% del total de usuarios finales. Sólo el 0,35% de ellos están actualmente expuestos a tarifas binómicas. Los clientes de baja tensión con tarifas binómicas se distribuyen de la siguiente forma: en zonas urbanas (74%), en zonas rurales (19%) y en zonas urbano-rurales (7%).

3.1.4. Las tarifas eléctricas

El régimen tarifario del Perú está diseñado para recuperar los costos totales de la prestación del servicio eléctrico en cada uno de los tres segmentos: generación, transmisión (redes de transmisión y subtransmisión) y distribución (redes de distribución de media y baja tensión). La formación de los precios de la electricidad para el usuario final se compone de la adición de estos tres componentes. El regulador utiliza una metodología diferente para asignar los costos de cada una de estas componentes a los usuarios. Además de las tres componentes de generación, transmisión y distribución, las tarifas también incluyen subsidios cruzados entre consumidores, como el fondo de compensación social eléctrico (FOSE) que se analizará más adelante.

La legislación del sector clasifica a los usuarios en libres y regulados en función de su demanda eléctrica máxima anual:

- Los usuarios con una demanda de hasta 200 kW se consideran usuarios regulados.
- Los usuarios con una demanda superior a 200 kW y hasta 2.500 kW pueden optar por ser usuario regulado o usuario libre. En la práctica un gran número de estos usuarios optan por ser regulados, comprando su energía a la tarifa regulada.
- Por último, los usuarios con demandas superiores a 2.500 kW se consideran usuarios libres.

Esta misma clasificación de los usuarios, se puede encontrar tanto en Chile como en Uruguay. En Chile por encima de 5,000 kW se consideran usuarios libres, y entre 500-5,000 kW son usuarios que pueden estar en el mercado regulado o adscribirse al mercado libre por un período de 4 años mínimo. En Uruguay, el umbral para poder optar al mercado libre es de 10 kW y 500 MWh de consumo anual, bastante más bajo que en Chile o Perú.

En cuanto a la componente de generación en la tarifa, los usuarios libres pueden contratar directamente con un generador o distribuidor el precio de su suministro, es decir pueden negociar la componente de generación de la tarifa, mientras que para los usuarios regulados la componente de generación de la tarifa es establecida como una tarifa regulada por OSINERGMIN.

El precio regulado a nivel de generación, calculado por OSINERGMIN, es el promedio ponderado de los precios de las barras o nudos de suministro (precio en barra), los precios de los contratos acordados bilateralmente por las distribuidoras y los precios de los contratos resultantes de las subastas a largo plazo donde también compran el suministro las distribuidoras (más un incentivo para las ofertas anticipadas, es decir cuando se compra con años de antelación la energía). Este precio promedio ponderado se conoce como PNG (Precio a Nivel de Generación) y está condicionado principalmente por las subastas a largo plazo antes mencionadas, que representan más del 85% del costo de generación que pagan los usuarios regulados. Un inconveniente importante de esta metodología de asignación del costo de generación basada en contratos es que el consumidor final está casi completamente aislado de las señales de corto plazo del mercado spot. Por lo tanto, este sistema de fijación de precios no incentiva una respuesta eficiente de aquellos consumidores que disponen de recursos flexibles y que podría ser beneficiosa, tanto para ellos como para el sistema de generación en su conjunto, disminuyendo tanto los costes de inversión como de operación.

Las tarifas de transmisión y distribución están reguladas y OSINERGMIN establece la metodología para su cálculo y las actualiza anualmente. Estas tarifas aplican tanto a los usuarios regulados como a los usuarios libres, los cuales no pueden negociar estas tarifas. También es importante destacar que los contratos de suministro, entre los usuarios libres (como clientes) y

los generadores o distribuidoras (como suministradores) tienen que desagregar claramente los precios aplicados para la potencia y energía de generación de los otros cargos regulados de transmisión y distribución que corren por cuenta del cliente. En estos contratos se listan estos cargos regulados, pero se refiere a la metodología y valores fijados por OSINERGMIN, sin incluir los valores explícitos de los mismos.

Si el formato de la tarifa lo permite, los cargos de transmisión y distribución se asignan en función de la demanda del consumidor coincidente con la máxima demanda del sistema (medida durante las llamadas horas pico, definidas por el MEM, de 6:00 p.m. a 11:00 p.m.).

Una de las principales preocupaciones en la última década ha sido la adición progresiva de otros cargos, regulados o tasas, distintos de los costes de redes, a la tarifa de transmisión. Dado que la tarifa de transmisión es pagada por todos los usuarios, tanto regulados como libres, se ha visto como el canal para asignar costos regulados de diferente naturaleza que deben ser asumidos por todo el sistema. Muchas de estas fuentes de costos están asociadas a regulaciones especiales promulgadas para promover algunos proyectos y tecnologías específicas, por ejemplo, entre otras, el cargo para compensar a los generadores de electricidad que utilizan gas natural como combustible por el pago que tienen que hacer al Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), o el cargo destinado a recuperar el costo asociado a las primas, como esquema de apoyo, que se pagan a los generadores que operan con Recursos de Energía Renovable (RER). Agregar estos costos resultantes de políticas energéticas o medioambientales a la tarifa puede distorsionar las señales eficientes de precios, haciendo que la electricidad sea más cara de lo que realmente es (en comparación con otros recursos energéticos competidores) y debilitando los incentivos para la flexibilidad de la demanda (consumir menos cuando los precios son altos y más cuando son más bajos).

Las tarifas de distribución dependen de la ubicación del usuario final dentro de la red, distinguiéndose por niveles de tensión. Se aplica un modelo en cascada para la asignación de los costos de la red. Se considera una cascada que comienza aguas arriba en la generación, luego pasa por la transmisión y la subtransmisión, y finalmente termina en la distribución (media y baja tensión). De esta manera, un gran usuario conectado al sistema de transmisión de alto voltaje pagará solo los cargos de generación y transmisión. Un pequeño usuario residencial pagará la cadena de todos los cargos hasta su punto de suministro en la red de baja tensión.

Los cargos de distribución se calculan a partir del valor añadido de distribución de la red de media tensión (VADMT) y del valor añadido de distribución de la red de baja tensión (VADBT). El usuario conectado a la red de MT pagará el VADMT, mientras que el usuario conectado a la red de BT pagará el VADMT y el VADBT. Los cargos/tarifas de distribución se recalculan cada cuatro años y se actualizan todos los años. El proceso de revisión tarifaria se basa en estudios de evaluación de costos eficientes realizados por las empresas distribuidoras y revisados por OSINERGMIN.

Del mismo modo que para la tarifa de transmisión, los cargos de distribución se asignan a la demanda del consumidor coincidente con la máxima demanda en la red de distribución.

Dependiendo de las opciones tarifarias, cada uno de los componentes de costos antes mencionados (generación, transmisión y distribución) se asigna a través de cargos fijos (\$/consumidor), cargos de potencia o capacidad (\$/kW) y cargos de energía (\$/kWh). En algunas opciones de tarifas, los cargos de potencia y energía se segregan por dos bandas horarias: horas de punta (18-23 h) y horas fuera de punta.

El cuadro tarifario de las diferentes opciones que tienen los clientes regulados en el Perú se divide según el nivel de tensión al que está conectado el consumidor. Los usuarios conectados en redes de baja tensión (BT), es decir por debajo de 1 kV, y los usuarios conectados en redes de media tensión (MT), es decir entre 1 y 30 kV. Los usuarios conectados en redes de alta tensión, superiores a 30 kV, se consideran usuarios libres y no se incluyen en esta clasificación. Cada grupo tarifario de BT o MT, se divide a su vez en subgrupos, de acuerdo con los diferentes cargos de potencia o energía y el nivel de diferenciación temporal de los mismos. Las principales opciones tarifarias para usuarios regulados actualmente disponibles en Perú se presentan en las Tablas 3-2 y 3-3.

Se puede observar, en la Tabla 3-3, que las opciones tarifarias varían desde las que tienen hasta siete cargos diferentes (MT2 o BT2) hasta las que tienen solo dos cargos (BT5B, para usuarios residenciales de bajo consumo, una de las opciones tarifarias más aplicadas).

Tabla 3-2. Estructura tarifaria para usuarios regulados en Perú. Clasificación a partir de OSINERGMIN.

Grupo MT Media tensión 1 < V < 30 kV	MT2	Energía pico y fuera de pico + potencia pico y fuera de pico
	MT3	Energía pico y fuera de pico + potencia máxima
	MT4	Energía total + potencia máxima
Grupo BT Baja tensión V < 1 kV	BT2	Energía pico y fuera de pico + potencia pico y fuera de pico
	BT3	Energía pico y fuera de pico + potencia máxima
	BT4	Energía total + potencia máxima
	BT5A	Energía pico y fuera de pico
	BT5B	Energía total
	BT5C-AP	Energía total (alumbrado público)
	BT6	Potencia máxima
	BT7	Energía total (prepago)
	BT8	Energía total (suministro rural con energía fotovoltaica)

Tabla 3-3. Cargos aplicados en la estructura tarifaria peruana.

Opción tarifaria	Cargo fijo [\$/mes]	Cargo de energía reactiva [\$/kVARh]	Cargo de energía [\$/kWh]		Cargo por potencia [\$/kW-mes]	Cargo por distribución [\$/kW-mes]	
			Pico	Fuera de pico		Pico	Fuera de pico
MT2	Cargo fijo	Cargo de ER	Pico	Fuera de pico	Pico	Pico	Fuera de pico
MT3	Cargo fijo	Cargo de ER	Pico	Fuera de pico.	Cargo por potencia	Cargo dist.	
MT4	Cargo fijo	Cargo de ER	Cargo de energía		Cargo por potencia	Dist. charge	
BT2	Cargo fijo	Cargo de ER	Pico	Fuera de pico	Pico	Pico	Fuera de pico
BT3	Cargo fijo	Cargo de ER	Pico	Fuera de pico	Cargo por potencia	Cargo dist.	
BT4	Cargo fijo	Cargo de ER	Cargo de energía		Cargo por potencia	Cargo dist.	
BT5A	Cargo fijo	-	Pico	Fuera de pico	-	-	
BT5B	Cargo fijo	-	Cargo de energía		-	-	
BT5C	Cargo fijo	-	Cargo de energía		-	-	
BT6	Cargo fijo	-	-		Cargo por potencia	-	
BT7	Cargo fijo	-	Cargo de energía		-	-	
BT8	Cargo fijo	-	Cargo de energía		-	-	

Una vez definidos los costes a recuperar, se asignan a cada opción tarifaria en función de los cargos considerados. El hecho de que, por ejemplo, sólo determinadas opciones tarifarias tengan un cargo de distribución explícito no significa que sólo esos usuarios paguen los costes de distribución. Las otras opciones de tarifas tienen los costos de distribución incluidos en otros cargos, ya sean de energía o de potencia.

Además, debe observarse que, también cuando no existe una diferenciación horaria para los cargos de energía o de potencia (MT3, MT4, BT3 y BT4), este último, es decir, el cargo de potencia puede variar, como se explicó anteriormente, dependiendo de si la demanda máxima del usuario coincide con la demanda máxima del sistema durante las horas punta (de 18:00 a 23:00) o si la misma tiene lugar fuera de las horas punta. Ciertas opciones de tarifas residenciales están restringidas a algunos usuarios dependiendo de su demanda de energía. Por ejemplo, solo los consumidores con una demanda inferior a 20 kW pueden incluirse en la opción de tarifa BT5B.

Como en muchos otros sistemas eléctricos en todo el mundo, los consumidores residenciales en Perú pagan la suma de un cargo volumétrico (\$ / kWh) y un pequeño cargo fijo. El cargo fijo recauda los costos asociados con el restablecimiento y mantenimiento del suministro eléctrico, el alumbrado público, el aporte establecido por la Ley N° 28749, y también los costos asociados a la lectura y tramitación y emisión de facturas. Este diseño tarifario prioriza la simplicidad sobre la eficiencia en el proceso de asignación de costos, un enfoque que no es adecuado en el nuevo contexto de incremento en la penetración de DER y consumidores flexibles, en particular, para las instalaciones de carga de vehículos eléctricos tanto públicas como privadas.

En el informe “Contratación del servicio para revisar la Norma de opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final”, Mercados Energéticos Consultores, marzo 2022, se da información detallada actualizada sobre las tarifas descritas para usuarios regulados y las fórmulas tarifarias. Por ejemplo, la siguiente tabla presenta el listado completo de todas las opciones y el número de clientes acogidos a cada una de estas opciones.

Tabla 3-4. Opciones tarifarias y número de clientes acogidos a cada opción en 2021.

Opción Tarifaria	Clientes
BT2	2.172
BT3FP	8.365
BT3P	3.491
BT4FP	8.335
BT4P	3.704
BT5A	2.106
BT5B	7.517.412
BT5BNR	507.823
BT5C	19.381
BT5D	263
BT5E	144
BT5ENR	654
BT6	21.905
BT7	96.766
BT8	236.394
MT	2.605
MT2	4.149
MT3FP	5.656
MT3P	4.211
MT4FP	3.231
MT4P	2.170
TOTAL	8.450.937

En el mismo informe se recomienda reducir el número de estas opciones y se proponen dos tarifas avanzadas para ser implantadas con medición inteligente. Las dos tarifas se identifican como MT2-MI y BT2-MI. La tarifa MT2-MI se propone para usuarios conectados a la red de media tensión (MT), mientras que la tarifa BT2-MI se propone como obligatoria para usuarios de potencia superior a 20 kW y conectados a la red de baja tensión (BT). Dichas opciones pueden

servir de base como punto de partida para discutir y recomendar nuevas opciones tarifarias para la carga de vehículos eléctricos, por ello, a continuación, se describen más en detalle.

Ambas tarifas presentan la misma estructura de cargos ya comentada de las actuales tarifas MT2 y BT2, diferenciando los cargos de energía y de potencia del uso de la red de distribución en 2 bandas horarias: punta (18-23 h) y fuera de punta.

En concreto los cargos incluidos en estas tarifas reguladas son:

- Cargo fijo mensual (\$/mes)
- Cargo de energía activa en horas de punta (\$/kWh)
- Cargo de energía activa en horas fuera de punta (\$/kWh)
- Cargo de potencia activa de generación en horas de punta (\$/kW-mes)
- Cargo de potencia activa por uso de redes de distribución en horas de punta (\$/kW-mes)
- Cargo de potencia activa por uso de redes de distribución en horas fuera de punta (\$/kW-mes)
- Cargo de energía reactiva (\$/kVAR-h)

Los cargos de energía activa responden al precio de la energía en barras de MT o BT diferenciados en cada una de las bandas horarias. Si se trata de un consumo regulado estos corresponderán al precio regulado calculado por OSINERGMIN según los contratos de suministro de las distribuidoras.

El cargo de potencia activa de generación se corresponde con el precio de la potencia de generación en barras de MT o BT.

Los cargos de potencia activa por uso de redes de distribución, se propone en el informe que se calculen desglosando el VAD obtenido en la revisión tarifaria en dos componentes: el VAD(HP) a aplicar a la potencia medida o contratada en horas de punta y el VAD(HFP) a aplicar a la potencia medida o contratada en horas fuera de punta. Se propone que este desglose se realice de forma proporcional a las potencias máximas medidas de la distribuidora en horas punta y en horas fuera de punta.

En el caso de los usuarios libres, ellos pueden negociar con un generador o una distribuidora, un contrato de suministro donde se acuerden los precios de generación, tanto para la potencia como para la energía. Además, el consumidor está sujeto a los cargos regulados por OSINERGMIN en lo relativo a los peajes de conexión al sistema principal de transmisión, los peajes de los sistemas secundarios de transmisión, el VAD (dependiendo del nivel de tensión sólo pagara los peajes de las redes del nivel de tensión donde se conecte y de las redes aguas arriba), el cargo por energía reactiva, el aporte para electrificación rural, el aporte al FISE y otros conceptos regulados por OSINERGMIN.

Las opciones tarifarias en Chile, país de referencia en este estudio, son muy similares a las analizadas en Perú. Para los clientes de baja tensión (tensión inferior a 400 V) son (según se cobre sólo la energía, potencia máxima leída o contratada, potencia leída o sólo contratada): BT1, BT2, BT3, BT4. Para los clientes de AT (tensión superior a 400 V) son equivalentes: AT1, AT2, AT3 y AT4. Las tarifas 2,3 y 4 incluyen discriminación horaria en el término de potencia en dos períodos: punta (HP) y fuera de punta (HFP). Las tarifas 2 cargan la potencia por potencia contratada en las horas punta. Las tarifas 3 cargan la potencia por potencia leída igualmente en las horas punta. Las tarifas 4 cargan las potencias leídas o contratadas (dependiendo de las subcategorías 4.1, 4.2 y 4.3) en ambos tramos horarios (HP y HFP). En Chile, no existen tarifas especiales para la carga de vehículos eléctricos.

Sin embargo, en Uruguay al contrario de Chile y Perú, la propia UTE estipula una tarifa dedicada para el vehículo eléctrico, nombrada “Tarifa Movilidad Eléctrica” ya que también regula la carga del vehículo como actividad monopólica desarrollada por las distribuidoras. Esta tarifa, según la Reglamentación General para la Aplicación de Tarifas Eléctricas, es válida únicamente para las estaciones de carga situadas en la vía pública. Esta tarifa se despliega en tres tramos horarios con precios definidos anualmente en los pliegos tarifarios. Para la carga en domicilios, la tarifa recomendada es la de dos períodos de entre las tarifas residenciales (ver Anexo A para mayor detalle).

3.1.5. Subsidios incluidos en las tarifas eléctricas y subsidios cruzados entre consumidores

El Estado peruano impone tres mecanismos orientados a subsidiar las facturas de energía: Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (MCTER) y dos subsidios cruzados (FOSE y FISE).

En primer lugar, el MCTER es un subsidio introducido con la Ley 30468 (2016) aplicable a los usuarios residenciales independientemente de su ubicación geográfica y del sistema eléctrico al que pertenezcan. El MCTER tiene como objetivo reducir el cargo de energía y el cargo fijo de estos usuarios residenciales (en su mayoría en la opción de tarifa BT5B). El MCTER se financia con recursos del FISE destinados por el Ministerio de Energía y Minas al MCTER hasta un monto máximo anual. Estos recursos se destinan al reembolso a las empresas distribuidoras afectadas por la aplicación de los descuentos del MCTER.

Además del MCTER, existen también dos subsidios cruzados destinados a proteger a los consumidores: el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) y el Fondo de Inclusión Social Eléctrico (FISE).

El FOSE es el subsidio cruzado más relevante, bajo el cual el consumidor solo paga un % de la tarifa de energía (tan bajo como el 22,5% de la tarifa en el caso de los clientes rurales de bajo consumo en sistemas aislados). La reducción está dirigida a consumos por debajo de 100kWh/mes, siendo la reducción aún mayor para consumos por debajo de 30kWh/mes.

Cabe destacar que, a octubre de 2019, los usuarios que se beneficiaban del FOSE rondaban los 4,8 millones que representaban el 62% del total de usuarios con servicio eléctrico.

La Tabla 3-5 muestra la reducción sobre el cargo de energía que se aplica a los diferentes tipos de clientes de bajo consumo, en función de su consumo mensual y sector de distribución típico.

Tabla 3-5. Factores de reducción para usuarios residenciales de bajo consumo por sector. Fuente: OSINERGMIN.¹³

Usuarios	Sector (*)	Reducción tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kW.h/mes	Reducción tarifaria para consumos mayores a 30 kW.h/mes hasta 100 kW.h/mes
Sistemas Interconectados	Urbano	25% del cargo de energía	7,5 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	50% del cargo de energía	15 kW.h/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kW.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	77,5% del cargo de energía	23,25 kW.h/mes por cargo de energía

(*) El sector será considerado urbano, urbano-rural o rural, de acuerdo con la clasificación de los Sectores de Distribución Típicos que establece la R.D. N° 154-2012-EM/DGE.

El FOSE se financia a través de un recargo en la facturación que se aplica al cargo por energía, al cargo por potencia y también al cargo fijo de los usuarios con consumos superiores a 100kWh-mes.

El FISE está destinado a financiar recursos de energía limpia para que puedan ser utilizados por las poblaciones más vulnerables del país. Los usuarios elegibles son aquellos usuarios residenciales de electricidad con consumo medio mensual inferior a 30 kWh y que utilicen estufas de GLP para calefacción y que soliciten este subsidio como descuento para la compra de las bombonas de gas domésticas. Este descuento se suele dar en forma de un cupón adjunto a la factura de la luz y tiene una validez de dos meses. El FISE se financia parcialmente a través de un recargo en la facturación mensual de los usuarios libres conectados al sistema interconectado.

Los subsidios al consumo, tanto aplicados a la componente volumétrica o a la componente de potencia de la tarifa, como se ha visto son un elemento central del diseño tarifario peruano; sin embargo, este diseño puede distorsionar las señales económicas transmitidas por las tarifas eléctricas. A medida que los consumidores se vuelven más flexibles y con capacidad de respuesta a las señales de precios, subsidiar/recargar al reducir/aumentar los cargos de energía y/o los cargos por potencia, puede conducir a ineficiencias. Por tanto, el efecto de cómo considerar los subsidios es relevante cuando se diseñan tarifas, especialmente en el caso de las instalaciones de carga privadas y públicas de vehículos eléctricos, debido a que estas instalaciones presentan un elevado grado de flexibilidad y por tanto de respuesta a las señales de precio.

¹³ OSINERGMIN, 2020, *Fijación del Factor de Recargo y Programa de Transferencias Externas del Fondo de Compensación Social Eléctrica, Periodo 4 de Febrero de 2020 al 30 de Abril de 2020.*

3.1.6. La comercialización de electricidad

El marco regulatorio peruano aún no ha establecido la separación entre la comercialización minorista y el resto de actividades. Esta separación, en particular entre la distribución y la comercialización, y la posterior total liberalización de la comercialización, incluyendo incluso a los consumidores residenciales, serían los últimos pasos que se podrían dar en este aspecto dentro del proceso de modernización del sistema eléctrico peruano.

Los usuarios regulados están obligados a adquirir el suministro eléctrico a la empresa distribuidora de electricidad a la que están conectados, mientras que las empresas distribuidoras están obligadas a suministrarlos.

El mercado regulado, suministrado a tarifas reguladas por las empresas distribuidoras, está conformado no solo por clientes regulados de baja tensión, sino que como se ve en la Tabla 3-6, también hay usuarios en este segmento, que pudiendo ser libres también optan por la tarifa regulada, conectados en las redes de media, alta y muy alta tensión (se trata a menudo de pequeños usuarios industriales y comerciales).

Tabla 3-6. Tipos de usuario por nivel de tensión y segmentos de mercado (ventas de energía MWh)

Nivel de Tensión	Total	Libre	Regulado	Participación (%)
Total	47 286 338	28 132 783	19 153 554	100,0%
Muy Alta Tensión	15 769 448	15 767 549	1 899	33,3%
Alta Tensión	2 877 253	2 853 622	23 631	6,1%
Media Tensión	13 928 418	9 511 612	4 416 806	29,5%
Baja Tensión	14 711 218		14 711 218	31,1%

Los usuarios libres pueden contratar directamente con un generador o un distribuidor el precio negociado de su suministro de generación eléctrica, mientras que los usuarios regulados, o los libres que opten por la tarifa regulada, acabarán pagando el precio de generación de electricidad fijado por OSINERGMIN.

El segmento de usuarios que puede optar por estar regulados o en el mercado libre, el comprendido entre 200 kW y 2.500 kW, deben comunicar su decisión de pasar del mercado regulado al mercado libre con al menos 1 año de antelación y la permanencia en el mercado libre debe mantenerse durante al menos 3 años. Por otro lado, no existe un plazo de preaviso en el caso de aquellos usuarios que estando en el mercado libre quieran volver a su condición de usuario regulado.

La existencia de precios bajos en el mercado spot en los últimos años (desde 2017) ha propiciado una importante migración de usuarios desde el mercado regulado al mercado libre. En la Figura 3-1, se muestra esta evolución.

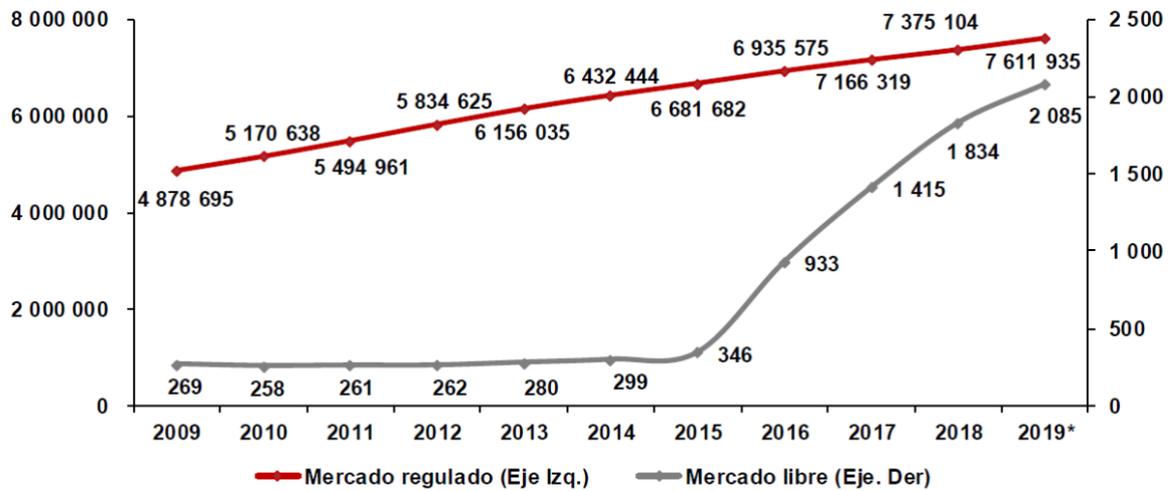
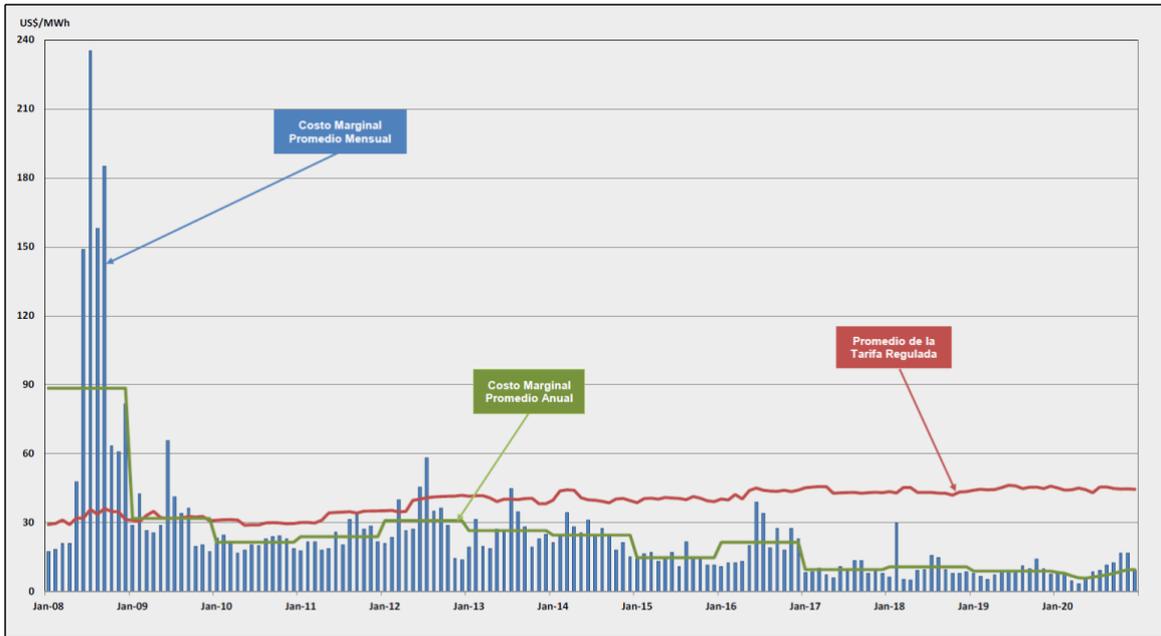


Figura 3-1. Evolución del número de usuarios por tipo de segmento de mercado. Fuente: MINEM ¹⁴

El margen de reserva de generación ha mostrado una tendencia creciente en el período 2009-2019 alcanzando un máximo del 72%, y situándose en torno al 64% en 2019, muy por encima del margen de reserva que por seguridad de suministro se ha venido utilizando en Perú (33%). La reducción del crecimiento anual del PIB, la disminución de la demanda de energía del sector minero y la entrada en funcionamiento de nueva generación eléctrica en los últimos años han provocado este exceso de oferta, que ha contribuido a un aumento significativo del margen de reserva, y a una reducción del precio spot en el mercado mayorista. Como consecuencia de esta situación, existe una fuerte competencia entre los generadores para ser llamados al despacho. Esta situación, unida a los contratos de “take or pay” y las cláusulas cerradas de suministro destinado a las plantas de generación eléctrica a partir de gas natural, en el mercado doméstico en Perú, de estos contratos que se firmaron en el pasado, han llevado a que estas plantas declaren precios de producción muy bajos. Y dado que estas plantas de gas natural representan el 50% de la capacidad del mix de generación, son las que normalmente fijan el precio marginal en el mercado spot mayorista.

En la siguiente figura se puede observar como el coste marginal promedio en el mercado mayorista y el coste de la tarifa regulada se han ido desacoplando en los últimos años. Se observa que, en el año 2020, el costo marginal promedio se sitúa alrededor de US\$ 8/MWh, mientras que la tarifa regulada de generación alcanza el valor de US\$ 45/MWh. Esta diferencia de precio es la que potencialmente podría obtener un usuario libre que optase por el mercado en lugar de por la tarifa regulada. En algunos contratos entre generadoras o distribuidoras con consumidores libres de MT, para los años venideros, el precio de la energía, tanto en horas punta como en horas fuera de punta, se ha fijado alrededor de US\$ 30/MWh.

¹⁴ (Ministerio de Energía y Minas), 2020, “Anuario Ejecutivo de Electricidad – 2019”, Dirección General de Electricidad - Dirección de estudios y promoción eléctrica.



Fuente: COES

Figura 3-2. Coste marginal promedio anual y mensual y Tarifa regulada de generación 2008-2020

Esta migración del mercado regulado al mercado libre está causando costes hundidos o costes históricos heredados (*legacy costs*). Las subastas a largo plazo que las distribuidoras realizan para garantizar el suministro al mercado regulado no son lo suficientemente flexibles, en particular en lo que respecta a la cantidad de potencia (firme) contratada, para adaptarse a esta situación cambiante. Como consecuencia de esta inflexibilidad, la potencia sobrecontratada se convierte en un coste hundido para las empresas distribuidoras. Dado que el costo fijo de la potencia debe recuperarse a través del precio regulado de generación (PNG), esto implica que los costos de la electricidad en el mercado regulado aumentan, mientras que en el mercado libre los precios continúan disminuyendo. Dado que no se realiza una transferencia directa de todos los costos relacionados con la subasta al PNG, sino que solo se pasa el precio de la potencia contratada, las empresas distribuidoras se ven obligadas a asumir el riesgo asociado a la sobrecontratación de potencia cuando la potencia suministrada a su mercado regulado se reduce respecto a la potencia contratada en los contratos de largo plazo en las subastas.

3.2. Reformas para una eficiente integración de la carga de vehículos eléctricos

En esta sección, describimos algunas de las reformas propuestas en el Libro Blanco que se han seleccionado como relevantes para facilitar una integración eficiente de la futura infraestructura de carga de vehículos eléctricos en Perú.

En la hoja de ruta de reformas propuestas en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco identificamos las siguientes:

- Separación de la actividad de distribución, de la de comercialización y de la de inversión y operación en DER.
- Aumento de la transparencia de las funciones que realizan los distribuidores como operadores de redes, *distribution system operators* (DSO), incluyendo la publicación de mapas con información sobre la capacidad disponible de acceso en los diferentes nudos de la red.
- Cargos de acceso y conexión a la red.
- Despliegue de medidores inteligentes que permitan una mayor granularidad temporal en las tarifas y precios de la energía.
- Rediseño de cómo se cargan los costes residuales y cómo se aplican los subsidios en las tarifas
- Diseño de una tarifa eficiente regulada a la que por defecto se puedan acoger los pequeños consumidores con el derecho a ello, por ejemplo, los consumidores residenciales.

3.2.1. Separación de las actividades de distribución, comercialización, e inversión y operación en DER

En un contexto de mayor penetración de DER y desarrollo de la comercialización en competencia, para evitar conflictos de interés que puedan afectar la eficiencia del sistema, se recomienda reestructurar los roles y responsabilidades de los distribuidores, especialmente los de mayor tamaño, aquellos que suministran a más de 50,000 consumidores.

Desde un punto de vista de implementación práctica, la separación jurídica y funcional de actividades es lo recomendable. Bajo esta forma de separación, si las actividades se desarrollasen bajo un mismo grupo empresarial, se obligaría a dicho grupo a crear empresas subsidiarias separadas jurídica y funcionalmente entre ellas, para el desarrollo de cada una de las actividades en conflicto (redes, comercialización y DER). Bajo la separación legal y funcional, es necesario que las actividades desempeñadas por los distribuidores, como gestores de redes de distribución, estén sujetas a escrutinio regulatorio, de modo que se les impida aprovechar su condición de integración vertical y se les obligue a mantener una posición neutral, tanto en lo que respecta a su posición competitiva en el mercado de comercialización, como agentes promotores de DER. Algunas de estas medidas de supervisión regulatoria, entre otras, son: el personal responsable de la gestión del distribuidor, como gestor de red, no puede participar en las otras estructuras societarias dentro del grupo empresarial verticalmente integrado, y los distribuidores, como gestores de redes, no crearán, en su comunicación y marca, confusión con respecto a la identidad separada de la subsidiaria dedicada a comercialización dentro del mismo grupo empresarial verticalmente integrado.

La propiedad, el desarrollo, la gestión o la explotación de DER, en particular de las instalaciones de generación distribuida, de almacenamiento de energía o de carga de vehículos eléctricos, no pueden ser desempeñadas por parte de las empresas distribuidoras. El despliegue de dichos recursos debe hacerse por empresas separadas en régimen de competencia. Existe por tanto un claro conflicto de intereses entre el funcionamiento y la operación de las redes, actividad realizada

en régimen de monopolio regulado, con al mismo tiempo la propiedad y gestión de recursos energéticos que se desenvuelve bajo un régimen de competencia en el mercado.

Una excepción a la regla anterior sería el caso en el que se demuestre claramente la conveniencia de que el distribuidor, para satisfacer sus funciones como gestor de redes, necesita poseer y operar ciertos recursos energéticos distribuidos. En este caso, también se deben cumplir las siguientes condiciones adicionales:

- Los recursos distribuidos no se utilizarán para comprar o vender electricidad en el mercado,
- Se justifique que se ha convocado un procedimiento de licitación competitiva para invertir, desarrollar, gestionar u explotar dichas instalaciones DER por terceros, pero no se ha adjudicado a ninguna otra parte.
- OSINERGMIN evalúa la necesidad de la excepción, lleva a cabo una evaluación del procedimiento de licitación, incluidas las condiciones de competencia y no discriminación, y finalmente concede su aprobación.

La separación de la actividad de comercialización en Perú, debe seguir un proceso gradual en el que las diferentes medidas regulatorias de liberalización del mercado se fuesen implementando en etapas:

- Las dos primeras medidas regulatorias, que exigen una reforma urgente, son las siguientes:
 - a. Separar la actividad de "comercialización en el mercado libre" de la de las actividades de distribución y de generación. Es decir, crear la figura del comercializador como un agente en competencia que vende energía a los usuarios libres que opten al mercado.
 - b. Revisar el diseño de las subastas a largo plazo y la asignación de costes asociados (la asignación de los costes de generación en la tarifa regulada). Esto ayudará a allanar el camino para el diseño de la futura tarifa regulada por defecto que refleje los costos, y que sirva como red de seguridad si la competencia en comercialización no se desarrolla de forma efectiva.
- Separar la actividad de comercialización a usuarios regulados de las empresas distribuidoras. Es decir, las empresas distribuidoras serán únicamente gestores de redes teniendo prohibida la actividad de comercialización, tanto a usuarios libres como a usuarios regulados.
- Eliminar barreras de entrada para nuevas empresas comercializadoras y eliminar barreras para que los consumidores puedan pasar de la tarifa regulada al mercado libre y viceversa, o cambiar de empresa comercializadora, de forma rápida y segura. Entre estas barreras debe resolverse cómo lidiar con los *legacy costs*.
- Liberalizar progresivamente los diferentes segmentos de demanda:

- a. En primer lugar, reducir progresivamente el umbral de demanda para poder optar a elegir entre la tarifa regulada y el mercado libre (por ejemplo, reducirlo hasta 20 kW).
- b. En segundo lugar, mantener la tarifa regulada por defecto, al menos durante varios años, para todos aquellos consumidores que puedan optar a la misma (en la actualidad hasta 2,500 kW), y eliminarla progresivamente para aquellos más grandes (se podría eliminar en, por ejemplo 4 años, para los mayores de 200 kW), manteniéndola (al menos durante un buen número de años) para los más pequeños, especialmente los consumidores residenciales (por ejemplo para todos los consumidores residenciales por debajo de 20 kW).

En particular, para la infraestructura de carga de vehículos eléctricos, en tanto que se trata de un recurso DER, se recomienda que dicha infraestructura no se desarrolle por las empresas distribuidoras. Si aún existiese interés entonces se debería requerir la separación de propiedad o al menos la separación funcional y legal de la subsidiaria creada al efecto.

Además, en Perú, el servicio de carga de baterías para la movilidad eléctrica en electrolinerías o estaciones de servicio de carga de acceso público se define como un servicio de carácter comercial, que se presta en condiciones de competencia a nivel nacional. Ello resultaría incompatible con que este servicio pudiese ser desarrollado por las distribuidoras de electricidad reguladas en régimen de monopolio natural. Por lo tanto, también se debería requerir la separación de propiedad o al menos la separación funcional y legal de la subsidiaria creada al efecto.

Por otro lado, los propietarios de infraestructuras de carga de vehículos eléctricos en tanto usuarios del sistema eléctrico, tanto en su modalidad de carga pública o carga privada, y en modos de carga 2, 3 o 4, por ejemplo, por encima de 20 kW, deberían ser considerados como usuarios libres que pueden optar tanto al mercado regulado como al mercado libre, y al mismo tiempo reducir las barreras para que dicha opción pueda ejecutarse, incluido el cambio de contrato de suministro, de forma rápida y segura. Esta recomendación debería implementarse ligada a la búsqueda de una solución al problema de los costos hundidos asociados a los contratos de suministro suscritos por las distribuidoras y a la migración al mercado de consumidores hasta ahora regulados. En esta línea, en los citados Marcos Conceptuales del Libro Blanco se propone considerar estos costos como costos residuales, que deben asignarse a través de la tarifa regulada como un cargo fijo por consumidor. A cada consumidor se le asignaría la parte correspondiente al costo derivado de los contratos que, en su nombre, como consumidor regulado, realizó la distribuidora para cubrir su consumo, con un mecanismo similar al “PCIA exit fee” implementado en California. En California, el PCIA (Power Charge Indifference Adjustment, por sus siglas en inglés) es un mecanismo de ajuste de la tarifa cuyo objetivo es asegurar que a los consumidores que permanecen bajo la tarifa regulada no se les cargan los costos asociados con instalaciones de generación y contratos de compra de energía que fueron realizados en el pasado para cubrir la demanda de consumidores que ahora dejan la tarifa y se pasan al mercado libre. Muchos de estos contratos e instalaciones de generación del pasado de las compañías californianas reflejan costos que a día de hoy se encuentran bastante por encima de los precios que se pueden encontrar en el mercado libre. Por tanto, antes de la implantación del PCIA, existía para los consumidores un

fuerte incentivo a dejar su suministrador regulado en busca de mejores precios en el mercado libre. Por tanto, el objetivo del PCIA es asegurar que los consumidores que dejan la tarifa regulada pagan la correspondiente parte de los costos históricos (*legacy costs*) derivados de los contratos de suministro de energía que el distribuidor, en su papel de comercializador regulado, contrató para realizar la cobertura de la demanda de dichos consumidores. De esta forma, la metodología para implantar el PCIA calcula un pago mensual que cada consumidor que sale de la tarifa regulada al mercado libre, debe satisfacer y cuya intención es capturar a lo largo del tiempo la parte correspondiente de los costos históricos, por encima de los precios de mercado, que fueron incurridos en su nombre por la distribuidora o comercializador regulado¹⁵. Aumentar la transparencia del DSO y la publicación de los mapas de capacidades de red disponibles

Los distribuidores deben aumentar la información disponible para los usuarios de las redes sobre el estado de las mismas: incluyendo aspectos asociados con la operación de la red en el corto plazo y con la planificación de los sistemas de distribución en el largo plazo.

La divulgación de dicha información por parte de los gestores de redes de distribución (DSO) es necesaria para facilitar la conexión de los nuevos usuarios a la red. De esta forma se mejorará la transparencia necesaria para el cálculo de los cargos de conexión sabiendo la capacidad disponible en cada nodo de la red.

La capacidad disponible debe representarse gráficamente en los mapas en cada nodo (relevante) de la red, es lo que comúnmente se conoce como *hosting capacity maps*. La capacidad disponible en un nodo es la cantidad de DER que se puede acomodar en dicho nodo sin afectar negativamente la calidad o confiabilidad de la energía, bajo la configuración actual de la red y sin requerir adiciones de infraestructura. Esta información debe estar fácilmente disponible, sin necesidad de solicitarse nodo por nodo. Estos mapas indican de forma transparente las posibilidades de conexión de nuevos recursos distribuidos. Cuando no existen estos mapas la capacidad disponible se calcula por el distribuidor y se entrega al peticionario de la nueva conexión tras la correspondiente solicitud. Hacer pública esta información básica ayudará a identificar los lugares donde las inversiones de DER tienen más sentido. Estos mapas de capacidad disponible representan la información mínima que inicialmente debería estar accesible para los usuarios, esta información podría complementarse y refinarse aún más en el futuro a medida que se vaya teniendo más datos y experiencia en el uso de la misma.

Para determinar la capacidad disponible en cada nodo de la red, es necesario tener en cuenta cómo la integración de los recursos distribuidos afectará la fiabilidad y la calidad del suministro de la red de distribución. OSINERGMIN sería el encargado de definir las directrices para cálculo de la capacidad disponible.

¹⁵ Mas información sobre el PCIA se puede encontrar en <https://californiacheiceenergyauthority.com/pcia-fee/>

En aras de la transparencia, los DSO deben someter sus planes de inversión en redes a consulta pública. Esto es esencial para que los usuarios de la red tengan la información necesaria para decidir sobre las nuevas conexiones a la red y también para eventualmente abrir la puerta a la participación de los recursos distribuidos en competencia para poder reducir las necesidades de expansión de la red.

La información transparente sobre las capacidades disponibles en los nodos de la red es fundamental para garantizar una conexión rápida, eficiente y no discriminatoria de las nuevas instalaciones de infraestructura de carga de vehículos eléctricos, tanto públicas como privadas, promovidas por terceros.

3.2.2. Cargos de acceso y conexión a la red

En cuanto a los cargos que nuevos usuarios deben satisfacer, en un único pago, para tener acceso y conexión a la red (como el caso que nos ocupa de nuevas estaciones de carga de vehículos eléctricos) para cubrir los **costes de conexión**, hay dos diseños principales:

- Cargos profundos (*deep connection charges*), que incluyen tanto el costo directo de la conexión, desde el punto de suministro hasta la red existente, así como el costo de reforzar la red aguas arriba local existente de distribución a la que se conecta para acomodar la nueva capacidad.
- Cargos ligeros (*shallow connection charges*), que solo incluyen los costos directos de conexión desde el punto de suministro hasta la red existente. En este último caso, el potencial coste adicional de reforzar la red aguas arriba local existente de distribución para acomodar la nueva capacidad, correría por cuenta de la empresa distribuidora y se incluiría como coste en el VAD en la revisión tarifaria. De esta forma estos costes se socializarían y se recuperarían a través de las tarifas de red pagadas por todos los usuarios.

En Perú, se utilizan costes de conexión “*shallow*” que sólo incluyen los costos directos de la conexión (la nueva red desde el nuevo punto de suministro hasta la red existente corre por cuenta de la distribuidora) y obedecen a precios referenciados, fijados y publicados por OSINERGMIN, dependiendo de las características técnicas de las instalaciones de conexión. Se diferencia para conexiones en BT (dependiendo de los siguientes rangos de potencias conectadas 3 – 10 – 20 – 50 – 75 – 150 – 225 - 300 kW) y para conexiones en MT (para los siguientes rangos de potencia 100 – 400 – 700 – 1,000 – 2,500 kW). En el caso de requerirse refuerzos en la red existente correrán por cargo de la distribuidora y se incluirán en el cálculo del VAD de la siguiente revisión tarifaria.

En la siguiente tabla se muestran los valores de los costes de conexión, en soles peruanos, para conexiones en MT.

Tabla 3-7. Costes para conexiones eléctricas en MT (soles peruanos)

Fases	Tipo	Subtipo	Potencia Conectada (Pc)	Opción tarifaria	10 kV		13.2/7.62 kV		20 kV - 22.9/13.2 kV	
					PMI	Celda	PMI	Celda	PMI	Celda
Trifásica	C5	C5.1	Pc ≤ 100 kW	MT2/MT3/MT4	11,060	18,903	13,568	24,694	15,258	24,730
		C5.2	100 kW < Pc ≤ 400 kW	MT2/MT3/MT4	14,791	17,006	13,649	22,172	15,258	24,730
		C5.3	400 kW < Pc ≤ 700 kW	MT2/MT3/MT4	13,283	16,258	14,030	21,178	16,004	27,677
		C5.4	700 kW < Pc ≤ 1000 kW	MT2/MT3/MT4	13,718	15,443	14,030	21,178	16,358	27,000
		C5.5	1000 kW < Pc ≤ 2500 kW	MT2/MT3/MT4	16,752	16,151	15,298	20,848	17,943	25,122
PMI: Punto de medición a la interperie										

Las instalaciones de consumidores o DER de mayor tamaño, se recomienda que estén sujetas a *deep connection charges* lo que proporcionará señales de ubicación eficientes. Sin embargo, para facilitar el proceso de conexión y la transparencia de información ello debe acompañarse de la divulgación de información sobre la capacidad disponible de la red, y también incluir la posibilidad de facilitar el acceso flexible a la red en aquellos nodos más congestionados.

En una segunda etapa de implementación de la reforma, podría generalizarse el acceso a la red no firme o flexible para evitar refuerzos innecesarios y ahorrar inversiones en red. Los esquemas flexibles de conexión a la red permitirían a los DSO gestionar el consumo o la generación de los usuarios flexibles para resolver las congestiones o evitar problemas de tensión en la red. Por lo tanto, los DSO podrían relajar algunos de los criterios técnicos de conexión a la red, que en la actualidad resultan más restrictivos, y gestionar de forma más eficiente los recursos disponibles en la operación de la red. A su vez, los usuarios de la red que se acojan a la modalidad de acceso flexible tendrán como ventaja unos cargos de conexión más reducidos (si se aplicasen *deep charges*) y una conexión a la red en plazos más cortos. La activación del acceso flexible en la operación de la red día a día puede coordinarse por los DSO junto con otros recursos flexibles a través de mercados locales de flexibilidad para resolver los problemas de congestión en las redes.

Por tanto, en Perú, se recomienda implementar gradualmente el acceso flexible a la red como una alternativa al acceso firme. Así lo justifican las siguientes ventajas: i) reducir los costos de refuerzos de red, ii) promover el aumento del número de recursos de flexibilidad disponibles para los DSO, y iii) reducir los cargos de conexión de los nuevos usuarios (los sujetos a *deep charges*).

En el despliegue de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos, tanto pública como privada, se recomienda seguir utilizando cargos de conexión “*shallow*” regulados por OSINERGMIN para todos los modos de carga 2, 3, y 4.

3.2.3. Despliegue de la medida inteligente para implementar tarifas con mayor granularidad temporal

En Perú, la recomendación para el despliegue de medidores inteligentes es elaborar un análisis costo-beneficio a nivel nacional que permita identificar los tipos de clientes en los que se justifica la instalación de un medidor avanzado. Los resultados del análisis costo-beneficio pueden utilizarse para fijar los objetivos de despliegue a cada empresa distribuidora, la cual debería

presentar el correspondiente plan de despliegue al regulador, según lo previsto por el Decreto Supremo 018-2016-EM, incluyendo hitos intermedios. El regulador supervisará periódicamente el plan de despliegue de acuerdo con los logros alcanzados por cada una de las empresas distribuidoras.

La elección de las empresas distribuidoras como los agentes responsables del despliegue de la infraestructura de medición avanzada (AMI) es la solución más extendida en el contexto internacional. En concreto, este es el caso en la mayoría de los países de la Unión Europea y en otras jurisdicciones donde no se tiene todavía un mercado minorista para los consumidores residenciales, como es el caso de Perú, por ejemplo, en algunos estados de EEUU o en Chile.

Están claros los beneficios que los contadores inteligentes pueden proporcionar a aquellos consumidores flexibles que pueden gestionar su demanda reaccionando a los cambios de precios y tarifas por bandas horarias, alineando los beneficios para el propio consumidor con los beneficios inducidos en el sistema eléctrico, en el caso de que los precios y las tarifas reflejen costes marginales. Por lo tanto, la recomendación para aquellos consumidores con carga privada de vehículos eléctricos o aquellas instalaciones para la carga de vehículos eléctricos de acceso público es instalar medidores inteligentes de forma que puedan optar a tarifas y precios con una mayor granularidad temporal, al menos con tres bandas horarias en el día, tanto para los cargos de energía como para los cargos de potencia.

3.2.4. **Rediseño de los cargos residuales y los subsidios**

No todos los costos de proveer la electricidad pueden asignarse de manera eficiente, o al menos no en su totalidad, ya que no todos ellos aumentan/disminuyen dependiendo de los cambios en los patrones de consumo. Todos estos costes se agrupan comúnmente en la amplia categoría de **costes residuales**. Dado que estos costes no pueden asignarse de manera eficiente, deben recuperarse de la manera que distorsionen lo menos posible las señales eficientes de precios y cargos.

Como regla general en todos los sistemas, un porcentaje no despreciable de los costes de red son residuales. Aparte de esto, como se ha comentado, en Perú además existe el problema de que determinados costos de políticas energéticas, y por tanto costos residuales, también se han incluido dentro de los costos de transmisión y con la actual metodología tarifaria se recuperan a través de los cargos de transmisión sobre la potencia coincidente con el consumo punta del sistema (carga por potencia).

Los costes residuales de las redes, así como otros costes de políticas energéticas o medioambientales, que al no ser cubiertos por los presupuestos del Estado se haya decidido incluir en las tarifas eléctricas, deben recuperarse mediante cargos complementarios distintos a los precios y cargos que reflejan los costos marginales (de largo y corto plazo) y que resulten de la aplicación de metodologías eficientes de asignación de costes.

Para reducir al mínimo las distorsiones, los costos residuales deberían recuperarse mediante un cargo fijo, expresado como una cantidad global que podría calcularse anualmente y facturarse en cuotas mensuales. Sin embargo, este cargo fijo no puede ser el mismo para todos los consumidores, por ejemplo independientemente de su tamaño, ya que ello tendría dos implicaciones negativas: i) podría plantear problemas de equidad, y ii) si el cargo fijo no considera la elasticidad de los consumidores a largo plazo, podría resultar en desconexiones de algunos consumidores de la red de forma ineficiente, ya que se deberían a un criterio de reparto de unos costos hundidos que resultan en decisiones ineficientes en el largo plazo, tanto para el sistema como para los propios consumidores.

La asignación de los costos residuales en proporción al valor de la propiedad sería la mejor alternativa. Los inmuebles de altos costes (o las propiedades de alto alquiler) pagarían proporcionalmente más, por lo que este método resultaría ser más equitativo. En Perú, si este fuera el enfoque seleccionado, el gobierno podría contratar con terceros un servicio para proporcionar una estimación imparcial del valor de las viviendas.

La recomendación para diseñar tarifas para consumidores flexibles, como son las instalaciones de carga de vehículos eléctricos, en Perú, sería eliminar los costos residuales de las componentes volumétricas y de potencia, y recuperarlos a través de un cargo fijo, expresado como una cantidad global que podría calcularse anualmente y facturarse en cuotas mensuales; este cargo fijo debería depender del tipo de consumidor. En particular, en el caso de Perú, sería separar de los costes de transmisión aquellas partidas fijadas por decisión gubernamental para compensar, por ejemplo, la generación con gas natural o las primas a la generación renovable. Estas partidas de costo se asignarían a los consumidores mediante cargos fijos con criterios de equidad, como se ha comentado anteriormente, o con criterios de política medioambiental, y en este caso se podría eximir de estos pagos a las instalaciones de carga de vehículos eléctricos.

Los **subsidios** al consumo, si no se diseñan adecuadamente, pueden convertirse en un obstáculo para el desarrollo eficiente de DER, incluida la infraestructura de carga de vehículos eléctricos. La eliminación de este obstáculo, sin embargo, no implica la eliminación de los subsidios en sí mismos. Estos subsidios han sido en el pasado y serán en el futuro un pilar fundamental de la política social del Perú y también de la promoción de electromovilidad.

Lo importante es que el diseño de los subsidios no distorsione las señales económicas que deben transmitir las tarifas eléctricas. De un buen diseño tarifario dependerá el equilibrio futuro entre los servicios que finalmente se presten mediante recursos centralizados y aquellos otros que se satisfagan mediante recursos distribuidos.

Las reformas tarifarias tienen un impacto en la forma en que se distribuyen los costos de la electricidad entre las diferentes clases de consumidores, esta es la razón por la cual los subsidios deben asignarse a cada clase de consumidor en último término para conseguir los efectos deseados de protección o ayuda deseados. Esto también significa que después de cualquier reforma tarifaria,

los subsidios deben volver a recalcularse para restablecer el equilibrio buscado entre las facturas que finalmente pagarán las distintas clases de consumidores.

Similarmente a cómo se ha argumentado para los costes residuales, y con el fin de evitar el problema de la distorsión de las señales económicas de precios y la asignación eficiente de costes, la recomendación es asignar los subsidios también mediante un cargo fijo (negativo en este caso) en la tarifa de las clases de consumidores subsidiados. Por lo tanto, el cargo fijo total resultante en la tarifa sería la suma de los dos cargos: un cargo fijo positivo para recuperar los costes residuales y un cargo fijo negativo incorporando el subsidio si ello fuera el caso. Si fueran subsidios cruzados entre clases de consumidores, aquellos que ven incrementada su factura, tendrían los dos cargos fijos, el residual y el del subsidio, positivos. Para los consumidores subsidiados, el cargo fijo final podría resultar ser positivo o negativo (en este último caso, sería una cantidad mensual que el consumidor recibiría como descuento para compensar su factura). Esto dependería del tamaño del cargo fijo residual y del tamaño del cargo fijo del subsidio.

El subsidio trata de reducir el gasto en la factura eléctrica, pero sin afectar el principio de eficiencia que queremos conseguir. Es decir, las señales de precios y de asignación de costes eficientes se implementarían para todos los consumidores (siempre y cuando la tecnología lo permita), pero el cargo fijo negativo del subsidio fijo se aplicaría a las clases de consumidores que lo necesitan para reducir el volumen de su factura final.

La discusión sobre cómo los subsidios cruzados actualmente implementados en Perú deben afectar o no a las instalaciones de carga de vehículos eléctricos, privadas o públicas, y cómo se asignan o no en las tarifas, debe llevarse a cabo con una visión amplia dentro de las políticas energéticas y medioambientales y las estrategias de promoción de la electromovilidad.

Una primera discusión puede ser si el consumo de las nuevas instalaciones de carga, tanto públicas como privadas, cuando supere el umbral definido (100 kWh-mes), debe contribuir o no con sus aportaciones al FOSE. O si aquellas instalaciones de carga que elijan la modalidad de compra en el mercado, como usuarios libres, deben satisfacer el cargo regulado para contribución al FISE. Dada la naturaleza de estos subsidios, como subsidios cruzados para ayudar a las categorías de usuarios más desfavorecidas, nuestra recomendación es que la carga de baterías de vehículos eléctricos debería contribuir a estos subsidios como lo hacen cualquiera otra categoría de usuarios, sin distinción.

Una segunda discusión, puede ser si dentro de los criterios de equidad u otros objetivos de políticas medioambientales o energéticas, para asignar los costos residuales entre las diferentes categorías de consumidores, se podría considerar la carga de vehículos eléctricos, como una actividad a promocionar y por tanto con menor contribución al pago de los costos residuales, tanto de redes como de las distintas políticas en Perú. En este sentido, nuestra recomendación es favorable a minimizar, o incluso eximir, la contribución a estos costos residuales de los usos para electromovilidad, en especial, para la carga pública o carga de flotas para transporte público.

La otra discusión es si se quiere promover la electromovilidad a través de subvenciones para determinadas infraestructuras de carga, se recomienda que estas subvenciones se ligen a la propia inversión en la infraestructura de carga.

3.2.5. Implementación de una tarifa regulada por defecto bien diseñada

La liberalización progresiva del mercado minorista puede coexistir con tarifa regulada bien diseñada. Esta tarifa regulada puede tener dos finalidades distintas:

- a) Garantizar el suministro de forma transitoria por un periodo de tiempo acotado a aquellos consumidores libres que se han quedado sin contrato con su empresa comercializadora (por ejemplo, porque el contrato anterior finalizó y no se ha encontrado una oferta alternativa atractiva, o se ha quedado sin contrato debido a la quiebra de la empresa comercializadora, etc.),
- b) Proporcionar una tarifa regulada que compita con otras ofertas del mercado liberalizado, y a la que generalmente solo pueden optar ciertos segmentos de consumidores (por ejemplo, los clientes residenciales por debajo de una potencia establecida) a los que el regulador les ofrece una alternativa para protegerles del riesgo o de la potencial falta de competencia en el mercado.

El primer tipo de tarifa a menudo se conoce como "tarifa de último recurso" o "tarifa de respaldo", mientras que el segundo tipo se conoce como "tarifa por defecto". Vale la pena mencionar que los dos objetivos anteriores se pueden lograr con el mismo diseño de tarifa regulada, y también que el regulador podría decidir no determinar la tarifa en sí misma, sino imponer las reglas a las comercializadoras sobre cómo calcularla.

Como se ha mencionado, el objetivo de la tarifa por defecto es ofrecer a ciertos segmentos de consumidores una red de seguridad que les sirva de protección en el mercado, pero no podemos ignorar que esta es una alternativa tarifaria diseñada por el regulador que compite en el mercado minorista cuando los consumidores pueden optar por la tarifa regulada o por el mercado libre. Dado que el concepto en sí mismo es claramente controvertido, la única tarifa por defecto que puede tener sentido es la que refleje los costos de proveer el servicio y que incluya la menor intervención regulatoria posible. Una tarifa regulada por defecto que se diseñase estructuralmente por debajo de los precios de mercado representaría una competencia desleal y eventualmente acabaría aniquilando al mercado minorista. Las tarifas por defecto también deben evitar, en la medida de lo posible, ser la única herramienta del regulador para asignar determinados costes regulados del sistema en su conjunto.

En Perú, el diseño de las actuales tarifas reguladas está proporcionando una estrategia de cobertura para reducir la exposición de los consumidores al riesgo del mercado.

El diseño del mercado peruano ciertamente seguirá basándose en la organización de diferentes tipos de subastas de compra de energía con los generadores. Por un lado, las subastas con contratos de suministro a largo plazo (a menudo subastas donde la nueva capacidad juega el papel central), cuyo objetivo es proporcionar condiciones estables para garantizar la inversión y construcción de las nuevas plantas de generación. Por otro lado, las subastas con contratos de suministro de corto plazo (alrededor de un año, a menudo subastas organizadas para la contratación de la capacidad de generación existente).

Las cantidades a adquirir en cada tipo de subasta y contratos determinarán la estrategia de cobertura de las comercializadoras reguladas o distribuidoras inicialmente. Esta decisión debe ser tomada por el MINEM. Esta cobertura debe ser compatible con también tratar de transmitir la señal de mercado de corto plazo obtenida en los mercados diarios y en tiempo real que se proponen implementar en Perú.

Como se recomienda en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco para la reforma en el pilar 2 "Mercados mayoristas", las subastas de contratación del suministro de energía se basarían en el mecanismo SFPFC (*Standardized fixed-price forward contract*) que consiste en contratos de energía a plazo con requisitos de cantidades fijas a precios fijos. En cuanto a su interacción con la actividad de comercialización, el mecanismo requeriría que todos los consumidores libres y distribuidores (como suministradores de los consumidores regulados) suscribieran contratos forward estandarizados a largo plazo de precio fijo y de cantidad fija iguales a fracciones de su demanda en varios horizontes temporales hasta la entrega de la energía. En los mencionados Marcos Conceptuales del Libro Blanco se proponen como ejemplo los siguientes porcentajes y plazos de anticipación para la contratación, que deberán ser ajustados por OSINERGMIN:

- 100 por ciento de la demanda del sistema comprada con tres años de anticipación antes de la entrega
- 95 por ciento de la demanda del sistema con cuatro años de anticipación,
- 90 por ciento de la demanda del sistema con cinco años de anticipación,
- y el 85 por ciento de la demanda con seis años de anticipación.

Como se sabe, los contratos SFPFC de precio fijo y de cantidad fija ofrecen una herramienta de cobertura que no afecta la eficiencia a corto plazo. En virtud de estos contratos, todos los generadores tienen un incentivo para minimizar el costo de cumplir con sus obligaciones de SFPFC al ofertar suministrar la energía contratada a su costo marginal de producción en el mercado a corto plazo, mientras que las comercializadoras, en nombre de sus consumidores, están incentivadas a comprar la energía contratada en el mercado de corto plazo de acuerdo con la disposición a corto plazo de los consumidores a pagar por dicha energía (la llamada utilidad marginal).

Por lo tanto, con el esquema propuesto, las comercializadoras tendrán incentivos para definir sus ofertas en el mercado minorista de tal manera que obtengan la respuesta eficiente de los

consumidores flexibles basada en las señales del mercado a corto plazo. Vale la pena señalar que, bajo el diseño de mercado propuesto, exponer completamente al margen (cada kWh adicional consumido se cobra al precio de corto plazo) a los consumidores es compatible con la cobertura de su riesgo conseguida mediante los contratos. Estar totalmente expuesto al precio de tiempo real no conlleva un riesgo excesivo si la comercializadora ha comprado previamente el consumo esperado de los consumidores en las subastas. Esto permitiría a los consumidores flexibles responder al precio de corto plazo en el margen, gestionando su flexibilidad, pero la mayor parte de su consumo se estaría comprando en los contratos a plazo a precios mucho menos volátiles.

Finalmente, también es necesario definir ciertos compromisos de permanencia que deben cumplir los consumidores bajo la tarifa regulada, así como las condiciones recíprocas para pasar del mercado a la tarifa regulada, a fin de evitar comportamientos oportunistas de corto plazo.

El diseño de una tarifa por defecto regulada que refleje adecuadamente los costes de proveer el servicio es de suma relevancia para el buen funcionamiento del mercado peruano en un contexto de clientes más flexibles con capacidad de respuesta a los precios y de mayor penetración de DER. Está claro que la carga privada de vehículos eléctricos en viviendas individuales, en edificios, en oficinas o locales comerciales a las actuales tarifas reguladas revela algunas deficiencias en el diseño de las mismas. Es recomendable incluir una mayor granularidad temporal en bandas horarias tanto para los cargos por energía como para los cargos por potencia, intentando reflejar las variaciones de los costes marginales tanto de generación como de redes.

Además, teniendo en cuenta que para ciertos segmentos de consumidores, la opción entre tarifa regulada y acceso al libre mercado está abierta, en la actualidad para consumidores entre 200 y 2,500 kW, y en el futuro se podrá reducir el límite inferior hasta 20 kW, es importante que los distintos conceptos de coste aparezcan con un mayor nivel de desagregación, sabiendo cuáles de estos costes, son regulados para todos los consumidores, y cuáles otros costes, los consumidores libres pueden negociar en el mercado. En este sentido, OSINERGMIN indica que, aunque en los pliegos tarifarios algunos cargos aparecen agregados, OSINERGMIN establece claramente los distintos conceptos de coste, por ejemplo, en la tarifa MT2 los cargos se descomponen de la forma que se indica en la siguiente Tabla. Los cargos de generación en energía en horas punta y fuera de punta y el cargo de potencia de generación pueden ser negociados por los usuarios libres en sus contratos de suministro. El resto de cargos de transmisión y distribución son regulados y aplican tanto a los usuarios regulados como a los usuarios libres.

Tabla 3-8. Desglose de cargos para la tarifa MT2.

Actividad/Distribución	C1: Cargo fijo (S/mes)
Actividad	C2: Cargo por Energía Activa en Horas de Punta (ctm. S./kW.h)
Generación	Cargo por energía en HP de generación
Transmisión secundaria	Cargo equivalente en energía del peaje secundario por área de demanda
Actividad	C3: Cargo por Energía Activa en Horas Fuera de Punta (ctm. S./kW.h)
Generación	Cargo por energía en HFP de generación
Transmisión secundaria	Cargo equivalente en energía del peaje secundario por área de demanda
Actividad	C4: Cargo por Potencia de Generación en HP (S./kW-mes)
Generación	Cargo por potencia de generación
Transmisión principal	Cargo de Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión (PCSP)
Actividad: Distribución	C5: Cargo por Potencia de Distribución en HP (S./kW-mes)
Actividad: Distribución	C6: Cargo por Exceso de Potencia de Distribución en HFP (S./kW-mes)
Actividad: Distribución	C7: Cargo por Energía Reactiva (ctm. S./kVar.h)

Las tarifas de red por bloques horarios reflejarán los costes marginales de largo plazo por el uso de las redes. Los costes de generación, con el diseño del mercado mayorista propuesto en el Pilar 2 de los Marcos Conceptuales del Libro Blanco, también reflejarán los costes de largo y de corto plazo de generación por bloques horarios. Estos precios irán evolucionando a medida que aumente la generación renovable, como es el caso de Chile, donde las licitaciones de compra de energía distinguen tres períodos para tener en cuenta la penetración en el mercado de la energía solar fotovoltaica.

3.3. Recomendaciones para una integración eficiente de la carga de vehículos eléctricos

En esta sección partiendo de la legislación actual sobre la infraestructura de carga de vehículos eléctricos, establecida en el Decreto Supremo 022-2020-EM y la propuesta de Reglamento que desarrolla algunos de sus preceptos, y siguiendo las recomendaciones analizadas en secciones anteriores de los Marcos Conceptuales del Libro Blanco, se resumen las recomendaciones para una integración eficiente de la carga de vehículos eléctricos.

3.3.1. Decreto Supremo 022-2020-EM y la propuesta de Reglamento

El Decreto Supremo 022-2020-EM que aprueba disposiciones sobre la infraestructura de carga y abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica, se inscribe dentro de las políticas del gobierno peruano para la promoción del uso eficiente de la energía y de la ley marco de cambio

climático, con el objetivo de introducir tecnologías de transporte energéticamente más eficientes y su infraestructura de carga.

Se define el servicio de carga de baterías para la movilidad eléctrica como un servicio de carácter comercial, de acceso público, que se presta a través de la infraestructura de carga, en condiciones de competencia a nivel nacional.

Las personas naturales o jurídicas que presten el servicio deben acreditar que la infraestructura de carga cumple con los requisitos técnicos y de seguridad. La infraestructura de recarga debe acceder a las redes eléctricas garantizando la interoperabilidad entre las redes eléctricas, la infraestructura de carga y el vehículo eléctrico. Se reconoce que este servicio puede ser un servicio de venta adicional en estaciones de servicio, gasocentros, u otros.

Sin embargo, la carga privada de baterías para la movilidad eléctrica no tiene carácter comercial y se desarrolla en espacios de acceso privado para el consumo propio o para el consumo dentro de las instalaciones del titular del suministro.

OSINERGMIN se encarga de la supervisión de la infraestructura de carga en cuanto a la calidad, seguridad y eficiencia del servicio prestado a los usuarios finales. OSINERGMIN también debe publicar el registro de titulares de infraestructura de carga y los precios de carga de las baterías. El Poder Ejecutivo, previo estudio de OSINERGMIN, podrá revocar el carácter competitivo del servicio si se detectan distorsiones en los precios y/o vulneraciones de la competencia en la prestación del servicio.

El Decreto Supremo 022-2020-EM insta al desarrollo del Reglamento para la instalación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica, en el plazo de un año a partir de su aprobación. En la actualidad se cuenta con un proyecto de este Reglamento. En lo que sigue se analizan algunos de los aspectos relevantes para caracterizar la infraestructura de carga de VE que se proponen en el proyecto de Reglamento.

En este proyecto se detallan las instalaciones de carga de VE que comprenden los cuatro modos de carga para abastecer de energía al VE:

- Modo 1: AC 3.7 – 11 kW
- Modo 2: AC 3.7 – 22 kW
- Modo 3: AC Normal 3.7 – 7.6 kW, AC Semi-rápida: 15 – 43 kW
- Modo 4: DC rápida > 100 kW

En la Tabla 3.8 se clasifican los tipos de instalaciones nuevas o existentes donde se puede ubicar la infraestructura de carga y el tipo de carga (privada o pública).

Tabla 3-8. Tipos de instalaciones donde se ubica la infraestructura de carga de VE y tipo de carga.

Tipos de instalaciones	Tipo de carga
Instalaciones en viviendas individuales	Privada
Instalaciones en edificio o conjunto habitacional	Privada
Electrolineras de servicio de carga	Publica
Estaciones de autoservicio con acceso público	Publica
Estacionamientos de oficinas, locales comerciales y asistenciales	Privada
Estacionamientos en recintos industriales	Privada
Electroterminales o centros de carga para transporte público (taxis o buses)	Privada

Carga privada son estaciones o puntos de carga ubicadas en un recinto privado orientado a la carga de un vehículo particular o de flotas privadas, en los modos 1, 2, 3 o 4. El modo 1 se refiere a la carga lenta en vivienda individual.

Carga pública son estaciones o puntos de carga que permiten el acceso a cualquier usuario sin restricciones y utilizan los modos 3 y 4.

Los cuatro modos de carga definidos en el Decreto Supremo 022-2020-EM son los referidos a lo largo de todo el documento. El modo 1 que se refiere a la carga en AC entre 3.7 y 11 kW, en vivienda individual, se corresponde con el nivel de carga 1 de los TdR. El modo 2 que se refiere a carga en AC entre 3.7 y 22 kW para uso privado, y el modo 3 que comprende hasta carga semi-rápida, que puede llegar hasta 43 kW, para uso de acceso público, se pueden asimilar al nivel de carga 2 de los TdR. Finalmente, el modo 4 que se refiere a carga rápida en DC con potencias superiores a 100 kW, se corresponde con el nivel de carga 3 de los TdR.

En nuevos edificios o conjuntos habitacionales se debe instalar un tablero eléctrico dedicado, con un medidor y un sistema de gestión de energía (SGE) que limite la potencia total de carga a la máxima contratada. El 30% de los estacionamientos en estos edificios deben estar preparados para incorporar una infraestructura de carga de VE (IRVE) en modo 3 entre 3.7 y 22 kW.

Los electroterminales o centros de carga deben disponer de IRVE en modo 3 o modo 4. Cuando la instalación supere 1 MW debe al menos ser abastecida por dos transformadores de tipo seco (50% de la carga total por cada uno), con excepción de aquellos que tengan 100% de respaldo por una fuente alternativa.

3.3.2. Recomendaciones sobre separación de actividades para el despliegue de infraestructura de carga de VE

Se recomienda que el despliegue de infraestructura de carga de VE, en tanto que se trata de un recurso DER que compra energía en el mercado, no se desarrolle por las empresas distribuidoras, entendidas como gestores de redes, requiriendo separación de propiedad entre los negocios de redes y los de compra-venta de energía. Si aún existiese interés, por parte del grupo empresarial donde se integra la distribuidora, como una segunda opción se debería requerir la separación funcional y legal por un lado de la distribuidora y por otro de la subsidiaria creada al efecto de la infraestructura de carga de VE.

Además, en Perú, el servicio de carga de baterías para la movilidad eléctrica en electrolinerías o estaciones de servicio de carga de acceso público se define como un servicio de carácter comercial, que se presta en condiciones de competencia a nivel nacional. Ello resulta incompatible con que este servicio pueda ser desarrollado por las distribuidoras de electricidad reguladas en régimen de monopolio natural. Por lo tanto, también, por este motivo, se debería requerir la separación de propiedad o al menos la separación funcional y legal de la subsidiaria creada al efecto.

3.3.3. Recomendaciones sobre medición inteligente y acceso al mercado libre

Las recomendaciones que se presentan se refieren tanto a instalaciones de carga con acceso público que utilizan los modos 3 y 4 (electrolinerías y estaciones de autoservicio), como a instalaciones de carga privadas que utilicen los modos 2, 3 y 4 (instalaciones en viviendas, en edificios, en oficinas, en locales comerciales o asistenciales, en recintos industriales, y electroterminales o centros de carga para flotas).

Medición inteligente

Se requiere que las instalaciones de infraestructura de carga de VE dispongan de medición inteligente tanto si se conectan a la red de MT como a la red de BT y para todo el rango de potencias consideradas en los modos de carga 2, 3 y 4 (especialmente si la potencia supera los 20 kW). Esta recomendación podría considerarse como opcional para el caso de carga privada en viviendas individuales en el modo de carga 1.

Acceso al mercado libre

Se recomienda que los propietarios de infraestructuras de carga de vehículos eléctricos, en tanto usuarios del sistema eléctrico, tanto en su modalidad de carga pública o carga privada, y en modos de carga 2, 3 o 4, por ejemplo, por encima de 20 kW, sean considerados como usuarios libres, que puedan optar tanto al mercado regulado como al mercado libre. Para la carga doméstica en modo 1 se debe desarrollar una tarifa regulada avanzada con tres períodos y con medida inteligente, siguiendo las recomendaciones dadas para la tarifa regulada por defecto.

Es de señalar que, para poder implementar esta recomendación en el contexto actual del mercado, dando acceso al mercado libre de forma generalizada a todos los consumidores por encima de 20 kW, se necesitaría resolver el problema de los costos hundidos de las distribuidoras como consecuencia de la potencial migración de consumidores del mercado regulado al mercado libre. Para ello en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco se proponen algunas reformas de calado que deberían implementarse para afrontar este problema con garantías de éxito. Se recomienda considerar los costos hundidos de las distribuidoras como costos residuales, y asignarlos a través de la tarifa regulada como un cargo fijo por consumidor. A cada consumidor se le asignaría la parte correspondiente al costo derivado de los contratos que, en su nombre, como consumidor regulado, realizó la distribuidora para cubrir su consumo, con un mecanismo similar al “PCIA exit fee” implementado en California. La metodología para implantar el PCIA calcula un pago mensual que cada consumidor que sale de la tarifa regulada al mercado libre, debe satisfacer y cuya intención es capturar a lo largo del tiempo la parte correspondiente de los costos históricos, por encima de los precios de mercado, que fueron incurridos en su nombre por la distribuidora o comercializador regulado.

Otra posible alternativa más inmediata, sería conceder el privilegio de acceso al mercado libre sólo a los nuevos puntos de suministro por encima de 20 kW que estén dedicados a la carga de vehículos eléctricos. Como nuevos puntos de suministro, no tendrían que responsabilizarse de los contratos pasados de las distribuidoras, y por tanto el reconocimiento de poder negociar la compra de la energía en el mercado libre sería inmediato.

En una segunda fase, se debe también avanzar en la definición de la figura del comercializador en Perú, y reducir las barreras para que los usuarios puedan cambiar entre el mercado regulado y el mercado libre, o también la contratación desde un comercializador a otro, de forma rápida segura. En esta fase también se podrían declarar como usuarios libres aquellos usuarios con VE y con medición inteligente con recarga doméstica en modo 1.

3.3.4. Recomendaciones sobre cargos de acceso y conexión y diseño de tarifas

Estas recomendaciones también se refieren tanto a instalaciones de carga con acceso público que utilizan los modos 3 y 4 (electrolineras y estaciones de autoservicio), como a instalaciones de carga privadas que utilicen los modos 2, 3 y 4 (instalaciones en viviendas, en edificios, en oficinas, en locales comerciales o asistenciales, en recintos industriales, y electroterminales o centros de carga para flotas).

Cargos de acceso y conexión

Para la conexión a la red de instalaciones de infraestructura de carga de VE, se recomienda seguir aplicando cargos de conexión “shallow”, regulados por OSINERGMIN tal y como se hace en la actualidad. De esta forma se simplifica el proceso administrativo de solicitud de acceso y conexión y se eliminan barreras de acceso a la red.

Para la conexión a la red de instalaciones de infraestructura de carga de VE con potencias superiores a 2,500 kW, cosa poco probable en una etapa inicial del despliegue, se recomendaría aplicar cargos de conexión “deep”. Esto supondría un cambio importante en la regulación actual de Perú, pero entendemos que introduciría eficiencia a la hora de proporcionar señales económicas para la localización en la red de los nuevos puntos de suministro. Bajo este nuevo paradigma, para facilitar el proceso de tramitación y resoluciones de las peticiones de acceso y conexión, OSINERGMIN debería obligar a las distribuidoras a publicar mapas de información sobre la capacidad disponible en los diferentes nodos de la red, y también incluir la posibilidad de facilitar el acceso flexible a la red en aquellos nodos más congestionados.

En una segunda etapa, se recomienda implementar gradualmente el acceso flexible a la red como una alternativa al acceso firme. Ello proporcionaría ahorros en los costos de refuerzos de red, aumentaría el número de recursos de flexibilidad para ser gestionados por los distribuidores y reduciría los cargos de conexión, especialmente los de los usuarios de mayor potencia sujetos a cargos de conexión “deep”.

Tarifas: aspectos generales

Se recomienda diseñar tarifas avanzadas basadas en medición inteligente con tres tipos de cargos: fijo, energía activa y potencia activa, e incluyendo también el cargo de energía reactiva bajo las mismas condiciones que contemplan las tarifas actuales.

Las tarifas avanzadas que se diseñen no deben ser exclusivas para la carga de VE (salvo lo comentado más abajo en lo relativo a la recuperación de los costos residuales y la promoción de la electromovilidad), sino aparecer como opciones tarifarias a las que pueden optar otros usuarios.

En las tarifas se deben separar claramente los cargos regulados que corresponden a los costes de redes y de políticas energéticas y sociales, que deben afectar a todos los consumidores eléctricos, de aquellos de generación y comercialización que el usuario libre puede negociar en el mercado y que OSINERGMIN también fija para los usuarios regulados.

No se debe diseñar una tarifa con reglas arbitrarias en la que los incentivos para el desplazamiento de la carga a horas nocturnas no reflejen los costes evitados, ello producirá sobre o infra reacción de la demanda para minimizar sus costes, sin producir los requeridos beneficios en el sistema.

Cargos por el uso de redes

Para los costes regulados de redes, idealmente para los costes marginales de largo plazo, se requiere que al menos las tarifas se compongan de tres bandas horarias por el uso de redes para incluir cargos diferenciados de potencia activa y de energía activa (punta, media y valle). El análisis de si se podrían requerir más bandas horarias dependiendo de las curvas de carga según

estacionalidad o tipos de días (laborables y fines de semana o festivos) queda fuera del alcance de esta consultoría.

En la actual tarifa regulada en Perú, se consideran cargos de potencia por el uso de redes en horas de punta y en horas fuera de punta. Sin embargo, la diferencia entre los cargos en \$/kW/mes, es prácticamente inexistente. Un ejemplo a considerar de cómo varían los cargos de potencia y energía dependiendo de las bandas horarias es la metodología de cargos de transmisión y distribución desarrollada por el regulador español CNMC en la Circular 3/2020. En la siguiente tabla se muestran los peajes de redes de transmisión y distribución fijados para consumidores conectados en redes de MT (1kV < U < 30 kV). Se puede observar que se diferencian hasta 6 períodos en el año (tres períodos en el día y diferentes estaciones). Se observa que la potencia y energía utilizadas en el periodo valle (periodo 6) son mucho más económicas que las utilizadas en el período punta (período 1).

Tabla 3-9. Peajes de redes de transmisión y distribución para consumidores conectados en redes de MT en España (2020). Peaje 6.1TD. Fuente: Memoria de la Circular CNMC 3/2020.

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 6.1 TD (€/kW año) (A)						Términos de energía del peaje 6.1 TD (€/kWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	4,4627	4,1976	3,5093	2,1578	0,0844	0,0844	0,00452	0,00353	0,00261	0,00144	0,00005	0,00003
Distribución	12,0155	11,3361	9,1291	6,6003	0,2609	0,2609	0,01256	0,00963	0,00682	0,00444	0,00043	0,00007
Total T&D	16,4781	15,5337	12,6384	8,7581	0,3453	0,3453	0,01708	0,01316	0,00943	0,00588	0,00048	0,00011

En España, también a partir de los peajes de redes generales se ha diseñado peajes de red para promover la carga pública de VE cuando el nivel de utilización de la infraestructura de carga es inferior al 10%. En este caso se reduce el peaje de potencia y se incrementa el peaje de energía recuperando la misma cantidad de dinero en el caso de utilización al 10%.

Tabla 3-10. Peajes de redes de transmisión y distribución para infraestructura de recarga pública de VE conectada en redes de MT en España (2020). Peaje 6.1 TDVE. Fuente: Memoria de la Circular CNMC 3/2020.

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 3.0 TDVE (€/kW año) (A) * (F)						Términos de energía del peaje 3.0 TDVE (€/kWh) (B) * (G)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	1,2724	1,1968	1,0006	0,6152	0,0241	0,0241	0,01210	0,00947	0,00700	0,00385	0,00014	0,00009
Distribución	2,8836	2,7206	2,1909	1,5840	0,0626	0,0626	0,06032	0,04623	0,03274	0,02133	0,00206	0,00036
Total T&D	4,1560	3,9174	3,1915	2,1992	0,0867	0,0867	0,07242	0,05570	0,03974	0,02517	0,00219	0,00045

Cargos para recuperar costos residuales y subsidios

La metodología para el diseño de las tarifas, debe correctamente recuperar y reflejar los costes reconocidos de proveer el servicio y debería evitar distorsiones al energizar costes de naturaleza residual o subsidios.

En particular, se recomienda eliminar los costos residuales, tanto de redes como de políticas gubernamentales, de las componentes volumétricas y de potencia, y recuperarlos a través de un cargo fijo, expresado como una cantidad global que podría calcularse anualmente y facturarse en cuotas mensuales; este cargo fijo debería depender del tipo de consumidor.

La asignación de los costos residuales a las diferentes categorías tarifarias se debe hacer atendiendo a criterios de equidad u otros objetivos de políticas medioambientales o energéticas. Según este criterio, se podría considerar la carga de vehículos eléctricos, como una actividad a promocionar y por tanto con menor contribución al pago de los costos residuales, tanto de redes como de las distintas políticas en Perú. En este sentido, nuestra recomendación es favorable a minimizar, o incluso eximir, la contribución a estos costos residuales de los usos para electromovilidad, en especial, para la carga pública o carga de flotas para transporte público.

En cuanto a los subsidios cruzados actualmente implementados en Perú, FOSE y FISE, se debe analizar si deben afectar o no a las instalaciones de carga de vehículos eléctricos, privadas o públicas. En principio, el diseño de estos subsidios es agnóstico respecto a que se dedica el consumo que contribuye al fondo. Así en el FOSE, el consumo que supere el umbral definido (100 kWh-mes), debe contribuir al FOSE, mientras que el FISE se financia parcialmente con el aporte de las empresas o industrias identificadas como grandes consumidores de electricidad (usuarios libres). Por otro lado, dada la naturaleza de estos subsidios, se recomienda que la carga de VE contribuya a financiar dichos subsidios como cualquier otro tipo de consumidor.

Se recomienda que, si se quiere promover la electromovilidad a través de subvenciones para determinadas infraestructuras de carga, esto no se haga como un subsidio a través de la tarifa eléctrica, las tarifas deben ser tecnológicamente neutras, sino a través de subvenciones a la propia inversión en la infraestructura de carga.

Cargos por costos de generación (mercado libre vs. mercado regulado)

Finalmente, teniendo en cuenta que, para ciertos segmentos de consumidores, la opción entre tarifa regulada y acceso al mercado libre está abierta, es importante resaltar que los distintos conceptos de coste aparezcan con un mayor nivel de desagregación en las tarifas, sabiendo cuáles son regulados para todos los consumidores, y cuáles otros pueden ser negociados en el mercado por los consumidores libres. Las tarifas de red por bloques horarios reflejarán los costos marginales de largo plazo por el uso de las redes. Las tarifas de generación, con el diseño del mercado mayorista propuesto en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco, también reflejarán los costos de largo y de corto plazo de generación diferenciados por bloques horarios con cargos diferenciados de potencia activa y energía activa de generación. Estos precios de generación irán evolucionando a medida que aumente la generación renovable, como es el caso de Chile, donde las licitaciones de compra de energía distinguen tres períodos para tener en cuenta la penetración de la energía solar fotovoltaica en el mercado.

4. Viabilidad económica de los vehículos eléctricos y las estaciones de recarga para vehículos eléctricos y las políticas necesarias para promover la inversión en su despliegue

4.1. Introducción

Este capítulo examina la viabilidad económica de las estaciones de carga (EC) para vehículos eléctricos (VE) y las políticas públicas para apoyar las inversiones en EC en Perú. Como se explica en el Capítulo 2, no se puede analizar la viabilidad económica de las EC sin entender su relación con la viabilidad económica de los VE desde la perspectiva del propietario.

En los otros países estudiados, la mayoría de las EC no son económicamente viables sin subsidios en los primeros años de penetración de los VE. Esto se debe básicamente a dos consideraciones: En primer lugar, la baja penetración inicial de los vehículos eléctricos en el mercado significa que las EC tienen bajas tasas de utilización e ingresos. En segundo lugar, para que los vehículos eléctricos sean más atractivos para su compra, es importante que los costos por kilómetro de recarga para los vehículos eléctricos sean más bajos que el costo del combustible por kilómetro para los vehículos ICE. Reflejando estas dos consideraciones, cuando los ingresos no llegan a cubrir los costos de energía y los costos fijos de la EC, la EC no resultaría económicamente viable. Sin embargo, por otro lado, se necesita una disponibilidad generalizada de estaciones de carga para aliviar la preocupación de los futuros propietarios de vehículos eléctricos por quedarse sin energía en un trayecto o tener que esperar mucho tiempo para recargar su vehículo. Esta preocupación del lado del conductor es un impedimento para la penetración de los vehículos eléctricos.

Dada la importancia de la electromovilidad para cumplir con los objetivos ambientales, los países generalmente han optado por subsidiar tanto la compra de vehículos eléctricos como la inversión en EC, por lo menos en la fase inicial del despliegue de los VE. El desafío es tener el mayor impacto en la electromovilidad cuando se dispone de un presupuesto limitado para su apoyo. En Perú, enfrentar este desafío es aún más difícil que en países económicamente más desarrollados. No obstante, como se ha destacado en el Capítulo 1, Perú tiene una situación económica que puede favorecer la electromovilidad, concretamente el coste relativamente bajo de la electricidad comparado con el coste de los combustibles fósiles importados.

Hay cinco partes en este capítulo, además de esta introducción. La primera parte utiliza el modelo económico desarrollado para esta consultoría, en este caso para analizar la viabilidad económica de los VE desde la perspectiva del consumidor. La segunda parte utiliza el modelo para identificar los determinantes de la viabilidad económica de las EC. Concretamente, se examina la viabilidad económica de dos tipos diferentes de inversión: electrolineras y las estaciones de carga que forman parte de una inversión coordinada en flotas de vehículos eléctricos y estaciones de recarga; en un

caso flotas de buses públicos y en otro caso para flotas de furgonetas¹⁶. La tercera analiza diferentes formas de mejorar la viabilidad económica de las EC para reducir el volumen de los subsidios requeridos. La cuarta ofrece algunas ideas iniciales sobre cómo financiar los subsidios. La quinta refiere a los límites de la financiación y la importancia de enfocar los subsidios en inversiones con mayor impacto sobre la electromovilidad.

Antes de examinar el tema de la viabilidad económica, es importante aclarar la relevancia de las tasas de descuento y su uso en este documento.

En el análisis económico de la compra y operación de los vehículos eléctricos, los cálculos de los costos operativos comparativos a lo largo de la vida útil, en los que los costos operativos en años futuros se devuelven a un valor actual equivalente, se ven afectados significativamente por la tasa de descuento asumida en esos cálculos. Para ilustrar el punto, con una tasa de descuento de 12%, si el costo de combustible de un vehículo ICE en el año 10 de su vida es \$1,000 más que los costos de energía eléctrica de un EV comparable, la ventaja del costo operativo de \$1,000 del EV en el año 10 se descontará a un valor presente de \$322. Con una tasa de descuento de 16%, el valor presente de esa ventaja en el costo operativo del año 10 de \$1,000 sería de solo \$227. Ese valor presente aumentaría a \$463 utilizando una tasa de descuento del 8%.

Los valores presentes de los costos comparativos a corto plazo, por supuesto, se ven menos afectados por la elección de la tasa de descuento. El valor presente de un ahorro de \$1,000 en costos operativos dentro de un año sería de \$893 utilizando una tasa de descuento del 12%. Para ampliar el ejemplo, el valor presente equivalente de un ahorro anual de costes operativos de \$1,000 durante la vida útil de 10 años, sería de \$5,650 si se evaluara usando una tasa de descuento del 12%. El valor presente comparables serían de \$ 6,710 y \$ 4,833 usando tasas de descuento del 8% y 16%, respectivamente.

Las tasas de descuento asumidas en gran parte del análisis cuantitativo ilustrativo de este informe han sido proporcionadas por OSINERGMIN. Se toman estas tasas como tasas reales, es decir, antes de cualquier adición para reflejar las tasas generales de inflación. En consecuencia, en los análisis ilustrativos se han proyectado todos los costos e ingresos futuros en términos reales, es decir, sin reflejar la inflación.

La tasa primaria propuesta por OSINERGMIN es del 12%, la cual es una tarifa caracterizada como adecuada para los servicios regulados y, por extensión, para las entidades de propiedad pública como las operaciones de autobuses municipales. Se ha sugerido una tasa más alta de alrededor del 16% como apropiada para reflejar los riesgos más altos y, por lo tanto, las tasas de rendimiento objetivo más altas de la inversión privada, como en electrolinerías o en flotas de furgonetas. Como se ilustra en los ejemplos numéricos anteriormente detallados, los resultados de cualquier análisis

¹⁶ Furgoneta: Vehículo comercial ligero de cuatro ruedas para el transporte de mercancías. Vehículos clasificados como N1 según la Resolución Consolidada sobre la Construcción de Vehículos (R.E.3) elaborada por la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (<https://unece.org/fileadmin/DAM/trans/main/wp29/wp29resolutions/ECE-TRANS-WP.29-78r6e.pdf>)

de valor presente de costos y los beneficios pueden verse afectados significativamente por la elección de la tasa de descuento, también se han realizado algunos análisis de sensibilidad.

4.2. Viabilidad económica de los vehículos eléctricos y su efecto sobre el despliegue de las estaciones de carga

Esta sección se centra en dos cuestiones, ambas desde la perspectiva general y la peruana. La primera es la viabilidad económica de los VE desde la perspectiva de los costes comparativos con los vehículos ICE¹⁷. La segunda se refiere a la importancia de la infraestructura de EC para promover la penetración de VE.

4.2.1. Viabilidad económica del VE

Cuando se comparan los vehículos eléctricos frente a los vehículos ICE desde una perspectiva económica, hay que distinguir tres conceptos.

El primer concepto es el coste de fabricar y vender un vehículo eléctrico o un vehículo ICE, sin subsidios. Actualmente, este coste es más alto para los VE, sobre todo por el coste de la batería. No obstante, con la reducción prevista en el coste de las baterías, reconocidos expertos como el BNEF espera que la "paridad de precios" (o "paridad de costes") se alcance entre 2025-28. Cuando se llegue a esta paridad, un fabricante de automóviles teóricamente podrá construir y vender un vehículo eléctrico con el mismo coste, precio y margen que un vehículo de combustión comparable.

El segundo concepto es el precio de venta de los vehículos. Actualmente, muchos gobiernos ofrecen subsidios de diferentes tipos para bajar el precio de venta de los VE. Las empresas de ventas de automóviles también pueden decidir, como política comercial, vender una versión eléctrica a precios más bajos que el costo de fabricarla. Aunque en algunos países, por ejemplo, Noruega, el precio de venta de los VE son menores que los ICE, en general los VE son más caros.

El tercer concepto es el más importante para este estudio. Se trata de la viabilidad económica del VE desde la perspectiva del consumidor, es decir, el coste total para el propietario, incluyendo el coste fijo de compra y el coste de uso y operación. Para el análisis de las estaciones de carga en Perú, hay un mensaje importante. Como en otras partes del mundo, la clave de la competitividad de los vehículos eléctricos en Perú es que tienen unos costos operativos y de mantenimiento más bajos que los vehículos de combustión equivalentes, lo cual ayuda a compensar el precio de compra más alto. Para cumplir esta condición, es importante que el costo de carga por kilómetro (km) para un VE sea menor que el costo por km de gasolina, diésel o GNV para un vehículo ICE. La eficiencia energética superior de los motores eléctricos en relación con los ICE ayuda en este sentido.

¹⁷ <https://about.bnef.com/blog/the-ev-price-gap-narrows/>

Cuanto menor sea el costo de cargar un VE (por kilómetro) y mayor sea el costo (por kilómetro) de los combustibles fósiles, mayores serán los ahorros en costos operativos de un VE.

Valores medios de ambas tecnologías arrojan los resultados presentados en la Tabla 4-1, donde se puede apreciar cómo un vehículo eléctrico es del orden de 4 veces más eficiente que uno de combustión, por las menores pérdidas en el motor (*Tank-to-Wheel*).

Tabla 4-1. Eficiencia de los vehículos diésel y eléctricos. Valores representativos.

	Consumo	Eficiencia (kWh/km)
Auto de combustión diésel	6 L/100 km	0.64
Auto eléctrico	16 kWh/100 km	0.16

En el caso de Perú como en casi todos los países, los vehículos eléctricos privados para pasajeros actualmente tienen un precio de compra que está por encima de los vehículos ICE comparables. Pero, si esos vehículos eléctricos pueden cargarse principalmente por la noche en los hogares de los propietarios, el VAN a lo largo de la vida de dichos vehículos podría ser incluso inferior al VAN de un vehículo ICE comparable, dependiendo de los ahorros reportados por el menor coste de combustible y de la brecha de precio de compra entre ambas tecnologías. Esto sería atribuible de manera importante a los costos de la energía eléctrica fuera de las horas punta en Perú que dan como resultado costos operativos por kilómetro que están sustancialmente por debajo de los costos de los vehículos ICE comparables. Dado que es probable que los costos de fabricación de baterías y otros vehículos eléctricos continúen disminuyendo, el precio de compra y los beneficios económicos de la propiedad y operación de vehículos eléctricos para uso personal mejorarán más con el tiempo. Si también se tuvieran en cuenta los costos de mantenimiento generalmente más bajos de los vehículos eléctricos, la ventaja de los vehículos eléctricos sería aún mayor.

4.2.2. Análisis de rentabilidad del vehículo eléctrico en Perú

Para ilustrar este efecto, se ha llevado a cabo un análisis de rentabilidad del vehículo eléctrico bajo las condiciones actuales de Perú. La pregunta es si los ahorros de combustible en el ciclo de vida del VE, descontados al presente, compensan el mayor coste de la inversión de un VE comparado con un vehículo convencional equivalente. Con los valores de eficiencias anteriormente presentados y los costes de la energía reportados por OSINERGMIN, tanto para el diésel como para las tarifas eléctricas, es posible comparar los costes totales de combustible durante el ciclo de vida de un auto. Se considera un kilometraje total durante el ciclo de vida de 200,000 km¹⁸, y una tasa de descuento del 8% para los ahorros en costes de combustibles en los que se incurre durante el ciclo de vida y que han de ser actualizados a valor presente. En este estudio de rentabilidad se considerará únicamente la recarga domiciliaria del vehículo eléctrico, con tarifas notablemente

¹⁸ Siguiendo las comparaciones VE-ICE realizadas por la IEA. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/comparative-life-cycle-greenhouse-gas-emissions-of-a-mid-size-bev-and-ice-vehicle>

más bajas que las tarifas que puedan presentar las estaciones de recarga pública, lo cual podría exagerar los ahorros reportados por un VE en función de la porción de energía recargada en las estaciones rápidas¹⁹.

También cabe destacar que en este análisis no se ha considerado el coste de reemplazo de la batería del vehículo eléctrico durante su vida útil, dado que la pérdida de capacidad de las nuevas baterías ha demostrado ser baja y no obliga a su reemplazo durante un período de uso normal²⁰. Sin embargo, un uso más intensivo cuando los vehículos eléctricos sean utilizados para trayectos más largos, podría conducir a un mayor desgaste de la batería y por consiguiente, a la necesidad de incorporar el coste de reemplazo. Sin embargo, este uso más intensivo del vehículo eléctrico conllevaría también mayores ahorros en el coste de combustible durante su ciclo de vida comparado con un vehículo ICE, por lo que los costes de reemplazo de la batería se podrían ver de nuevo compensados.

Además, es necesario comparar diferentes tarifas eléctricas²¹ aplicables a la carga domiciliaria del vehículo eléctrico, resumidas en la Tabla 4-2²² y comparadas en términos del coste por kWh y por km (considerando la eficiencia anteriormente detallada de 16 kWh/100 km).

Tabla 4-2. Precios de la energía eléctrica (en USD/kWh) para cuatro opciones tarifarias en Perú aplicables a la recarga domiciliaria.

Tarifa	Precio de la energía (USD/kWh)	Precio de operación del VE (USD/km)
BT5B	0.20	0.03
BT5F HPF	0.14	0.02
BTEV2Hr HPF	0.11	0.02
P6 (España, HPF)	0.063	0.01

La Figura 4-1 presenta los resultados de costes de combustible en ciclo de vida para las tecnologías diésel y eléctrica, distinguiendo en esta última las cuatro tarifas descritas. Se aprecia un ahorro en

¹⁹ El Anexo D complementa este análisis sobre la rentabilidad del VE considerando parte de la recarga en estaciones públicas, con precios más altos que la recarga domiciliaria.

²⁰ <https://www.geotab.com/blog/ev-battery-health/>

²¹ Pliego Tarifario del 04/06/2022 de Enel Distribución Perú S.A.A., para la región de Lima Norte. <https://www.enel.pe/content/dam/enel-pe/empresas/archivos/pliego-tarifario---distribucion/Pliegos%20Edelnor%20040622%20PUBgeneraci%C3%B3n%20%20ENVIADOF%20conIGV.pdf>

²² Ver Anexo C.

costes de combustible en ciclo de vida de 5,113 USD entre un vehículo diésel²³ y un vehículo eléctrico cargado en el domicilio con una tarifa BTEV2Hr en horas fuera de punta. El ahorro en costes operativos de un vehículo eléctrico es aún más favorable bajo tarifas eléctricas más económicas como la P6 española, donde el ahorro asciende hasta 6,208 USD.

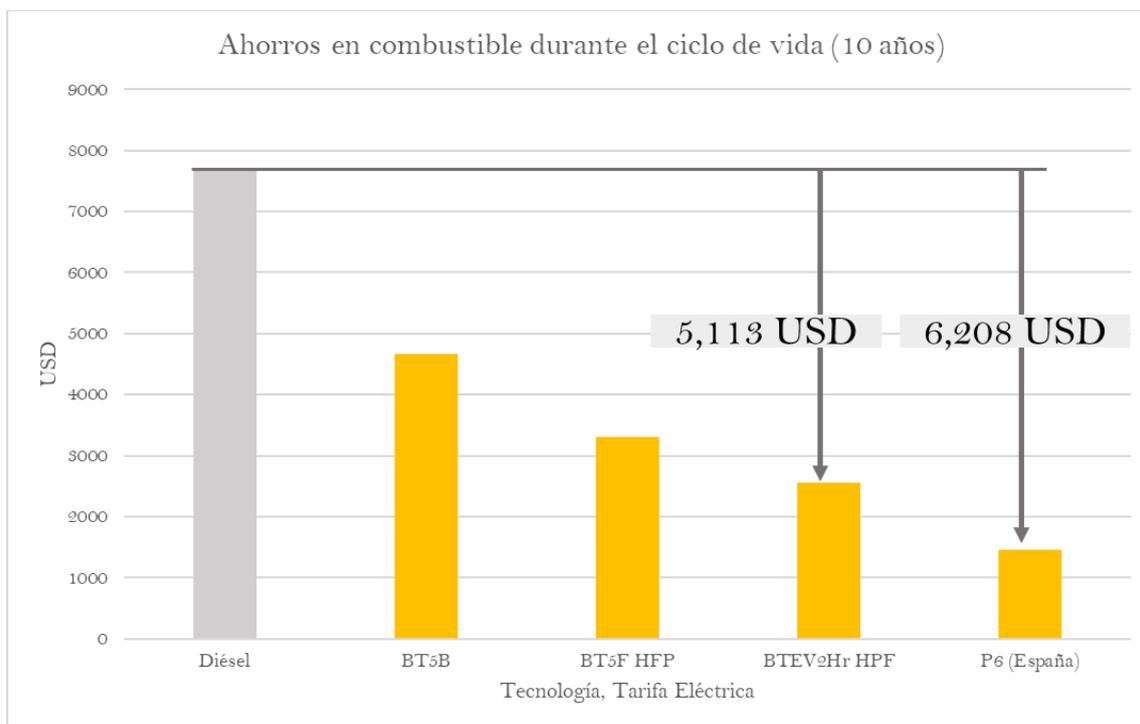


Figura 4-1. Costes de combustible en ciclo de vida para vehículos diésel y eléctricos. Elaboración propia.

Este potencial ahorro en ciclo de vida que presentan los vehículos eléctricos puede ayudar a compensar un mayor coste de inversión inicial, dependiendo de la brecha de precio entre ambas tecnologías. En Perú se reportaron en 2019 unas diferencias de precio alrededor del 47% para vehículos de gama media, pero no tan significativa para los vehículos de gama alta (20%) y baja. En Perú, los vehículos diésel de gama media mostraban precios cercanos a 24,000 USD, mientras los eléctricos llegaban a 36,000 USD. Respectivamente, los vehículos de gama alta se comercializaban por 77,000 USD y 95,000 USD, con diferencias relativas menores.

Sin embargo, la brecha de precio entre ambas tecnologías se estrecha cada vez más en todas las regiones del mundo, aunque a diferentes velocidades, principalmente motivado por la bajada de precio de las baterías empleadas y la fiscalidad aplicable en cada región. Según el más reciente EV Outlook 2022 de la IEA, la brecha de precio media se situaba en torno al 20% en 2020 a nivel global. Regiones como Europa o Perú presentaban diferencias de precios mucho mayores en ciertos segmentos (45-50%) mientras otras regiones como China habían conseguido reducirla a menos del 10%.

Aunque los precios de compra de ambas tecnologías siguen guardando una distancia significativa en la mayoría de regiones del mundo, los costes tecnológicos siguen una senda decreciente que podría ayudar a reducir esta brecha en los precios de compra. Al alcanzar la paridad de costos (de

²³ Con un precio del diésel reportado por Osinergmin de 12.84 Soles/Galón.

fabricación más margen de venta) entre 2025-2028 según BNEF, los precios de compra también podrían acercarse hasta llegar a igualarse. De nuevo, se ha de contar con el apoyo de la fiscalidad para poder reflejar una paridad en costes en el precio de compra, uno de los principales factores para impulsar la electromovilidad.

Con estos datos de la evolución de precios de ambas tecnologías, es importante poner en contexto el ahorro en combustible durante el ciclo de vida con el mayor precio de inversión inicial que exigen actualmente los vehículos eléctricos en Perú. La Tabla 4-3 refleja los ahorros (o pérdidas) reportados por un VE en Perú en función de la brecha existente entre la tecnología eléctrica y la tecnología de combustión diésel para un vehículo de gama media y los ahorros en combustible descritos anteriormente.

Tabla 4-3. Ahorros en ciclo de vida de un VE frente a un vehículo diésel en Perú, en función de la brecha de precios de compra entre ambas tecnologías.

Brecha de precios de compra VE-ICE	Precio de compra vehículo diésel - Gama media (USD)	Precio de compra VE - Gama media (USD)	Diferencia en precio de compra (USD)	Ahorro en combustible durante el ciclo de vida con la tarifa BTEV2Hr HPF (USD)	Ahorros reportados por el VE durante el ciclo de vida (USD)
47%	24,000	35,280	11,280	5,113	- 6,166
20%	24,000	28,800	4,800	5,113	314
10%	24,000	26,400	2,400	5,113	2,714
0%	24,000	24,000	-	5,113	5,114

Es posible observar como, bajo la actual diferencia de precios entre un vehículo eléctrico y diésel (47%), el primero no reporta aún ahorros durante el ciclo de vida, dado que los ahorros en combustible descontados al presente son menores que la diferencia en precio de compra en términos absolutos. Sin embargo, cuando la brecha de precios se estrecha y toma valores acordes con la media global (20%), el VE comienza a reportar ahorros netos durante su ciclo de vida, que se ven aumentados a medida que la brecha sigue decreciendo hacia la paridad de precios. Cabe destacar que las diferencias de precio en Perú y Europa tan altas han conseguido reducirse en los últimos años y comienzan a alinearse con la media global, por lo que la situación actual podría estar entre los dos primeros casos mencionados.

Sin embargo, este resumen de la situación actual puede verse modificado por varios supuestos. El VE será aún más atractivo con tarifas eléctricas más bajas o con impuestos de carbono que incrementen el coste del combustible fósil. Por otro lado, el VE sería menos atractivo con una tasa de descuento más alto, que puede ser un reflejo de que los consumidores podrían estar ignorando los ahorros de combustible en los últimos años de la vida útil del vehículo. La Figura 4-2 compara el caso de la tarifa de recarga BTEV2Hr HPF aplicable en Perú con una tarifa más económica, la P6 aplicada en España, dónde se pueden apreciar mayores ahorros reportados por el VE.

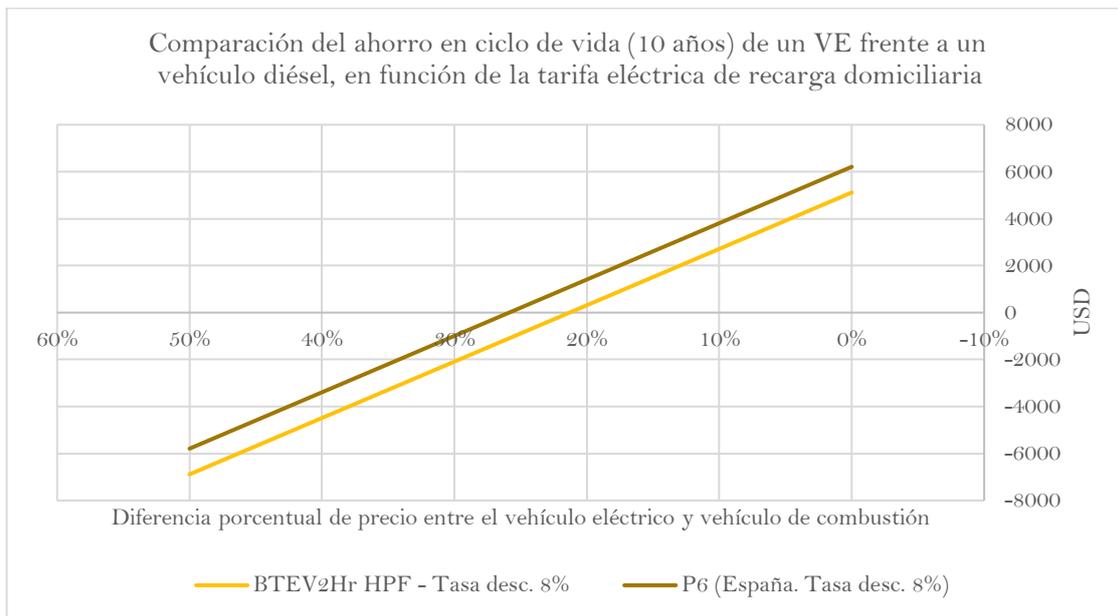


Figura 4-2. Comparación de los ahorros en ciclo de vida de un vehículo eléctrico frente a un vehículo de combustión diésel, en función de la tarifa eléctrica (comparando la BTEV2Hr HPF con la P6 española).

Aunque es posible observar cómo una menor brecha de precios de compra hace más rentable al VE frente al vehículo diésel por el ahorro en sus costes operativos, el caso aquí presentado hace referencia a una tarifa eléctrica de recarga domiciliaria donde la energía es considerablemente más barata que en la recarga pública. A medida que la porción de energía recargada en estaciones de públicas aumenta, los costes operativos reportan ahorros menores y, por lo tanto, la rentabilidad del VE frente al vehículo diésel disminuye, equivalente a desplazar los resultados de la Figura 4-2 hacia la derecha.

Sin embargo, la indisponibilidad de recarga pública que obligue a la carga domiciliaria, desmotiva notablemente la penetración del vehículo debido a la ansiedad de recarga de los conductores cuando se encuentran fuera del rango de su domicilio. Es por ello que el precio de recarga pública ha de mantener la competitividad del vehículo eléctrico, y surge la necesidad de diseñar tarifas adecuadas que permitan fomentar la compra de vehículos y la instalación de infraestructura de recarga de manera conjunta.

Aunque todo el análisis presentado hace referencia a la comparación entre un vehículo eléctrico con un vehículo de combustión diésel, los vehículos de gas natural comprimido también han cobrado cierta relevancia en Perú por sus muy bajos costes de operación y un precio de compra que guarda una brecha menor (que el VE) con el diésel. Estos vehículos pueden ser incluso el resultado de un reacondicionamiento desde un vehículo diésel a gas natural, a un coste especialmente bajo que además cuenta con el apoyo fiscal en Perú.

Con precios del GNV de 1.58 Soles/m³ (0.73 Soles/kg), el precio de recorrer un km de un vehículo de GNV podría estar por debajo de 0.01 USD/km, significativamente más barato que el vehículo equivalente de combustión diésel (0.05 USD/km) y de un orden de magnitud parecido al de un vehículo eléctrico (0.01-0.03 USD/km). Sin embargo, los motores GNV tienen unos costes de mantenimiento parecidos a aquellos de diésel y gasolina, considerablemente mayores a los costes de mantenimiento de un motor eléctrico.

Políticas fiscales que incentiven la compra y el reacondicionamiento de vehículos para el uso de GNV pueden fomentar el uso de este combustible alternativo, pero pueden a su vez retrasar la penetración de la electromovilidad en Perú cuya mayor ventaja es la reducción de costes de combustible. Desde una perspectiva medioambiental alineada con los objetivos establecidos por Perú, los vehículos GNV pueden reducir las emisiones de dióxido de carbono en comparación con los vehículos diésel, pero siguen siendo menos eficientes y más contaminantes que los vehículos eléctricos, además de contribuir al consumo de gas metano. El metano tiene un alto índice GWP (de calentamiento global) y sus fugas pueden ser muy dañinas para el medio ambiente y la mitigación del cambio climático. Políticas adoptadas en muchos otros países, como las tasas a las emisiones y la penalización de las fugas de metano, pueden ayudar a colocar al vehículo eléctrico en una posición económica favorable respecto a otros combustibles alternativos.

4.2.3. Importancia de las infraestructuras de estaciones de carga para la penetración de EV

Hay varias barreras para la penetración de los VE. Un estudio de Deloitte resumió estas barreras, con base en encuestas realizadas en septiembre y octubre de 2020. Según esa encuesta, resumida en la Tabla 4-4, las mayores preocupaciones con respecto a los vehículos que funcionan con baterías eran la ansiedad por la autonomía limitada del VE y la falta de infraestructura de carga. La primera está relacionada con la dificultad de encontrar estaciones de carga en trayectos más largos que la autonomía de la batería. La falta de infraestructura de carga también estaría relacionada con la ansiedad por la autonomía limitada de la batería, pero presumiblemente también incluye la inadecuación de las estaciones de carga dentro del alcance, por ejemplo, debido a la carga lenta y los largos tiempos de espera.

Tabla 4-4. Mayores preocupaciones respecto a los vehículos eléctricos. Fuente: Deloitte Global Automotive Consumer Study: Global focus countries.

Greatest concerns regarding all-battery-powered electric vehicles

Concern	United States	Germany	Japan	Rep. of Korea	China	India
Driving range	28%	28%	22%	11%	25%	13%
Lack of charging infrastructure	25%	22%	29%	32%	20%	26%
Cost/price premium	20%	16%	23%	17%	9%	16%
Time required to charge	13%	13%	15%	18%	13%	14%
Safety concerns	8%	12%	10%	19%	29%	25%
Lack of choice	4%	5%	1%	3%	4%	6%
Other	2%	4%	0%	0%	0%	0%

Q47: What is your greatest concern regarding all-battery-powered electric vehicles?
 Sample size: Germany=779; United States=879; China=886; India=880; Japan=597; Republic of Korea=906

■ Top concern

En la mayoría de los países, una proporción significativa de la carga de vehículos eléctricos se realiza en las viviendas. Sin embargo, muchos propietarios de vehículos eléctricos y potenciales propietarios no tienen acceso a la carga en la vivienda. Además, es evidente que los viajes más

largos requieren estaciones de carga rápidas. Las autoridades deben trabajar con los inversores para garantizar que las EC necesarias se ubiquen en los lugares correctos.

En el caso peruano, se ha demostrado que un VE podría tener viabilidad económica por los ahorros de los costes operativos en un futuro no tan lejano, suponiendo una carga al coste en horas nocturna de la tarifa residencial. No obstante, los potenciales propietarios de los VE en Perú, como en otros países, no solo van a cargar sus vehículos en el domicilio, también necesitan tener una suficiente seguridad de poder cargar de forma rápida fuera de casa (en electrolinerías) para justificar la compra del vehículo eléctrico.

4.3. Viabilidad económica de las estaciones de carga

Esta sección utiliza el marco de análisis que se ha descrito en el Capítulo 2 para estudiar la viabilidad económica de las EC. Los TdR de este proyecto refieren a una amplia gama de EC públicas y privadas. Este análisis se ha centrado en dos categorías de EC de carga rápida: electrolinerías de acceso público y puntos de recarga privados ligados a flotas de vehículos eléctricos. Hay tres razones que justifican este enfoque. Primero, este tipo de EC tendrá un impacto importante en la penetración de los VE (y reducción de emisiones) por su potencial de carga rápida y de eficiencia (bajos costes) en la prestación del servicio. En el caso de las electrolinerías, como se ha explicado anteriormente, la penetración del VE depende de la confianza que haya en una infraestructura adecuada de EC. En segundo lugar, es natural que haya un interés social en centrarse en el transporte público, especialmente los buses, en un país con baja penetración de vehículos y bajo nivel de poder adquisitivo. En tercer lugar, las otras alternativas de carga lenta se proporcionan a través de una tarifa regulada (para propietarios de vehículos eléctricos en sus viviendas), o su implantación es requerida por la regulación (p. ej., en oficinas y en nuevos edificios), o es poco probable que tengan éxito (p. ej., carga en estacionamiento en la calle). Además, en general, los propietarios no aceptarían cargar sus vehículos en electrolinerías con carga lenta. Sobre esta base, se concluye que centrarse en la carga rápida pública y privada contribuiría de manera útil a cumplir los objetivos fijados para la penetración de vehículos eléctricos en Perú y haría un buen uso de los fondos públicos disponibles que puedan requerirse en forma de subsidios.

Se ha desarrollado un modelo que se enfoca en los determinantes clave del valor económico de las estaciones de carga. Como se presenta en el Anexo B, este modelo está diseñado para evaluar el VAN de dos diferentes modelos de negocio: (1) electrolinerías para vehículos particulares desde el punto de vista del inversor de la infraestructura y (2) carga de flotas eléctricas. Los inversores en una flota de vehículos eléctricos (por ejemplo, autobuses o furgonetas) invierten además en las estaciones de carga asociadas. Las estaciones de carga y la flota de vehículos serán operadas de manera integrada y optimizada.

4.3.1. Electrolinerías

En el caso de las electrolinerías, la estrategia de mercado libre es una opción legítima. Donde haya interés en invertir sin necesidad de subsidios, parece muy oportuno apoyar la libre iniciativa. Eso

puede ser una opción atractiva en zonas donde la concentración de vehículos eléctricos justifique dicha inversión en electrolineras. Como demuestra la modelización presentada, los operadores podrían cobrar precios por sus servicios que hiciesen rentable el negocio. Los inversores pueden también aceptar unas pérdidas iniciales si ven oportunidades de mejores resultados más adelante.

No obstante, la experiencia internacional y este análisis sugieren que la baja penetración de VE hace económicamente inviable en la fase inicial una red de electrolineras suficiente para promover la penetración de vehículos eléctricos, especialmente en zonas con poco tráfico. Por un lado, para promover la penetración de estos vehículos, los precios de venta del servicio de recarga tendrían que ser suficientemente bajos para compensar el coste más alto de compra de VE comparado con el coste de compra de un vehículo ICE. Por otro lado, la falta de una infraestructura de recarga desmotivaría la compra de VE. En las condiciones actuales en Perú, parece necesario planificar y subsidiar una red de EC para impulsar la movilidad eléctrica y para alcanzar los objetivos planificados de unos 170K vehículos eléctricos en 2030.

Se han diseñado 3 escenarios de coordinación entre el despliegue del parque y la implementación de la infraestructura. La relación existente entre ambas velocidades de despliegue se define a través del factor de utilización, calculado como el tiempo equivalente de utilización de la potencia instalada. Es decir, si un punto de recarga tiene una potencia instalada de 50 kW y se usa para cargar 150 kWh al día (con tres recargas de 50 kWh, por ejemplo), tendría un factor de utilización del 12.5%, ya que estas cargas son equivalentes a utilizar los 50 kW durante 3 horas al día sobre 24.

- Despegue: Se considera el escenario en el que se ha de proveer de un impulso a la electromovilidad a través de un mayor despliegue de infraestructura de recarga pública que motive la compra de vehículos. Por lo tanto, esta infraestructura estará sobredimensionada hasta una mayor penetración del vehículo eléctrico en el parque, con un factor de utilización del **5% (el factor de utilización se calcula como el tiempo equivalente de utilización de la potencia instalada)**.
- Consolidado: El escenario deseable es aquel donde el despliegue del parque y de la infraestructura van de la mano, con una ocupación de las estaciones de carga cercana al **10%**. El factor de utilización medio en Europa se sitúa en torno al 10-15%²⁴, y se espera que los cargadores rápidos (carga de nivel 3 y 4) tengan una utilización entre el 10-20%²⁵ para poder recuperar los costes de inversión y operación, sin comprometer el atractivo de las estaciones por falta de disponibilidad en una situación saturada.
- Saturado: Este escenario considera la situación en la que el despliegue del parque eléctrico ha superado la planificación en infraestructura por déficit en la inversión de la última,

²⁴ <https://www.virta.global/blog/how-are-we-charging-a-deep-dive-into-the-ev-charging-station-utilization-rates>

²⁵ <https://www.pwc.com/us/en/industries/industrial-products/library/electric-vehicles-charging-infrastructure.html>

resultando en una ocupación de las estaciones del **20%**. Niveles de ocupación tan altos conllevarían tiempos de espera inaceptables por los usuarios, desmotivando también la compra y el uso de vehículos eléctricos. Cabe destacar que un 20% del tiempo ocupado es equivalente a un 40% del tiempo útil ocupado, ya que las estaciones de carga rápida se usan sólo durante el día, es decir durante 12 horas. Niveles de ocupación que impliquen una alta probabilidad de no encontrar un cargador libre pueden desmotivar su uso.

Naturalmente, los factores de utilización arrojan valores absolutos diferentes (en recargas al día) para las diferentes velocidades de carga.

Tabla 4-5. Número de VE cargados al día, según los diferentes escenarios y velocidades de recarga.

Número de VE cargados al día			
Escenario	CARGA SEMI RÁPIDA (22 kW)	CARGA RÁPIDA (50 kW)	CARGA ULTRA RÁPIDA (120 kW)
Despegue (5%)	0.44	1	2.4
Consolidado (10%)	0.88	2	4.8
Saturado (20%)	1.76	4	9.6

El siguiente análisis presenta los precios mínimos de venta de energía (al conductor) para hacer rentable el negocio de las electrolinerías en Perú. En escenarios con una menor penetración de VE (*despegue*), un bajo factor de utilización de electrolinerías tendrá como consecuencia precios de venta más altos para poder compensar los costes de inversión y operación de la electrolinería. En escenarios donde la penetración crece, los precios de venta que aseguren la rentabilidad serán más bajos, y en consecuencia competitivos con el coste de operación de un vehículo diésel.

Las figuras incluyen columnas verticales, que representan el precio mínimo de venta de la energía para la carga de VE que recupera los costes operativos y de inversión de la EC (por kWh). Se presentan resultados para los tres diferentes tipos de cargador y para cada tarifa eléctrica considerada, cuya denominación aparece debajo de cada grupo de columnas. Las líneas horizontales corresponden al coste de operación equivalente de un vehículo diésel (alrededor de 0.33 USD/kWh) y el coste de la carga en domicilio en horas fuera de punta y bajo la tarifa BTEV2Hr (0.11 USD/kWh). La línea negra corresponde al diésel y al marrón al coste de la carga en domicilio. Cabe destacar que el análisis realizado considera una estación de carga con dos puntos de conexión, una configuración habitual de las Electrolinerías. Podrían existir ciertas economías de escala en la instalación de estaciones con más puntos, en los costes de conexión, operación y mantenimiento ligados con el emplazamiento, como los costes de personal. Estos costes representan una porción muy pequeña de los costes totales en ciclo de vida de las Electrolinerías.

Como vemos en el escenario de despegue, bajo las tarifas MT2 (mercado regulado) y una tarifa tipo del mercado libre²⁶, así como para la tarifa española P1 (equivalente en horas de punta), los precios mínimos a los que las electrolinerías tendrían que cobrar la energía al conductor oscilan entre los 0.4-0.7 USD/kWh, hasta unas 8 veces más caro que la recarga en domicilio y más del doble del precio de operación equivalente de un vehículo diésel.

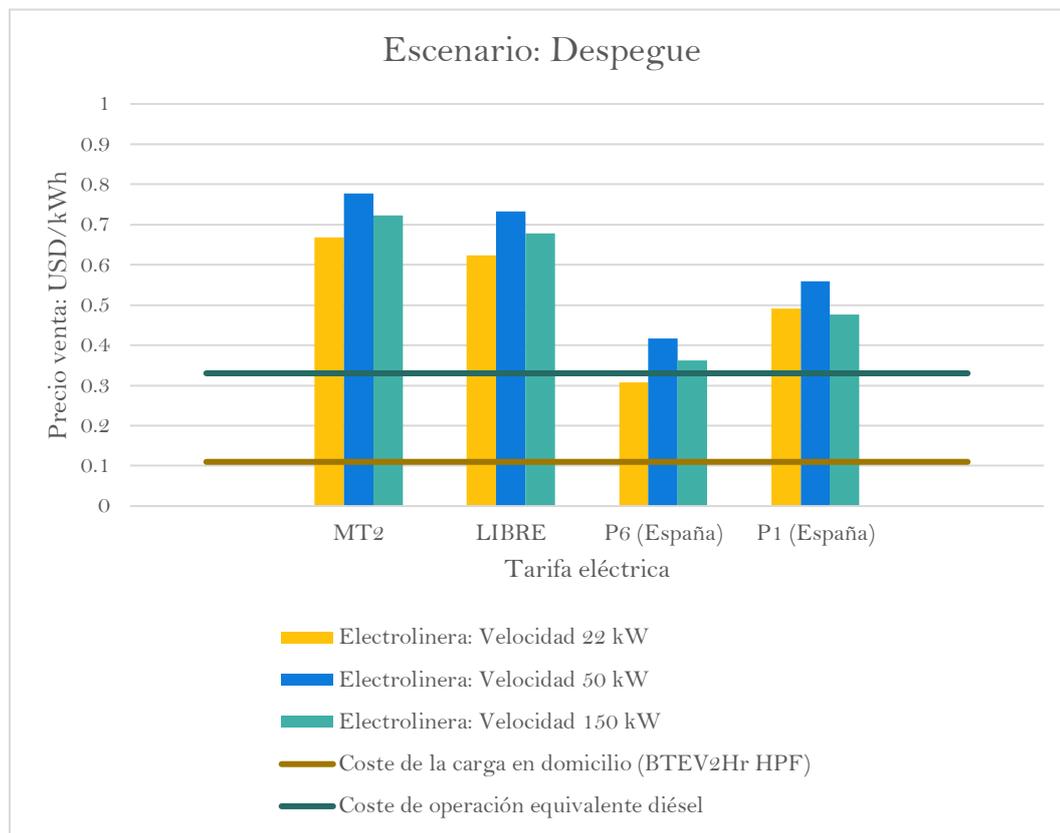


Figura 4-3. Precio mínimo de venta de la energía para el consumidor manteniendo la rentabilidad de las electrolinerías en el escenario de despegue. Elaboración propia. Caso de estudio: 10 años de vida útil, tasa de descuento real del 16% y tasa de cambio 1 PEN = 0.26 US

Sin embargo, en los escenarios en los que la penetración de vehículo eléctrico aumenta (*consolidado* y *saturado*), los precios a los que las electrolinerías tendrían que cobrar la energía al consumidor para ser rentables, bajan significativamente. En el escenario consolidado, los precios mínimos de venta se sitúan ligeramente por encima del precio equivalente de operar un vehículo diésel, y en el escenario saturado claramente por debajo de este valor. Sin embargo, estos precios se sitúan en todos los casos por encima del precio de recarga en el domicilio (con tarifa BTEV2Hr), como cabía esperar, ya que el modelo de negocio de las electrolinerías tiene una mayor inversión inicial y costes fijos que cubrir, a cambio de proporcionar un servicio más rápido.

²⁶ Proporcionada por Osinergmin para contratos libre en la región de Lima.

En vistas de estos tres escenarios, es posible afirmar que la rentabilidad del negocio de la electrolinera dependerá sustancialmente de la coordinación existente entre el despliegue de infraestructura de recarga pública y la penetración del vehículo eléctrico en el parque, materializada en este estudio en el factor de utilización. Una infraestructura sobredimensionada en una primera etapa de impulso a la electromovilidad necesitará cargar precios tan altos de la energía a los conductores que comprometen la rentabilidad del VE respecto al vehículo diésel. Una mayor tasa de utilización, gracias a una penetración del VE más avanzada, necesitará precios más bajos de recarga para ser rentables. Estos precios son competitivos con el equivalente de operación diésel.

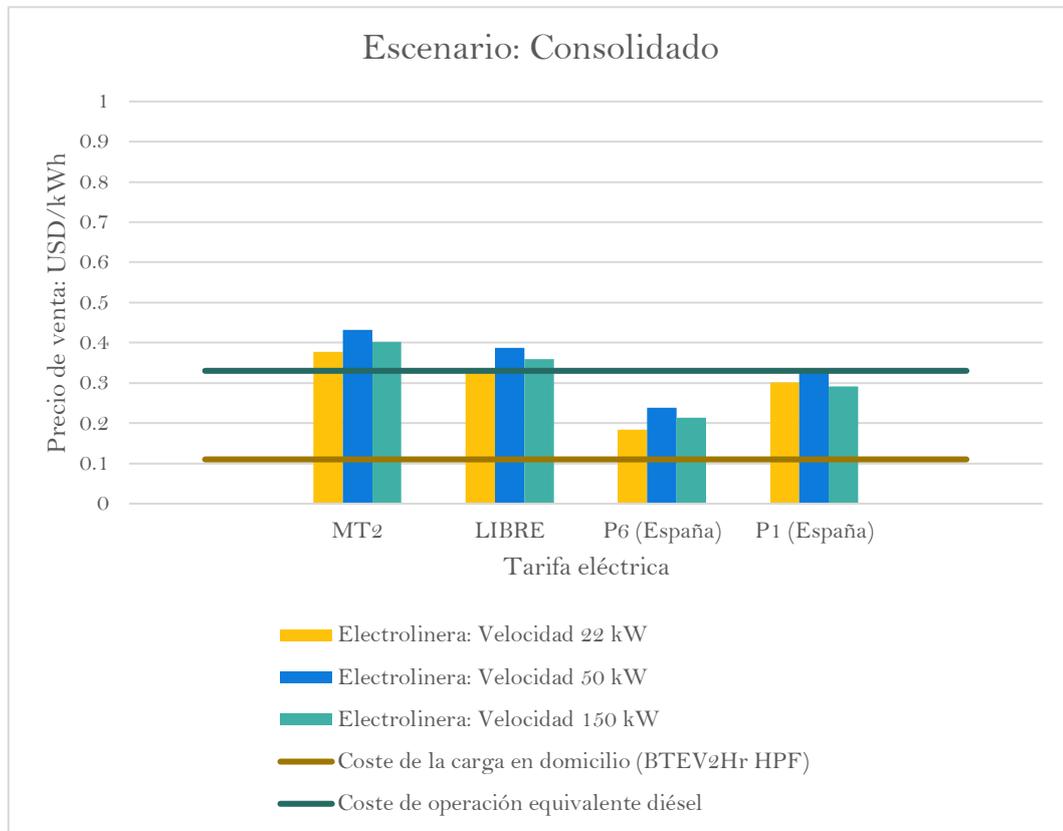


Figura 4-4. Precio mínimo de venta de la energía para el consumidor manteniendo la rentabilidad de las electrolineras en el escenario consolidado. Elaboración propia. Caso de estudio: 10 años de vida útil, tasa de descuento real del 16% y tasa de cambio 1 PEN = 0.26 USD

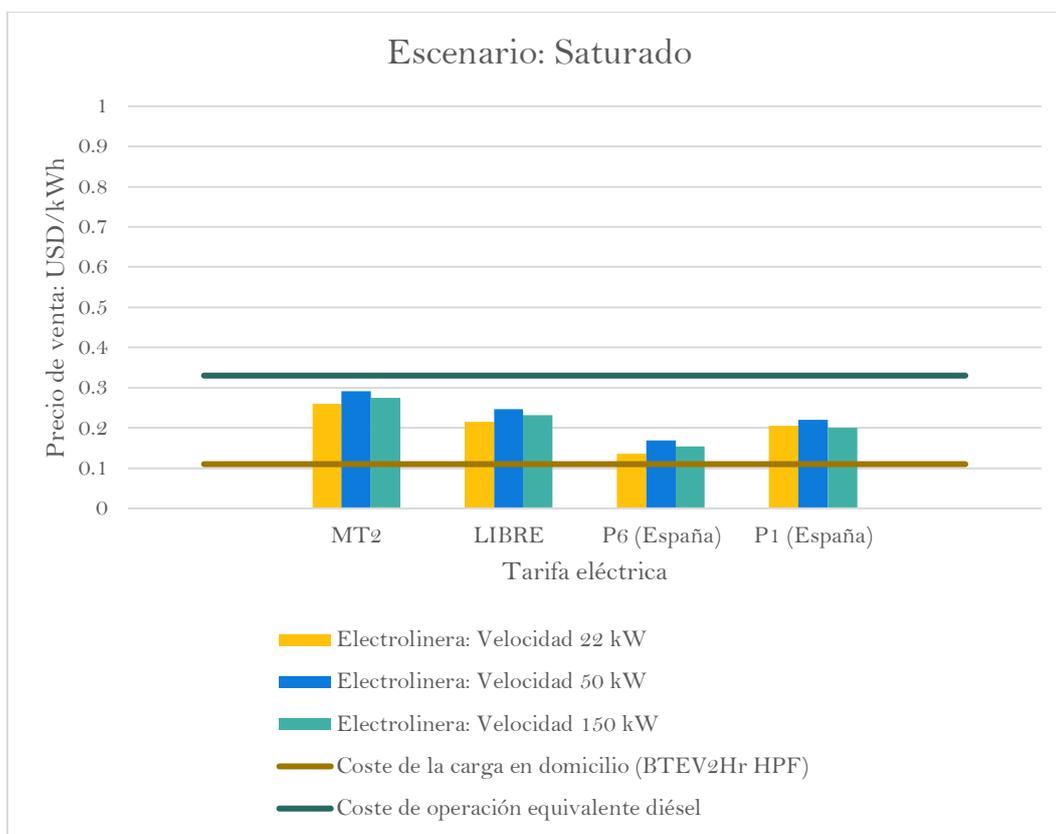


Figura 4-5. Precio mínimo de venta de la energía para el consumidor manteniendo la rentabilidad de las electrolineras en el escenario saturado. Elaboración propia. Caso de estudio: 10 años de vida útil, tasa de descuento real del 16% y tasa de cambio 1 PEN = 0.26 USD.

4.3.2. Flotas integradas de buses y cargadores

Parece evidente que la electrificación de los buses públicos - en flotas integradas que combinen la gestión de los vehículos con las estaciones de carga – es una forma ideal de promover la electromovilidad en Perú, beneficiando no sólo al medio ambiente sino también al bienestar social. Aunque la modelización que se presenta a continuación demuestra que las flotas de buses eléctricos no son rentables sin subsidios, por lo menos con los costos de inversión en buses eléctricos actuales, los resultados demuestran que las flotas que combinan vehículos con estaciones de carga ofrecen las mejores condiciones económicas para tener un impacto importante sobre la electromovilidad en Perú.

Las Figura 4-6 y Figura 4-7 ilustran los costes actualizados²⁷ en ciclo de vida (10 años) de una flota de 10 autobuses eléctricos frente a la misma flota de autobuses de combustión diésel y GNV. Cabe destacar que la flota considerada en este estudio es de 10 vehículos con el fin de proporcionar magnitudes unitarias y escalables, a la vez que evitando sobredimensionar la inversión en la infraestructura de carga cuando un número pequeño de vehículos infrautilizan la infraestructura

²⁷ En el caso de flotas de autobuses, se considera una tasa de descuento real del 12%, semejante a la de los negocios regulados, dado que la operación de estas flotas es pública.

compartida. Todos los resultados son escalables a partir de los que aquí se presentan para 10 vehículos.

La mayoría del coste de ciclo de vida está asociado a la inversión inicial, con una diferencia muy acusada entre el caso de adquirir los buses a 290,000 USD/e-bus (precio reportado en Santiago de Chile) y el caso de 540,000 USD/e-bus (precio reportado por el Ayuntamiento de Madrid, España, para el último pedido de flota fabricada en España).

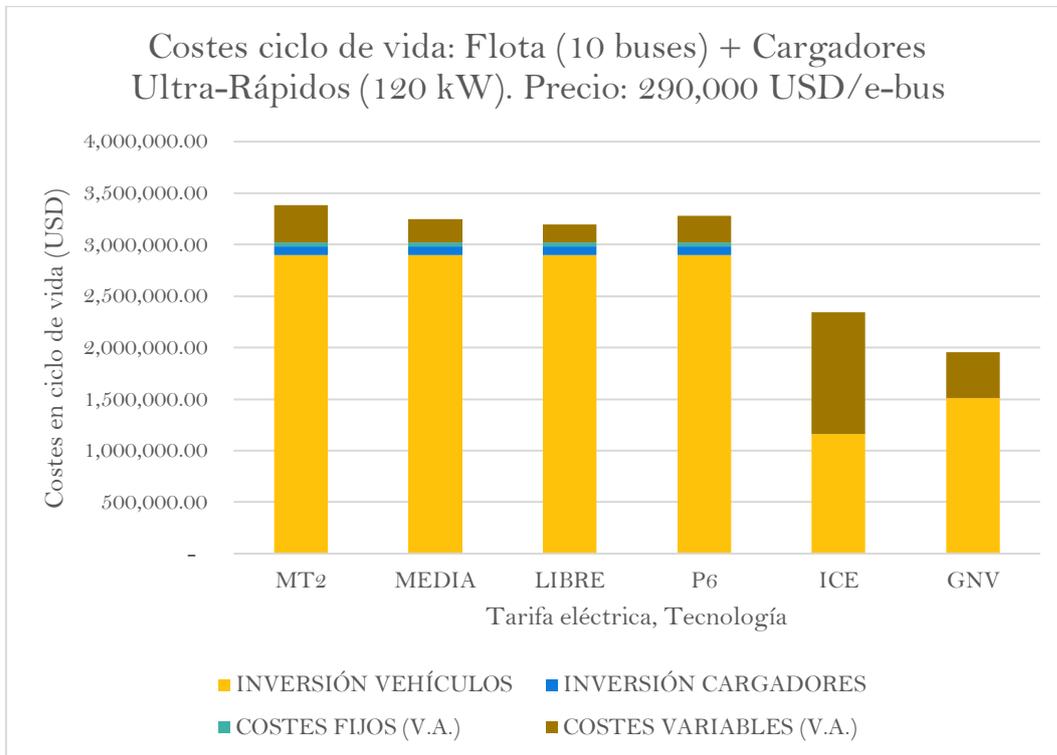


Figura 4-6. Costes del ciclo de vida para una flota eléctrica comparada con la flota diésel de autobuses. Precio: 290,000 USD/e-bus

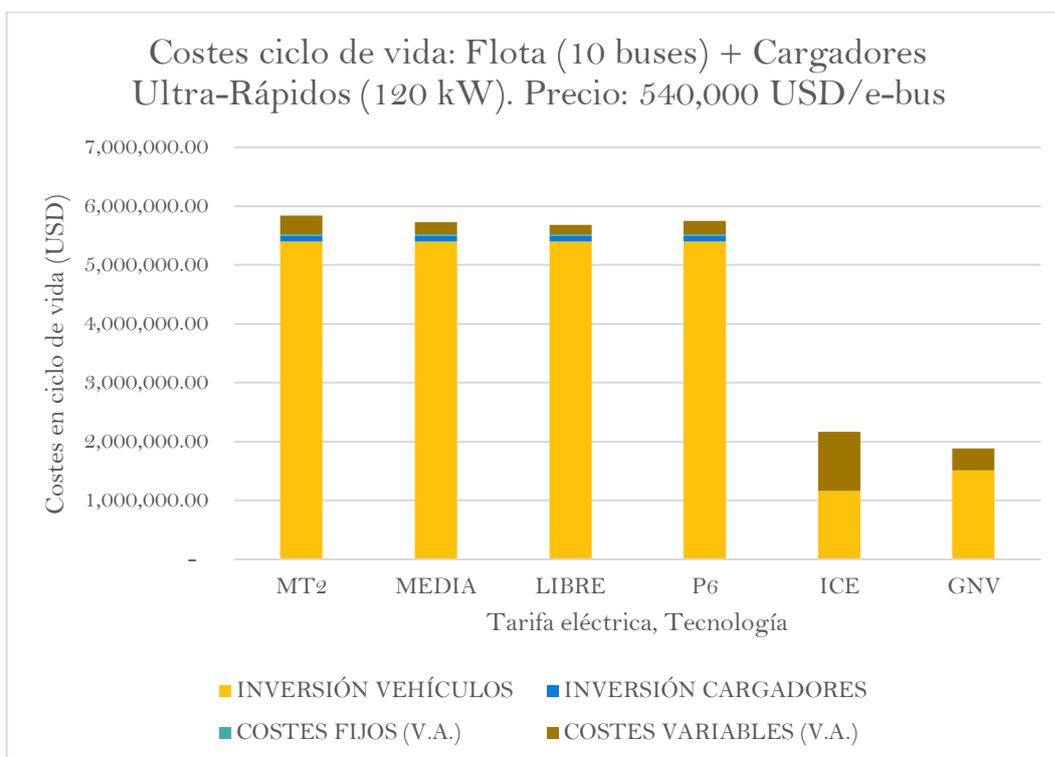


Figura 4-7. Costes del ciclo de vida para una flota eléctrica comparada con la flota diésel de autobuses. Precio: 540,000 USD/e-bus

Con el fin de dar una estimación de la necesidad de subsidio para la compra de flotas de autobuses eléctricos, se han elaborado los resultados presentados en Tabla 4-6. Contando con las mejoras tecnológicas que conllevan una reducción del uso de combustible durante la vida útil de la flota, se ha calculado la diferencia en costes de ciclo de vida (en valor actualizado con una tasa de descuento real del 12%) entre una flota de autobuses eléctricos y una flota de autobuses de combustión diésel. Estas diferencias en costes, y por tanto necesidades de subsidio a la compra de la flota eléctrica, se sitúan en torno al 35% en el caso de adquirir los buses a un precio de 290,000 USD/e-bus hasta más del 65% en el caso de adquirir los buses a un precio más elevado, de 540,000 USD/e-bus. En el caso de comparar la inversión con la de una flota de GNV, los subsidios necesarios para la flota eléctrica serían aún mayores en términos relativos, ya que el coste en ciclo de vida de los vehículos GNV son menores que para los vehículos diésel.

Tabla 4-6. Necesidad de subsidio a la compra de flotas de autobuses eléctricos, comparados con el coste en ciclo de vida de una flota equivalente de autobuses combustión diésel. Elaboración propia.

	Coste el e-bus (USD)		
	290 K	350 K	540 K
CARGA SEMI-RÁPIDA	30%	46%	65%
CARGA RÁPIDA	32%	48%	66%
CARGA ULTRA-RÁPIDA	33%	48%	66%

Tabla 4-7. Necesidad de subsidio a la compra de flotas de autobuses eléctricos, comparados con el coste en ciclo de vida de una flota equivalente de autobuses de gas natural. Elaboración propia.

	Coste el e-bus (USD)		
	290 K	350 K	540 K
CARGA SEMI-RÁPIDA	34%	48%	66%
CARGA RÁPIDA	36%	50%	67%
CARGA ULTRA-RÁPIDA	36%	50%	68%

4.3.3. Flotas integradas de furgonetas y cargadores

El caso de las furgonetas es diferente al de los autobuses en cuanto a que el coste de inversión inicial de un vehículo representa una menor porción del coste total de tenencia y operación de la flota, además de comportar una notable mejora en la eficiencia (25 kWh frente a 10 Litros diésel cada 100 km). El precio de compra de una furgoneta eléctrica está alrededor de 34,000 USD, mientras el de una furgoneta diésel está entorno a 20,000 USD²⁸.

Para una flota de 10 vehículos, los costes traídos a valor presente con una tasa de descuento real del 16% (es negocio privado en régimen de competencia y una vida útil de 10 años, se obtienen ahorros operando una flota eléctrica respecto a la flota diésel, bajo cualquiera de las tarifas eléctricas presentadas. Es por ello que, en principio, el modelo sugiere que las flotas eléctricas de furgonetas no tendrían por qué necesitar subsidios para la compra integrada de flota y cargadores.

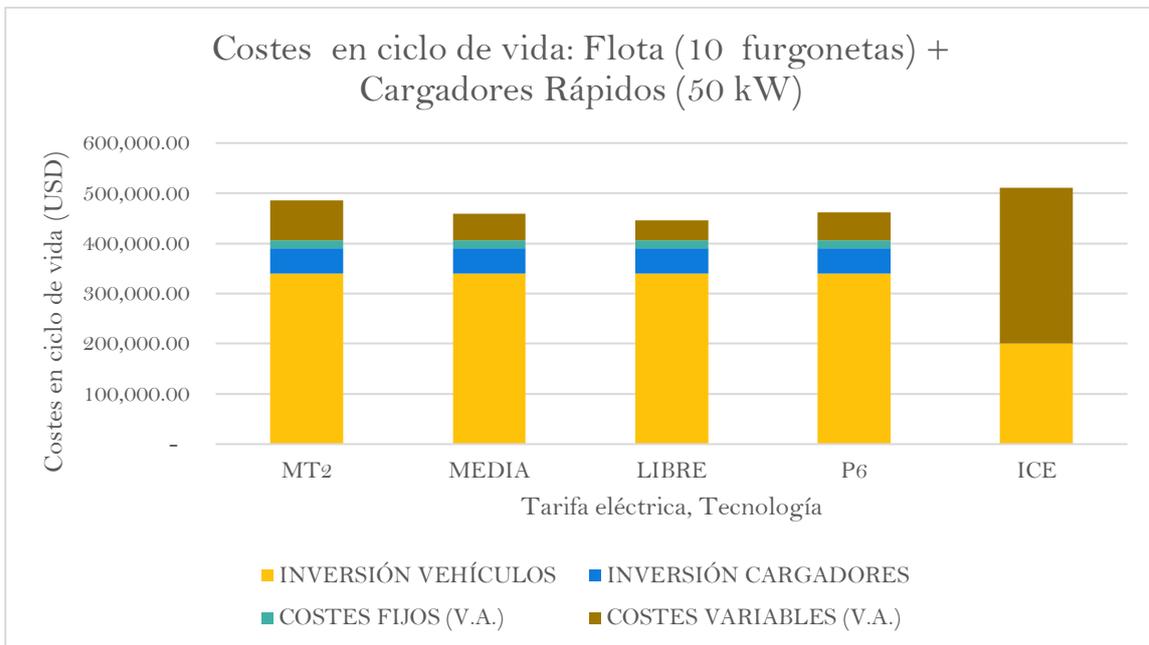


Figura 4-8. Comparación de los costes actualizados en ciclo de vida de una flota de furgonetas: eléctrico frente a diésel. Elaboración propia, con una vida útil de 10 años, tasa de descuento real del 16% y tasa de cambio 1 PEN = 0.26 USD.

²⁸ https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2022/03/2022_03_van_TCO_report-1.pdf

Los ahorros del VE mejorarían si, como previsto, baja la diferencia de precios entre los VE y los vehículos ICE. Sin embargo, un estudio más profundo del uso de las flotas de furgonetas podría investigar la necesidad de replazo de las baterías de estos vehículos, ya que tienen un uso más intensivo que los autos privados recorriendo mayores distancias de forma diaria. Al contabilizar el coste de replazo, la rentabilidad de la flota eléctrica podría decaer a niveles equiparables a los vehículos diésel, o incluso necesitar subsidios.

4.3.4. Conclusiones

En primer lugar, dado los relativamente bajos costes de cargar los VE en el domicilio (con tarifas como la BT5 o la propuesta BTEV2Hr), no es sorprendente que los usuarios normalmente carguen sus vehículos en el domicilio, aunque con carga lenta. En un futuro próximo, los propietarios de los VE podrían pagar más por la carga rápida que el coste equivalente de operar un vehículo diésel sin perder la rentabilidad del VE en su ciclo de vida. Sin embargo, no es seguro que el consumidor vaya a estar dispuesto a pagar un precio mayor. El modelo aquí presentado estima los precios que la electrolinera tendría que cobrar para tener un VAN positivo. En el período inicial de la electrificación, escenario de despegue de la electromovilidad, este precio (por km) tendría que situarse muy por encima del precio (por km) del combustible fósil e incluso más alto que el precio de la electricidad que hace rentable la compra de un VE (si tuviera que pagarlo para toda su energía). Estos altos precios de venta del servicio de la electrolinera se deben a un bajo factor de utilización de los cargadores. Como tal, en principio, no se necesitarían subsidios suponiendo que haya suficientes vehículos para la EC. No obstante, este modelo limitaría la penetración de vehículos eléctricos si el precio del combustible dejase de ser rentable (por km) respecto al diésel, poniendo en riesgo la inversión en electrolineras. Este hecho demuestra la dificultad de analizar la viabilidad de la inversión en electrolineras sin incluir un análisis también del despliegue de los vehículos eléctricos.

En segundo lugar, el análisis de las flotas ofrece la posibilidad de ver el atractivo de poder combinar la decisión de invertir en los vehículos y en la infraestructura de carga de forma que se evite el riesgo de incurrir en un factor de utilización bajo. La optimización del número, el tipo y la ubicación de las estaciones de carga también puede reducir el tiempo perdido por los conductores para llegar a las estaciones de carga y esperar durante la carga. En el caso de las furgonetas, en Perú, el coste de compra de las furgonetas eléctricas no es mucho mayor que el coste de los vehículos equivalentes de combustión interna. Pero la gran diferencia entre el coste (por km) de la electricidad y el precio del combustible fósil hace más atractiva la inversión en una flota eléctrica con el sistema de recarga incluido que en una flota equivalente de furgonetas diésel. Es decir, el atractivo del ciclo de vida de las furgonetas eléctricas se debe a los ahorros en los costos operativos. Estas flotas privadas de furgonetas, según cálculos y supuestos aquí presentados, no necesitarían ningún subsidio público. Aunque no se ha analizado la viabilidad de flotas de taxis, vemos dos factores opuestos. Por un lado, el análisis de furgonetas sugiere que las flotas integradas de taxis eléctricos con estaciones de carga podrían beneficiar de los ahorros de los costes de combustión. Por otro lado, la rentabilidad dependerá del coste de los vehículos. Tampoco se ha analizado la viabilidad de flotas de camiones pesados. Aunque estos camiones eléctricos podrían ser viables en algunos casos (por ejemplo, en el entorno del Puerto Marítimo

de Los Ángeles), las condiciones actuales no son aún las adecuadas para la electrificación de camiones pesados, aún en desarrollo a nivel global.

En tercer lugar, el análisis de viabilidad económica de flotas de buses para el transporte público demuestra la necesidad de subsidios para los buses eléctricos. Se han analizado buses con diferentes costes de inversión, de 290-540k US\$/e-bus. Todos implican costos de inversión sustancialmente más altos que los costos de inversión en buses ICE (en torno a 160 k USD\$/e-bus). Sin embargo, a lo largo del ciclo de vida considerado de 10 años, la diferencia en costos variables es sustancial. El subsidio variaría bastante dependiendo del sistema de recarga: Para el caso de buses a 290k\$ (informe BID²⁹), solo se necesitaría un subsidio del 35-40% del coste de inversión en la flota (dependiendo del tipo de cargador). Pero si los autobuses llegaran a costar 540 k\$ (para el caso de Madrid), las flotas necesitarían subvenciones de hasta el 60-70% del coste de inversión en la flota (sin estación de carga, una parte mínima de la inversión). Esto se debe a que el costo de capital en las flotas de autobuses es el factor de coste más importante en el coste total a lo largo del ciclo de vida. Además, los cargadores más rápidos se vuelven más rentables para flotas de este tipo porque el factor de utilización aumenta, llegando a utilizarse los cargadores durante la mayor parte del tiempo (80% en el caso de los autobuses, según el informe del BID), por lo que es mejor invertir en un menor número de cargadores muy rápidos que en un número mayor de cargadores más lentos. La conclusión es que la penetración de e-buses requiere subsidios públicos para flotas donde se gestionen de forma integrada tanto los vehículos como los sistemas de recarga.

En cuarto lugar, vuelve el tema de la penetración de los vehículos eléctricos de uso privado. Como se ha detallado, en la fase inicial del despliegue de estos vehículos, es necesario tener una infraestructura de recarga suficientemente amplia para motivar la compra de los vehículos eléctricos. En la fase de despegue, y para alcanzar los objetivos de electromovilidad propuestos en Perú, es necesario ofrecer un precio eléctrico de recarga más bajo que el coste equivalente de combustible para un vehículo ICE. El modelo demuestra que, una vez consolidada la penetración de los VE, las electrolíneas pueden ser rentables, inicialmente con cargadores semi-rápidos, pero a mayor penetración de VE, también con los cargadores rápidos y ultra-rápidos.

En quinto lugar, para los dos modelos (electrolíneas y flotas), se han analizado algunas sensibilidades, incluyendo la tasa de descuento real entre 12% y 18%, la tasa de cambio del sol peruano con el dólar americano, y la vida útil. Aunque cabe destacar que se podrían encontrar escenarios con conclusiones diferentes, ninguna de las sensibilidades estudiadas tuvo un impacto significativo sobre las conclusiones presentadas.

²⁹ <https://publications.iadb.org/es/an%C3%A1lisis-y-diseno-de-modelos-de-negocio-y-mecanismos-de-financiacion-para-buses-electricos-en-lima-peru>

4.4. Mejorando la viabilidad económica de la inversión en estaciones de carga y reduciendo los subsidios requeridos

4.4.1. Reducción de los costos de EC a través de operaciones integradas de VE y EC

La principal forma de reducir los costos de las EC es integrar el funcionamiento de los vehículos eléctricos con el de las estaciones de carga de vehículos eléctricos. Es probable que esto no sea viable para una electrolinera, que sirve principalmente para vehículos eléctricos que acceden a la carga pública según sus necesidades. Sin embargo, una operación integrada es posible para flotas de autobuses, taxis y vehículos comerciales ligeros, particularmente aquellos que operan en áreas geográficas relativamente limitadas. En teoría, también sería posible para los camiones pesados en el futuro, pero como indicamos más arriba, hay pocos modelos eléctricos de estos vehículos disponibles ahora y muchos camiones pesados recorren distancias relativamente largas, haciendo inviable su electrificación sin una red extendida de estaciones de carga.

Para algunas flotas que se pueden electrificar y operar como un sistema de vehículo-carga integrado, existen múltiples formas de optimizar este sistema, ubicando las EC y gestionando la carga de manera que se minimicen los costos conjuntos de inversión y operación de vehículos y de EC, incluidos los costos de mano de obra, de tiempos de carga prolongados, y desvíos para recargar baterías que están a punto de agotarse. Las oportunidades parecen particularmente importantes para que Perú identifique flotas de vehículos en áreas geográficas relativamente restringidas.

Una opción interesante a considerar es la electrificación de buses interurbanos y buses regionales entre el centro y las afueras de la ciudad. Viajes de hasta 240 km (ida y vuelta) pueden ser viables sin recarga y existen ejemplos de este tipo en Brasil. Sería interesante examinar el potencial de coordinar la recarga de buses regionales e interurbanos con los buses municipales (en Lima).

Al gestionar los tiempos y lugares donde se carguen los VE de una flota, por ejemplo, con una rotación en un número limitado de EC ubicadas estratégicamente, se puede reducir la cantidad necesaria de EC para gestionar la carga adecuadamente. Esto disminuye los requisitos de inversión total para una red de EC, lo que aumenta las tasas de utilización de las EC y, por lo tanto, distribuye sus costos fijos entre un mayor volumen de energía suministrada. Dicha programación también puede minimizar las esperas para la carga y puede dirigir los vehículos de la flota a las EC de la red de carga con cargadores rápidos, ambas acciones minimizan el tiempo y los costos de mano de obra. Además, una flota de vehículos eléctricos gestionada centralmente puede orientarse para concentrar la carga en los períodos de costos de electricidad más bajos. Con la tecnología de comunicaciones adecuada, esto podría incluso hacerse en tiempo real, por ejemplo, cargando en las horas de precios más bajos en el *pool* del mercado mayorista. Se han resaltado las ventajas de las *operaciones* integradas de VE y EC. Esto en general no requiere una propiedad conjunta, pero hay modelos que también se basan en una propiedad conjunta de VE y EC.

4.4.2. Licitaciones para la instalación de electrolineras

Para el despliegue de electrolineras con bajo nivel de utilización, tal y como se prevé en la fase inicial del despliegue de la electromovilidad, se recomienda organizar licitaciones competitivas para seleccionar al operador de la infraestructura de recarga. Noruega desarrolló su infraestructura de EC de esta manera. En Noruega, Enova es una empresa estatal que proporciona financiación y asesoramiento para proyectos de energía y clima. Como parte de su misión, de reducir las barreras de entrada para las nuevas tecnologías, brinda apoyo financiero para la infraestructura de carga rápida. En 2019, Enova informó que había asignado 50,9 millones de coronas noruegas (alrededor de \$5,3 millones de Euros) a través de tres rondas de licitación competitiva. Se entiende que los ganadores de la licitación recibieron financiación y seguramente el nivel de apoyo financiero requerido fue uno de los determinantes para ganar la concesión. Este tipo de financiación ha posibilitado el despliegue de 230 estaciones de carga a lo largo de las principales carreteras de Noruega. Más allá del apoyo financiero, el ejemplo noruego ilustra la importancia de contar con un plan nacional para aumentar la cantidad de puntos de carga públicos, asegurando a través del plan y los subsidios bajo licitación competitiva que se instalen los cargadores necesarios en los lugares seleccionados.

Uruguay sigue una estrategia similar de planificación y licitaciones para promover la electromovilidad. Las estaciones de carga son licitadas por la Administración Nacional (la empresa eléctrica UTE) y son financiadas totalmente por inversión pública, respondiendo a los sucesivos planes de implementación, como la conocida “Ruta Verde” que conectará las principales ciudades con electrolineras cada 60 km.

La idea de las licitaciones públicas abre la puerta a diferentes políticas. Por ejemplo, las licitaciones podrían cubrir el despliegue de electrolineras en varias ubicaciones, algunas más atractivas desde la perspectiva económica, por ejemplo, zonas urbanas y rurales. En este modelo de licitación, el ganador tendría que aceptar la responsabilidad de desarrollar una red de electrolineras y, posiblemente, de fijar precios eléctricos para recarga que fuesen competitivos en comparación al coste del combustible para vehículos ICE.

También se abre la posibilidad de ofrecer concesiones de movilidad eléctrica a cambio de un subsidio. Estas concesiones estarían limitadas en el tiempo y en ubicaciones específicas. Se entiende que la idea de concesiones – si se ofrece un monopolio – parece inconsistente con el modelo de libre mercado. No obstante, si no hay interés por la iniciativa privada en desarrollar electrolineras, una licitación competitiva de este tipo puede ser la mejor forma de promover la electromovilidad en la fase inicial y de bajar el coste de las potenciales subvenciones. Para asegurar que la concesión no reduce demasiado la potencial competencia, sería importante limitar su duración. No obstante, cuanto más corta sea la duración de la concesión, mayor será el subsidio a pagar al concesionario.

Se recomienda que sea un ente del estado - como Enova en Noruega - quien planifique la red de electrolineras necesarias para cumplir con los objetivos de electromovilidad y que organice las licitaciones competitivas para las ubicaciones donde no haya interés en invertir sin subsidios.

4.4.3. Ingresos o ahorros de electricidad a través de inversiones energéticas

Las EC pueden diseñarse de tal forma que consigan reducir los costos de conexión eléctrica u obtener ingresos adicionales en los mercados de electricidad. Por ejemplo, si el propietario de la EC u otro inversionista invirtiera en una instalación de almacenamiento, esto crearía la oportunidad para el arbitraje de energía: comprar electricidad del sistema cuando los precios son bajos, almacenarla y venderla a los propietarios de VE a precios mayores para aumentar el margen económico de la EC. La instalación de almacenamiento también permitiría la venta al sistema eléctrico de servicios de frecuencia y servicios de gestión de restricciones.

La generación renovable es otro ejemplo de inversiones que podrían aumentar el valor de la EC. La combinación de almacenamiento, generación renovable y carga de VE permitiría al propietario de la EC asegurarse de suministrar electricidad renovable a sus clientes, además de mejorar las oportunidades para arbitrar con los precios de la energía y vender energía y servicios al sistema eléctrico. La combinación de generación y almacenamiento renovable local también muy probablemente reduciría los costos de conexión a la red al reducir la potencia máxima requerida.

Es necesario justificar que esta inversión adicional en almacenamiento y generación conectada al EC mejoraría la rentabilidad de la inversión de la EC. Una alternativa también posible es considerar que la inversión en almacenamiento y generación es realizada por un inversionista distinto al propietario de la EC; y si esa inversión es más o menos rentable como inversión independiente.

La EC podría también proveer la venta de servicios complementarios al sistema eléctrico, sin realizar ninguna inversión en almacenamiento o generación. Por ejemplo, podría llegar a un acuerdo con los propietarios de vehículos eléctricos, preferiblemente una flota, para gestionar sus baterías con vistas a optimizar tanto la carga (G2V) como la descarga (V2G) de las baterías. Esto requeriría que al menos algunos vehículos eléctricos se programasen en los períodos apropiados tanto para su carga como para inyectar energía a la red. Esto es esencialmente lo mismo que la gestión integrada requerida en el modelo VE-EC que se analizan en otras partes de este capítulo. Allí, el objetivo era minimizar el número de EC y aumentar su rentabilidad sin incurrir en problemas de tiempos de espera o tramos de recorrido sin posibilidad de carga. Sin embargo, en este caso, el objetivo sería crear una nueva fuente de ingresos que requiere la capacidad de descargar y cargar las baterías.

Estas fuentes de ingresos adicionales requieren que la EC tenga derecho a vender energía y servicios al sistema, por ejemplo, desde el almacenamiento de la EC, las baterías de vehículos eléctricos y la generación. Esta competencia a través de consumidores y puntos de consumo activos es una característica central de los sistemas eléctricos modernos: va más allá de la libertad de comprar electricidad a un generador en competencia con otros y requiere cambios estructurales en los mercados de electricidad. Hace falta crear el mercado y el entorno regulatorio para fomentar el desarrollo de nuevos modelos de negocio que se basen en recursos energéticos distribuidos, en

línea con las reformas recomendadas en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco y en el Capítulo 3 de este informe.

4.4.4. Reducción de los costos de conexión y red de las EC

Otra forma de reducir los costos de una EC sería ubicar la estación donde los costos de conexión sean bajos. En Perú, el coste de conexión a redes de media y baja tensión se fija por una tarifa que no refleja los costes de extender la red (*shallow connection costs*). No obstante, es interesante considerar la implicación económica de extender la red porque en otros países (como España) los consumidores son responsables de estos costes. Por ejemplo, en las carreteras, sería costoso conectar la EC a una red de distribución que esté lejos. En España, los inversores suelen utilizar una gasolinera existente u otros sitios que ya tienen una conexión a la red, o construyen una nueva EC donde la red eléctrica cruza la autopista. Ambas estrategias implican costos. Es casi seguro que las estaciones de servicio existentes no tendrán acceso a suficiente energía para la carga rápida. Además, estas estrategias serán más difíciles en áreas rurales donde las redes pueden no estar preparadas para proporcionar los volúmenes de energía y potencia requeridos. En resumen, se deben adoptar estrategias a la hora de ubicar y dimensionar las EC para reducir los costes de conexión y extensión de red, dependiendo de las características locales del sistema eléctrico. Por otro lado, la actual normativa en Perú, favorece el desarrollo de la infraestructura de red necesaria para conectar el nuevo suministro a la red existente, estableciendo un esquema de contribuciones reembolsables mediante el cual los usuarios ubicados fuera de la concesión y que requieren acceso a la red en menores plazos de los contemplados en la norma, pueden financiar y construir las instalaciones necesarias y ser compensados posteriormente por la distribuidora. Son ahorros en el tiempo, pero el consumidor paga para este adelanto.

Otra alternativa sería ubicar la EC cerca de la red de transmisión. De esta forma, la EC pagaría el cargo de la red de transmisión, pero no el cargo de la red de distribución. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, esto requeriría una inversión en subestaciones para reducir la tensión. Como explicamos en el Capítulo 3, se recomienda implementar gradualmente el acceso flexible a la red como una alternativa al acceso firme. Ello proporcionaría ahorros en los costos de refuerzos de red, aumentará el número de recursos de flexibilidad para ser gestionados por las distribuidoras y reducirá los cargos de conexión, especialmente los de los usuarios de mayor potencia si estuviesen sujetos a cargos de conexión profunda (*deep* en inglés).

4.4.5. Ahorros o ingresos adicionales por las sinergias de la carga con otros negocios

Las ECs pueden ser económicamente viables si un negocio asociado puede beneficiarse también de la carga del VE. Este, por ejemplo, podría ser el caso en el que los centros comerciales, los cines y otras empresas comerciales pueden atraer a los consumidores ofreciendo recargas de vehículos eléctricos gratuitas o con descuento. La pregunta es si el costo del medio para atraer a nuevos clientes (en este caso la EC) es más alto que el costo de otros medios alternativos, como la

publicidad o las promociones de ventas. Por ejemplo, podría haber casos en los que un establecimiento de comida rápida u otro negocio similar atrajera a los propietarios de vehículos eléctricos que podrían encontrar conveniente cargar sus vehículos mientras toman un Big Mac o hacen algún otro tipo de parada rápida.

La EC puede ofrecer servicios atractivos para los propietarios de vehículos eléctricos, ya sea como negocio propio de la EC o alquilando el espacio a otras empresas interesadas. Estos servicios podrían incluir los típicos que se encuentran en las gasolineras, tiendas de merchandising y restaurantes de comida rápida, aunque estos no requerirían una parada prolongada. Dados los tiempos de carga relativamente largos, las EC podrían estar vinculadas con servicios que implicasen paradas más largas, incluidos cines, centros comerciales en grandes superficies, parques temáticos y otras atracciones. Ya en Brasil, este tipo de gran centro comercial se puede encontrar en las principales carreteras, junto con las estaciones de servicio. Aunque se trata de inversiones bastante separadas, pueden atraer la carga de vehículos eléctricos y permitir que se compartan los costos, por ejemplo, los costos de conexión eléctrica.

4.4.6. Compra de VE de parte de los entes públicos

Los gobiernos pueden adoptar una política de comprar flotas de VE integrados con EC y de favorecer la contratación para servicios y obras públicas a empresas que utilizan flotas de vehículos eléctricos. Este énfasis en el compromiso con la electromovilidad puede acelerar la penetración de VE, promover la competencia entre proveedores, bajando así los costes de los VE y haciendo más rentable el negocio de EC.

4.5. Financiación de las ECs con subsidios y otros fondos

Esta sección presenta diferentes potenciales formas de subsidios y otros fondos nacionales para apoyar la inversión en EC. No incluye fondos internacionales.

4.5.1. Política fiscal

La política fiscal para apoyar la inversión en EC se presenta de muchas formas, tanto directas como indirectas. En el capítulo 1, identificamos las medidas fiscales que el Gobierno de Perú ha introducido para apoyar la electromovilidad.

- Exención del ISC para vehículos de batería.
- Exención por un período de 3 años (renovable hasta 6) del arancel de importación para vehículos eléctricos (AD Valorem).
- Exención del impuesto general de ventas (IGV) durante los primeros 15 años y reducción del 9% en los 5 años siguientes.
- Excepción del patrimonio vehicular por 3 años (renovable hasta 6)
- Imposición sobre las emisiones.

Con referencia a la política fiscal y regulación medioambiental, cada vez más países introducen impuestos de carbono (o sistemas de comercio de emisiones) para incentivar una reducción de las emisiones de efecto invernadero de los combustibles fósiles, incluyendo el CO₂ y las fugas de metano. Una política fiscal medioambiental modificará las rentabilidades de los vehículos de combustibles fósiles (incluyendo los vehículos de gas natural) frente a los VE, favoreciendo los últimos. Es llamativa la tensión que existe en la política peruana entre la promoción del uso del gas natural nacional en el transporte y los incentivos que impulsan los objetivos de electromovilidad. Una política fiscal medioambiental reflejaría las externalidades de los diferentes combustibles y ayudaría a evitar distorsionar las decisiones de los consumidores.

El fondo de estabilización de precios de los combustibles en Perú podría también ayudar a promover la electromovilidad, aunque no de forma directa, sino de forma indirecta. Fue creado para estabilizar los precios de los combustibles, esto es, mantenerlos más o menos fijos. Es un fondo que se debería mantener en equilibrio en el mediano/largo plazo, si las fluctuaciones en el precio internacional son temporales. Cuando el precio internacional es bajo, se "llena" el fondo y se "vacía" en caso contrario. Pero, hay dos problemas. Por un lado, cuando el precio internacional es alto, el consumidor local no ve la señal adecuada que debe motivar el ahorro. Por otro lado, si el precio internacional tiene una tendencia a subir en el medio o largo plazo, habrá un déficit estructural que puede convertirse en subsidio. Eliminando este mecanismo, se evitan estos dos problemas.

4.5.2. Sector eléctrico

El Capítulo 3 de este informe detalla los argumentos en contra del uso de tarifas para subsidiar VEs o ECs. Sin embargo, también se hace hincapié en cómo el diseño de tarifas de red eficientes puede beneficiar la electromovilidad (cargando en horas de tarifa baja) y se propone permitir que las ECs sean consideradas como usuarios libres que pueden comprar la electricidad en el mercado, ayudando a reducir los costos de las EC.

Además, los cargos que emanan de las políticas gubernamentales en las tarifas eléctricas son en sí mismos una fuente de distorsión económica, elevan el costo de la electricidad para todos los compradores más allá de los niveles eficientes y desalientan el consumo de la electricidad, incluida la penetración de VE y la inversión en EC. Idealmente, estos costos políticos se pasarían al presupuesto público. Si eso no es posible, se debe hacer todo lo posible para evitar que desalienten la electrificación del transporte. Por ejemplo, para estos cargos políticos y otros costos de red o sistema "residuales", la forma económicamente eficiente de recuperarlos es a través de cargos que tengan un impacto mínimo en las decisiones de inversión y operación de los consumidores y que apoyen políticas concretas, como la promoción de electromovilidad. Eso abre el paso de eximir a las estaciones de carga de los VE de la obligación de pagar por los cargos políticos y los costes residuales; similar en el trato que pueden recibir los consumidores vulnerables y consumidores industriales electro-intensivos en Perú.

4.5.3. Bienes inmuebles

Las autoridades públicas a nivel nacional, regional y local pueden proporcionar terrenos para las EC o arrendarlos a un precio subvencionado.

4.6. Capacidad de Perú para subsidiar la electromovilidad

Cada país tiene una capacidad limitada para subsidiar la electromovilidad, como un elemento más dentro de las políticas medioambientales y otras políticas sociales. Es obvio que la penetración tan alta de vehículos eléctricos en algunos países europeos, especialmente Noruega, se alinea con un PIB per cápita entre los más altos del mundo. Mirando la situación económica y geográfica de los países de referencia para este estudio, Chile y Uruguay, una primera impresión puede ser que Perú tiene objetivos muy ambiciosos para la electromovilidad.

Como sugiere un examen de datos financieros y físicos seleccionados para Perú y otros países, Perú en algunos aspectos importantes enfrenta desafíos más difíciles para tratar de implementar una cantidad sustancial de VEs y sus EC. Como se muestra en la Tabla 4-8, con respecto a los países de referencia para este estudio, Chile y Uruguay, Perú destaca por tener un porcentaje significativamente menor de su población ubicada en centros urbanos, donde la densidad de una población propietaria de un VE tiende a facilitar la consecución de volúmenes de carga e ingresos económicamente viables en las estaciones de carga. Además, Perú se destaca claramente por tener niveles mucho más bajos de propiedad de automóviles por cada 1000 habitantes, lo que sugiere dificultades para alcanzar los niveles de propiedad de vehículos eléctricos que respaldarían una red razonablemente completa de ECs incluso dentro de áreas urbanas como Lima. Es probable que este bajo nivel de propiedad de automóviles sea consecuencia de otra gran diferencia entre Perú y Chile y Uruguay. Esta diferencia es que la economía de Perú no está tan avanzada como la de algunos otros países latinoamericanos. La diferencia es aún mayor si se compara a Perú con España, Estados Unidos u otras economías avanzadas. Esta disparidad del PIB per cápita indica límites no solo en los ingresos disponibles para que los hogares compren vehículos eléctricos, sino que también sugiere restricciones en la capacidad del gobierno peruano para proporcionar los montos de los subsidios que pueden ser necesarios para lograr la penetración combinada de VEs y ECs requerida para cumplir con los ambiciosos objetivos de electromovilidad.

Tabla 4-8. Comparación internacional relevante para definir capacidad de subsidiar la electromovilidad.

	Population	GDP	GDP per	Area	Arable	Urban	Population	Cars
Country	(millions)	(\$ billions)	Capita (\$)	(km ²)	Land	Population	per km ²	per1,000
Peru	32.0	222	6,941	1,285,216	2.7%	77.9%	24.9	49
Chile	18.7	298	15,923	756,700	1.7%	87.6%	24.7	181
Uruguay	3.5	87	17,819	175,020	11.3%	96.1%	20.0	280
Spain	46.7	1,418	30,371	505,992	24.7%	80.3%	92.3	483
United States	327.1	20,544	62,795	9,831,510	16.6%	82.3%	33.3	365

Si bien Perú estará debidamente preocupado por los montos de capital necesarios para alcanzar cualquier nivel dado de cobertura de las estaciones de carga, el gobierno debería estar aún más preocupado por el capital necesario para los vehículos eléctricos que utilizarían y proporcionarían ingresos para esas estaciones.

Dada la dificultad de financiar los objetivos perseguidos de electromovilidad, es aún más importante identificar las oportunidades con mayor potencial de contribuir a dichos objetivos y de fomentar las políticas para reducir los costos necesarios. Además, se recomienda enfocar los recursos a favor de la electromovilidad que no solo sirvan para reducir las emisiones sino también para mejorar el transporte público y el desarrollo económico del país.

5. Conclusiones

La conclusión resume los mensajes del informe en tres apartados. El primero trata del contexto del trabajo y su relevancia para el encargo. El segundo constituye las propuestas de reformas regulatorias y tarifarias del sector eléctrico para apoyar el desarrollo eficiente de los recursos distribuidos de energía, especialmente los vehículos eléctricos. El tercer apartado identifica el desafío de subsidiar la electromovilidad y propone medidas para asignar los recursos públicos limitados para tener el máximo impacto.

5.1. Contexto

Como en muchos otros países la electromovilidad en Perú se encuentra en una fase inicial de desarrollo. De un total de 3 millones de vehículos en un país con una población de 32 millones, se estima que sólo alrededor de 160 son vehículos eléctricos enchufables. En Chile, un país con algo más de la mitad de la población de Perú (58%), el total de VE asciende a 2,525, mientras que en Uruguay, un país con el 11% de la población de Perú, este número es de 1,522. La infraestructura de puntos de recarga está también en sus inicios. En Perú, existen solo 46 puntos de recarga. En Chile existen 574 puntos de recarga, mientras que en Uruguay se tienen un total de 134 puntos de recarga.

El compromiso de las NDC de Perú marca objetivos ambiciosos para 2030 donde se espera que el 5% del parque automotor esté compuesto por vehículos eléctricos, sumando 6,707 ómnibus eléctricos y 171,359 vehículos livianos eléctricos. Aunque los objetivos son ambiciosos, el contexto para la electromovilidad en Perú es favorable en al menos un aspecto importante, a saber, los menores costos relativos de la generación de energía eléctrica y en comparación a los costos de los combustibles diésel, el gas natural y gasolina para motores de combustión.

5.2. Reforma regulatoria y tarifaria

El marco legislativo actual en Perú para el desarrollo de la carga de vehículos eléctricos muestra similitud con el marco chileno, donde se define el servicio de carga de baterías para la movilidad eléctrica como un servicio de carácter comercial, de acceso público, que se presta a través de la infraestructura de carga, en condiciones de competencia a nivel nacional. Es decir, los operadores de la infraestructura de carga se consideran usuarios del sector eléctrico, regulados o libres, dependiendo de su tamaño, que pueden comprar su energía a precios libres o regulados en el mercado, y son libres de fijar el precio de venta para la carga del VE. Este régimen regulatorio difiere del implantado en Uruguay, donde la carga para la electromovilidad se considera una actividad regulada desarrollada por las distribuidoras de electricidad, y la carga a los VE se realiza también a tarifas reguladas de electromovilidad fijadas por la UTE.

Manteniendo el actual marco legislativo y ahondando en las líneas de las reformas propuestas en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco, se recomienda que las distribuidoras de electricidad, entendidas como gestores de redes y monopolios naturales, no deben desarrollar el despliegue de

las infraestructuras de carga de VE. Si hubiera interés por ello, se debería requerir la separación de propiedad o al menos la separación funcional y legal entre la distribuidora y la empresa subsidiaria creada a tal efecto.

Se recomienda que los propietarios de infraestructuras de carga de vehículos eléctricos, en tanto usuarios del sistema eléctrico, tanto en su modalidad de carga pública o carga privada, y en modos de carga 2 ,3 o 4, por ejemplo, por encima de 20 kW, utilicen medición inteligente y sean considerados como usuarios libres, que puedan optar tanto al mercado regulado como al mercado libre. Bajo la actual regulación, el límite inferior para acceder al mercado se fija en 200 kW.

Es de señalar que, para poder implementar esta recomendación en el contexto actual del mercado, dando acceso al mercado libre de forma generalizada a todos los consumidores por encima de 20 kW, se necesitaría resolver el problema de los costos hundidos de las distribuidoras como consecuencia de la potencial migración de consumidores del mercado regulado al mercado libre. Para ello en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco se proponen algunas reformas de calado que deberían implementarse para afrontar este problema con garantías de éxito. Otra posible alternativa más inmediata, sería conceder el derecho de acceso al mercado libre sólo a los nuevos puntos de suministro por encima de 20 kW que estén dedicados a la carga de vehículos eléctricos. Como nuevos puntos de suministro, no tendrían que responsabilizarse de los contratos pasados de las distribuidoras, y por tanto el reconocimiento de poder negociar la compra de la energía en el mercado libre sería inmediato.

Para la carga doméstica en modo 1 se debe desarrollar una tarifa regulada avanzada con tres períodos y con medida inteligente, siguiendo las recomendaciones dadas para la tarifa regulada por defecto.

En una segunda fase, se debe también avanzar en la definición de la figura del comercializador en Perú, y reducir las barreras para que los usuarios puedan cambiar entre el mercado regulado y el mercado libre, o también la contratación desde un comercializador a otro, de forma rápida y segura. En esta fase también se podrían declarar como usuarios libres aquellos usuarios con VE y con medición inteligente con recarga doméstica en modo 1.

La AVEC (Asociación de Vehículos Eléctricos de Chile) propone, de forma similar, que todos los puntos de recarga dispongan de la opción de comprar su energía en el mercado como usuarios libres, aunque su potencia sea inferior al límite fijado a tal efecto de 500 kW.

En lo relativo al diseño de tarifas para la carga de VE, se concluye que:

- Se recomienda diseñar tarifas avanzadas basadas en medición inteligente con tres tipos de cargos: fijo, energía activa y potencia activa, incluyendo también el término de energía reactiva.

- No se deben diseñar opciones tarifarias exclusivas para la carga de VE (salvo en lo comentado a la contribución de la electromovilidad a los cargos para cubrir los costos residuales de redes o de políticas gubernamentales). Las tarifas recomendadas como avanzadas con medición inteligente y diferentes bandas horarias deben aparecer como opciones a las que puedan optar aquellos usuarios que lo deseen.
- No se debe diseñar una tarifa con reglas arbitrarias en la que los incentivos para el desplazamiento de la carga a horas nocturnas no reflejen los costes evitados, ello producirá sobre o infra reacción de la demanda para minimizar sus costes, sin producir los requeridos beneficios en el sistema.
- En el actual cuadro tarifario, no se separan claramente los cargos regulados que corresponden a los costes de redes y de políticas energéticas y sociales, y que deben afectar a todos los consumidores eléctricos, de aquellos de generación y comercialización que el usuario libre puede negociar en el mercado y que OSINERGMIN también fija para los usuarios regulados. Si bien OSINERGMIN calcula los cargos de forma desagregada, esta separación debe reflejarse de forma explícita en las tarifas avanzadas.
- En la actual tarifa regulada en Perú, se consideran cargos de potencia por el uso de redes en horas de punta y en horas fuera de punta. Sin embargo, la diferencia entre los cargos en \$/kW/mes, es prácticamente inexistente. Se recomienda que en las tarifas reguladas avanzadas los cargos por el uso de redes se compongan al menos de tres bandas horarias para incluir cargos diferenciados de potencia activa y energía activa por el uso de redes (punta, media y valle) reflejando diferencias importantes de acuerdo a los costes marginales de largo-plazo de las redes.
- Se recomienda eliminar los costos residuales, tanto de redes como de políticas gubernamentales, de las componentes volumétricas y de potencia en la tarifa actual, y recuperarlos a través de un cargo fijo, dependiendo del tipo de consumidor.
- La asignación de los costos residuales a las diferentes categorías tarifarias se debe hacer atendiendo a criterios de equidad u otros objetivos de políticas medioambientales o energéticas. Según este criterio, se recomienda minimizar, o incluso eximir, la contribución a estos costos residuales de los usos para electromovilidad, en especial, para la carga pública o carga de flotas para transporte público.
- En cuanto a los subsidios cruzados actualmente implementados en la tarifa eléctrica de Perú, FOSE y FISE, su diseño es agnóstico respecto a qué uso se dedica el consumo que contribuye al fondo, por tanto, no parece adecuado que se exima a las infraestructuras de carga de VE de su potencial contribución a los mismos.

- Se recomienda que, si se quiere promover la electromovilidad a través de subvenciones para determinadas infraestructuras de carga, esto no se haga como un subsidio a través de la tarifa eléctrica, las tarifas deben ser tecnológicamente neutras, sino a través de subvenciones a la propia inversión en la infraestructura de carga.
- Se recomienda diseñar una tarifa por defecto regulada avanzada que refleje adecuadamente los costes de proveer el servicio y que pueda ser optativa, entre otros, para la carga de vehículos eléctricos. Los cargos por uso de redes por bloques horarios reflejarán los costos marginales de largo plazo de las redes. Los cargos de generación, con el diseño del mercado mayorista propuesto en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco, también reflejarán los costos de largo y de corto plazo de generación diferenciados por bloques horarios con cargos de potencia activa y de energía activa de generación. Estos precios de generación irán evolucionando a medida que aumente la generación renovable, como es el caso de Chile, donde las licitaciones de compra de energía distinguen tres períodos para tener en cuenta la penetración de la energía solar fotovoltaica en el mercado.

5.3. Viabilidad económica de las estaciones de carga y de los vehículos eléctricos

La economía de la electromovilidad es clara. Primero, la penetración inicial de VE requiere una infraestructura de estaciones de carga adecuada con precios medios de carga por kilómetro que motiven la inversión inicial en vehículos eléctricos. Cargar por la noche podría motivar la inversión en vehículos eléctricos dado que las tarifas eléctricas en domicilio reportan precios de operación por km muy por debajo del costo de combustible para un vehículo ICE. No obstante, los potenciales dueños de VE necesitarían poder cargar fuera del rango de su domicilio, por lo que precios de la energía muy altos en las estaciones de carga pública podría desincentivar la compra de vehículos eléctricos. Es por ello que el análisis de la inversión en vehículos privados y estaciones de recarga pública ha de llevarse a cabo de manera conjunta.

En segundo lugar, las estaciones de carga requieren una penetración de VE suficiente para cubrir sus costos y un retorno de la inversión acorde con el riesgo de invertir en las mismas. En tercer lugar, de acuerdo con la experiencia internacional, tanto los vehículos eléctricos como las estaciones de carga (EC) requieren del apoyo de políticas gubernamentales y subsidios financieros en las primeras etapas de la electrificación del transporte.

Se ha desarrollado un modelo de evaluación económica que analiza los determinantes que condicionan la viabilidad económica de los VE, las electrolinerías y de flotas de buses y furgonetas, y bajo qué condiciones podrían hacer falta subsidios para rentabilizar las inversiones asociadas.

En Perú, la diferencia entre el coste de inversión de un VE y un vehículo de combustión interna equivalente es mayor que la media internacional, haciendo difícil la penetración de los VE. No obstante, este análisis sugiere que, dentro de poco, los ahorros en costes de combustible compensarán el coste de inversión mayor.

El modelo demuestra lo siguiente con relación a las EC. En primer lugar, algunas electrolinerías podrían tener un VAN positivo, suponiendo precios de venta del servicio de recarga por encima

del coste equivalente (por km) del diésel para vehículos ICE. Pero la implicación de tener precios de recarga tan altos es que se desmotivaría la compra de VE, haciendo muy difícil el alcanzar los objetivos fijados de electromovilidad en Perú. En segundo lugar, según nuestras estimaciones preliminares, las flotas de furgonetas con sus sistemas de recarga bajo un modelo de gestión integrada tampoco necesitarían subsidios porque los ahorros en costes operativos (especialmente relacionados con el coste de combustible) podrían compensar el mayor coste fijo de la compra de las furgonetas eléctricas en comparación con la compra de las furgonetas ICE. En tercer lugar, las flotas de buses con sus sistemas de recarga bajo un modelo de gestión integrada requieren un subsidio para compensar el costo de inversión mucho más alto de los buses eléctricos en comparación con los buses diésel y a gas natural. En cuarto lugar, para promover la penetración de vehículos ligeros personales, hace falta subsidiar a las electrolinerías que no sean rentables en la fase inicial de despegue de la electromovilidad o que tienen poca probabilidad de ser rentable en el futuro.

El desafío político consiste en decidir cómo utilizar mejor los limitados recursos públicos para lograr los objetivos de electromovilidad fijados en Perú. Si bien este informe se centra en las políticas para respaldar las infraestructuras de carga, los requisitos de capital para la penetración de VE son significativamente mayores que los que requiere la propia infraestructura de carga necesaria para respaldar la penetración de VE. Además, la economía de las EC sólo funciona con una penetración adecuada de VE. Por lo tanto, si bien las recomendaciones de esta consultoría se centran en minimizar la necesidad de subsidios para las EC, parte del análisis aborda también la necesidad de combinar el apoyo a los vehículos eléctricos y a las EC. Este informe analiza las formas de minimizar la necesidad de subsidios para las EC aumentando sus potenciales ingresos y reduciendo sus costos. Específicamente, se recomienda lo siguiente con relación a las inversiones y gestión de las EC:

- Concentrarse en las opciones que tengan un impacto potencial significativo en el aumento de la electromovilidad y que permitan un uso eficiente de los fondos públicos, en el caso de requerir subsidios. En particular, se recomienda centrarse en las opciones de EC que involucren: (1) una gestión integrada de los VE con las EC, especialmente la carga de flotas de autobuses, y (2) el desarrollo de electrolinerías. Las flotas de vehículos de transporte público (por ejemplo, autobuses) son una oportunidad muy prometedora para reducir el costo de comprar vehículos y de su recarga. Por ejemplo, se insta a las autoridades peruanas a explorar más a fondo el modelo de negocio de los autobuses de Santiago de Chile y otros modelos de negocio que involucran a inversionistas privados que compren autobuses o baterías para arrendarlos a operadores de flotas de autobuses, así como acuerdos comerciales para la inversión y el funcionamiento optimizado de las estaciones de carga.
- Se destaca la oportunidad de promover la electrificación de buses, no solo dentro de las grandes ciudades, sino también de viajes interurbanos o entre el centro de una ciudad y las afueras; y la posibilidad de coordinar la recarga de estos diferentes tipos de buses.
- Identificar formas de aumentar los ingresos de las EC a través de inversiones en almacenamiento y generación de electricidad ubicadas en las EC. Con una inversión

adicional en almacenamiento, la EC tiene oportunidades para el arbitraje de energía (comprar cuando la electricidad es barata y venderla a vehículos eléctricos o al sistema a precios más altos) y vender energía en mercados mayoristas y servicios auxiliares al operador del sistema. Las oportunidades de ingresos adicionales se amplían con la inversión en energías renovables o con acuerdos con propietarios de vehículos eléctricos (en particular, una flota) para usar sus baterías para vender energía a la red. Por supuesto, existen costes de inversión adicionales y barreras regulatorias para que estas alternativas se puedan implementar, pero creemos que vale la pena explorar estas oportunidades que además están en la línea de las reformas propuestas en los Marcos Conceptuales del Libro Blanco sobre distribución y comercialización de electricidad en Perú.

- Buscar nuevas fuentes de ingresos a través de la carga en combinación con otras actividades comerciales. Puede haber oportunidades para aumentar los ingresos o compartir costos con empresas cuyos clientes estarían interesados en cargar sus vehículos mientras realizan compras, comen en un restaurante, van al cine, o realizan otras actividades. En muchos países, ya existen grandes áreas comerciales y recreativas con estaciones de servicio adyacentes en las principales carreteras.
- Reducir los costes de conexión y acceso a la red. Existen múltiples posibilidades para reducir los costes de la conexión a la red, por ejemplo, ubicando la EC cerca de una red existente, pero se entiende que el régimen regulatorio actual no brinda incentivos para hacerlo. También se recomienda la consideración de implementar un acceso gradualmente flexible que ahorraría a la red el costo de refuerzo y reduciría los costos de las EC. Sin embargo, la EC necesitaría evaluar si los ahorros asociados compensan el tener un suministro con una potencia flexible en lugar de firme.
- Utilizar la licitación pública de concesiones de electrolineras para reducir el subsidio requerido. Se recomienda la libre competencia para aquellas electrolineras que sean rentables ahora o que tienen perspectivas de serlo en el futuro. No obstante, es también necesario desarrollar una estrategia para identificar ubicaciones donde haga falta el despliegue de electrolineras para alcanzar los objetivos fijados de electromovilidad en Perú. Hay ejemplos, como Noruega, donde las empresas estatales organizan licitaciones competitivas para estaciones de carga en ciertos lugares preseleccionados. Aunque no se dispone de los detalles de esos procesos, es claro que uno de los criterios para asignar el concurso sería a quien oferte el nivel más bajo de subsidio requerido. Reducir el riesgo es una forma de aumentar la rentabilidad de una inversión en EC al reducir la tasa de descuento a la que se calculan los flujos de caja. Los gobiernos pueden reducir significativamente el riesgo comercial asociado con la competencia futura mediante el uso de licitaciones competitivas para otorgar concesiones en régimen de monopolio en ciertas áreas, por un número limitado de años. En el caso de las electrolineras, se recomienda esta estrategia. Aunque parezca contradictorio al libre mercado, pensamos que un mecanismo de competencia (subasta) puede promover la inversión cuando no haya interés comercial

y ofrece oportunidades para minimizar el subsidio e introducir condiciones que van a favorecer la electromovilidad (como precios de venta máximos y cobertura regional).

- Dado las diferencias importantes entre el precio de los vehículos eléctricos y los vehículos equivalentes de combustión interna en Perú, recomendamos una reflexión sobre la forma de reducir la brecha. Por ejemplo, los gobiernos (a diferentes niveles) podrían adoptar una política de comprar flotas de VE integrados con EC y de favorecer la contratación para servicios y obras públicas a empresas que utilizan flotas de vehículos eléctricos. También podrían asegurar acceso a estaciones de recarga para VE en las oficinas para los empleados públicos. Llamando así la atención a la electromovilidad puede acelerar la penetración de VE, promover la competencia entre concesionarios de vehículos, bajar precios de los VE y hacer más rentable el negocio de las EC.

El informe identifica una serie de posibles fuentes de financiamiento para los subsidios, incluida el apoyo fiscal para la inversión en ES, la eliminación de los impuestos a las ventas o descuentos para reducir el precio de compra de los VE, los impuestos ambientales a los combustibles fósiles utilizados en el transporte, y la exención a las EC del pago de los cargos de electricidad relacionados con los gravámenes de políticas gubernamentales y de los cargos residuales de las redes.

Es llamativa la tensión que existe en la política peruana entre la promoción del uso del gas natural nacional en el transporte y los incentivos que impulsan los objetivos de electromovilidad. Una política fiscal medioambiental reflejaría las externalidades de los diferentes combustibles y ayudaría a evitar distorsionar las decisiones de los consumidores.

Finalmente, la experiencia internacional analizada demuestra que los países que promueven la electromovilidad generalmente han subvencionado las estaciones públicas de carga de vehículos eléctricos, los propios vehículos eléctricos o ambos. Es posible observar además que los montos de los subsidios desplegados en los países más ricos podrían ser difíciles de acomodar en Perú. En comparación con muchos países que promueven la electromovilidad, Perú tiene una concentración muy baja de vehículos eléctricos, o vehículos de cualquier tipo, en relación con su población o su superficie. Incluso con un crecimiento de los vehículos eléctricos que no pertenecen a flotas, esto dificultaría lograr una cobertura geográfica adecuada de las EC de acceso público para garantizar que los propietarios de vehículos eléctricos de batería pura no tengan dificultades para recargar dónde y cuándo sea necesario. Dicho todo esto, las anteriores recomendaciones han identificado modelos de carga comerciales, subastas públicas de franquicias de electrolinerías y otras estrategias que ayudarán a mitigar estas dificultades facilitando en el futuro la deseada electromovilidad en Perú.

Anexo A. Experiencia Internacional, Chile y Uruguay

A.1. Situación de la movilidad eléctrica

La incipiente adopción de coches eléctricos en el mundo alcanzó el récord de 3 millones de ventas en 2020, un 40% más que en 2019. Actualmente, en todo el mundo circulan más de 10 millones de estos vehículos (incluyendo vehículos de dos ruedas y vehículos de carga), lo que representa alrededor del 1% del parque automóvil³⁰. Sin embargo, la penetración ha de acelerarse para poder llegar a los 300 millones de vehículos eléctricos proyectados para 2030 de acuerdo con el escenario de neutralidad climática en 2050 (Net Zero Emissions).

Además, la distribución de la movilidad eléctrica es notablemente desigual en el mundo, con China, Europa y Estados Unidos a la cabeza. En el año 2020, el porcentaje de parque eléctrico se distribuía según la siguiente tabla, donde es posible ver cómo el conjunto de los demás países, sólo suman el 7% del parque de vehículos eléctricos mundial.

Tabla A- 1. Reparto del parque de vehículos eléctricos en el mundo. Elaboración propia.

	Millones de vehículos eléctricos	Porción del parque eléctrico mundial
China	4.5	44.55 %
Europa	3.2	31.68 %
USA	1.7	16.83 %
Otros	0.7	6.93 %

La penetración de la movilidad eléctrica en Latinoamérica sigue siendo marginal con algunos cientos de vehículos por país. A la cabeza se encuentra Colombia (5.284 eléctricos y 22.606 híbridos no enchufables), seguida de países como Chile, México o República Dominicana.

³⁰ <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>



Figura A- 1. Número de autos eléctricos en América Latina. Fuente: Diálogo China

Chile y Uruguay destacan por haber adoptado dos modelos muy diferentes en cuanto a la estrategia de infraestructura de recarga eléctrica. En Chile, el desarrollo de la infraestructura está basado en la inversión privada mientras en Uruguay, la infraestructura está mayormente desarrollada y operada por administraciones nacionales como la UTE y la ANCAP.

A.1.1. Indicadores para la evolución del despliegue de la electromovilidad

La tecnología relacionada con la electromovilidad ha evolucionado notablemente en los últimos y se esperan grandes y acelerados cambios en el futuro próximo. Es por ello por lo que las dinámicas de carga también sufrirán cambios, y es necesario reconsiderar las métricas utilizadas a la hora de evaluar la suficiencia de infraestructura de carga respecto del parque móvil. Vehículos con una capacidad mayor, junto con sistemas de carga cada vez más rápidos necesitarán un despliegue mayor en potencia, pero quizá menor en número dado un menor tiempo de carga por vehículo. En esta sección se detallan las métricas utilizadas hasta el momento para evaluar la coordinación del despliegue del parque con el de las estaciones de recarga. Se propone además una nueva métrica para evaluar la suficiencia de recarga teniendo en cuenta la velocidad de las estaciones y las dinámicas de recarga de los usuarios hacia una mayor potencia y menor tiempo de uso.

Estas métricas son utilizadas en primer lugar para evaluar el actual despliegue de la infraestructura en Perú y en los países con los que podemos establecer comparación dentro del ámbito de América Latina. Igualmente, se podrían utilizar para evaluar las diferentes alternativas de despliegue de estaciones de recarga en Perú, asegurando la suficiencia de disponibilidad de recarga a partir de la evolución del parque y de la velocidad de las estaciones.

Como referencia, la directiva europea de combustibles alternativos (AFID³¹) proponía una métrica en densidad de 10 vehículos por punto de recarga. De hecho, la mayoría de países europeos se sitúan entre los 5 y 10 vehículos eléctricos por punto de recarga, lo que podría dar un indicio de un desarrollo más rápido en la infraestructura que en el mercado de vehículos. En Perú la densidad de vehículos por punto de recarga también se sitúa de momento en torno a 5 VE/punto.

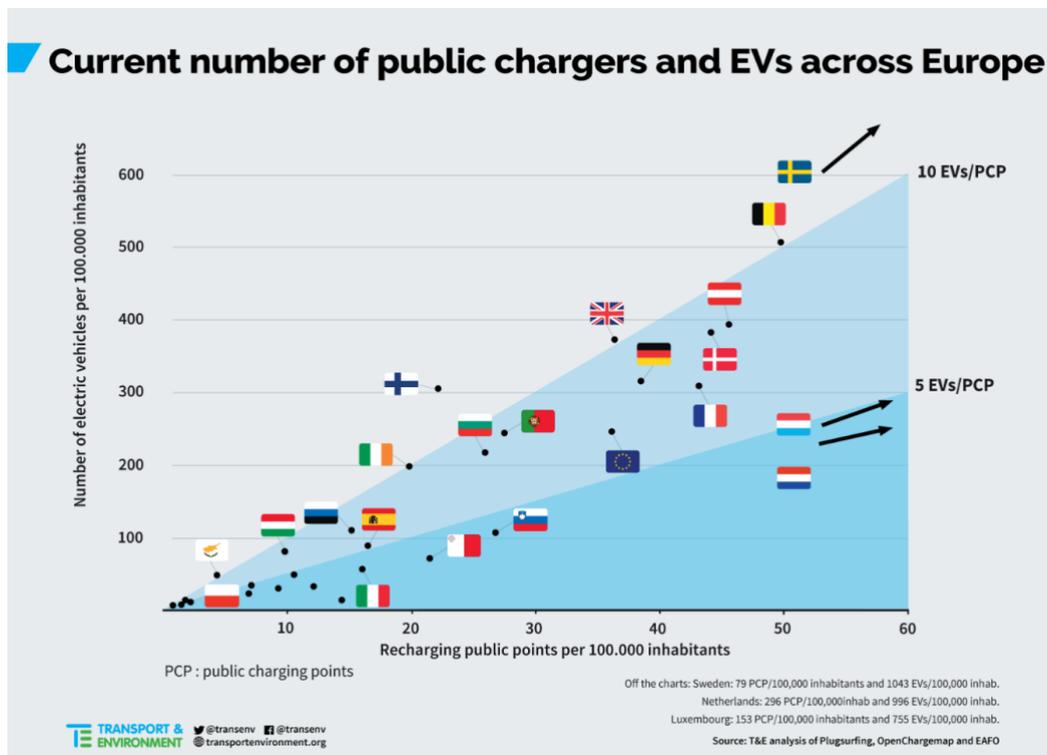


Figura A- 2. Número de vehículos eléctricos por punto de recarga en Europa. Fuente: T&E³²

Esta métrica inicial de 10 VE/punto se basa en la utilización observada y proyectada que los usuarios de vehículos eléctricos hacen de los diferentes tipos de infraestructura de recarga. En estas dinámicas, la carga pública (y especialmente la rápida) cobra relevancia entre la actualidad y 2030. Además, los vehículos puramente de batería (BEV) hacen un mayor uso de ellas que los vehículos híbridos enchufables, como se puede observar en la Figura A- 3.

³¹

https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/revision_of_the_directive_on_deployment_of_the_alternative_fuels_infrastructure_with_annex_0.pdf

³²

<https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/01%202020%20Draft%20TE%20Infrastructure%20Report%20Final.pdf>

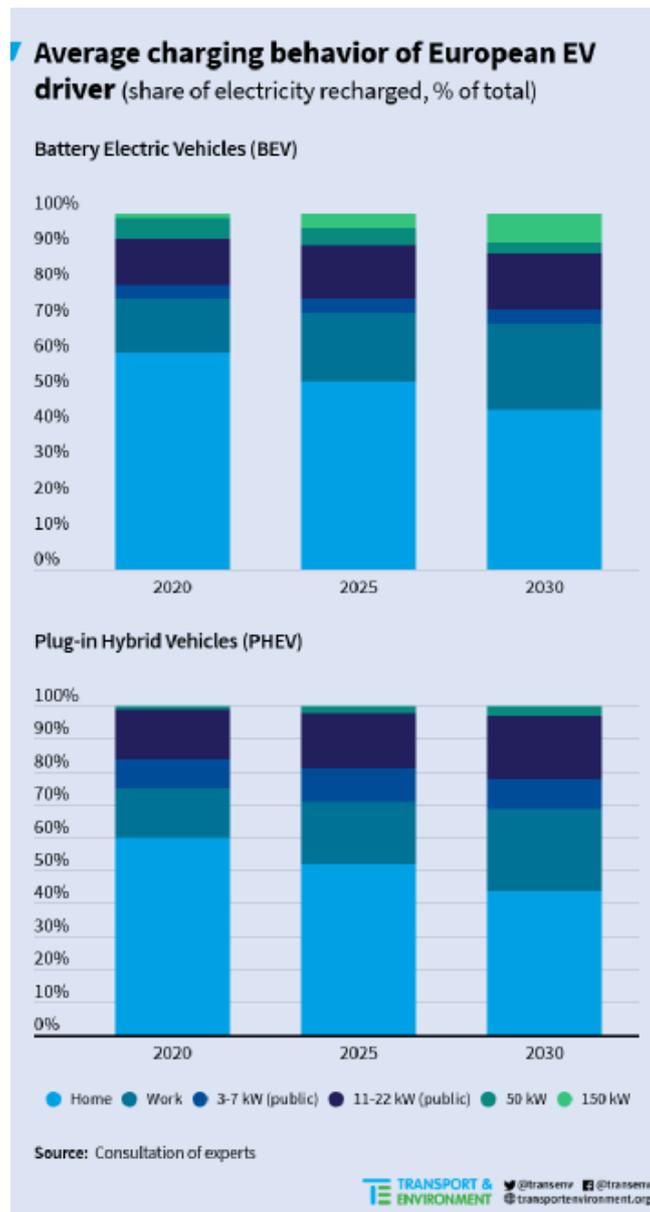


Figura A- 3. Dinámicas de recarga de VE. Fuente: T&E

Sin embargo, como se indicaba anteriormente, un despliegue cada vez mayor de puntos de recarga rápidos y ultra-rápidos, puede cambiar los tiempos necesarios para la recarga de vehículos, y el número de cargadores necesarios en relación al parque. Es por ello que se ha propuesto una nueva metodología de evaluación para la suficiencia de la infraestructura de recarga: *Supply Metric* (T&E³³).

Esta nueva métrica se basa en ponderar la disponibilidad aportada por cada cargador en función de su velocidad y su accesibilidad. Cargadores más rápidos y de mayor acceso (públicos) aportan

³³ <https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/01%202020%20Draft%20TE%20Infrastructure%20Report%20Final.pdf>

mayor disponibilidad de recarga que los cargadores más lentos o parcialmente privados. El *supply metric* se calcula según la siguiente ecuación:

$$\text{Supply Metric} = \sum_{\text{slow chargers},i} \frac{1}{\text{availability}_i} + \sum_{\text{normal charger},i} \frac{2}{\text{availability}_i} + \sum_{\text{fast chargers (AC)},i} \frac{4}{\text{availability}_i} + \sum_{\text{ultra-fast chargers (DC)},i} \frac{10}{\text{availability}_i}$$

Donde la accesibilidad (*availability*) toma los valores de:

- 1 si el punto de recarga es público 24h, los 7 días a la semana
- 2 si el punto de recarga es semi-público
- Cargadores privados no aplican para esta metodología

Como es posible ver, numerosas fórmulas de implementación de la infraestructura pueden conducir a un mismo *supply metric*. Un menor número de cargadores rápidos aporta la misma disponibilidad de recarga que un mayor número de cargadores lentos. Diferentes países pueden por lo tanto optar por diferentes hojas de rutas en su despliegue, en función de la infraestructura de transporte y distribución eléctrica, o de los hábitos de los consumidores.

Además, el *supply metric* será suficiente o insuficiente en función del parque móvil electrificado que demanda la recarga pública. Equivalente a la métrica de 10 VE/cargador, es posible establecer un nuevo indicador de suficiencia basado en la densidad de vehículos, pero utilizando el *supply metric*. Este indicador se denomina *Indicador de suficiencia (Sufficiency indicator)* y su valor óptimo no es único (como el actual 1 cargador para 10 vehículos), si no que depende de las especificidades de cada país: distancia media recorrida en cada viaje por los coches, número de coches con disponibilidad de recarga rápida, etc. Para el caso de Europa, el indicador de suficiencia óptimo en 2030 se sitúa entre 4 (países como Luxemburgo con distancias recorridas muy cortas) hasta 10 para países como el Reino Unido.

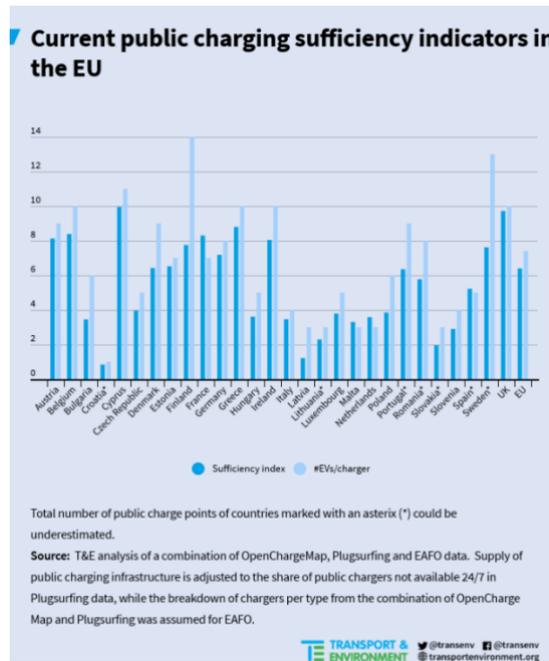


Figura A- 4. Indicadores de suficiencia óptimos para Europa en 2030. Fuente: T&E

El indicador somete la disponibilidad de recarga al número de vehículos eléctricos de batería e híbridos enchufables, los cuáles presentan diferentes frecuencias de recarga. Cabe destacar que se establece el doble de demanda por parte de los vehículos BEV que por parte de los híbridos enchufables PHEV, debido a su dependencia exclusivamente de la batería eléctrica, sin posibilidad de funcionar con combustibles fósiles como los PHEV. Es por ello que los BEV necesitan una mayor capacidad de batería y, para poder realizar viajes interurbanos, la posibilidad de recargar en un tiempo limitado en estaciones de recarga rápida o ultra-rápida, tal y como se presenta en las proyecciones de T&E.

$$\text{Indicador Suficiencia} = \frac{\# BEV * 2 + \# PHEV}{\text{Supply metric}}$$

Gracias a este indicador de suficiencia, además de evaluar el actual despliegue en otros países, sería posible establecer opciones para la hoja de ruta del despliegue de infraestructura de recarga pública, en función de las cuotas que puedan ocupar los cargadores más rápidos respecto del total y de la inversión disponible. La carga privada de flotas no sigue las mismas dinámicas, ya que impone ciertas restricciones temporales y volumétricas, específicas a cada tipo de flota que será analizada.

A.1.2. Uruguay

En Uruguay no disponemos del detalle regional de todos los departamentos en cuanto a la penetración de la movilidad eléctrica. Sin embargo, sí disponemos del detalle del parque automotor para la región capital de Montevideo y la de Paysandú. Dado que en la región de Montevideo se concentra la amplia mayoría del parque eléctrico registrado en el país (76%) y en la de Paysandú

otro pequeño porcentaje (3%), podremos hacer un análisis detallado para estas dos regiones y otro agregado a nivel nacional.

En 2019, Uruguay contaba con un parque de 1,512 vehículos eléctricos, alrededor del 1% del total. Estos vehículos se distribuían por categorías según especifica la Tabla A- 2, donde podemos ver cómo la mayoría de los vehículos a batería son vehículos de dos y tres ruedas. Es decir, un parque eléctrico de vehículos ligeros con una capacidad de carga limitada, adaptados a entornos urbanos. Sin embargo, la mayoría de los vehículos híbridos no enchufables se concentra en los automóviles (turismos), donde los eléctricos de batería sólo representan el 2% de la flota.

Tabla A- 2. Distribución de vehículos eléctricos en Uruguay, por tipo de vehículo. Elaboración propia a partir de los datos del Ministerio de Industria, Energía y Minería³⁴

	Eléctricos	Híbridos	TOTAL
Automóviles	30	1482	1512
Pickup	0		
Utilitarios	136		
SUV	10	414	424
Taxis	61	5	66
2W	797		
3W	343		
4W	144		
Omnibus	2	10	12
TOTAL	1522	1911	3433

En las regiones de Montevideo y Paysandú se registraba un parque muy similar, altamente concentrado en la región de la capital. Dado que no disponemos de distinción entre vehículos eléctricos de batería y vehículos híbridos, se aplicará una cuota del 2% para los eléctricos de batería (similar al parque agregado nacional), y una distribución de los híbridos siguiendo la tendencia en América Latina: 6% PHEV (enchufables) y 94% HEV (no enchufables).

³⁴ <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/datos-y-estadisticas/estadisticas/parque-automotor>

Tabla A- 3. Distribución del parque de vehículos eléctricos en Montevideo y Paysandú, por tipo de vehículo y tipo de tecnología. Elaboración propia a partir de los datos abiertos del gobierno.

	Montevideo				Paysandú			
	Total	Eléctricos	PHEV	HEV	Total	Eléctricos	PHEV	HEV
Automóviles	670	13	39	617	17	0	1	16
Pickup	3	0	0	3	0	0	0	0
Utilitarios	0	0	0	0	0	0	0	0
SUV	0	0	0	0	1	0	0	1
Taxis	0	0	0	0	0	0	0	0
2W	265	5	16	244	13	0	1	12
3W	84	2	5	77	4	0	0	4
4W	23	0	1	21	0	0	0	0
Omnibus	11	0	1	10	1	0	0	1

Tabla A- 4. Distribución de las estaciones de recarga pública para vehículos eléctricos en Uruguay. Elaboración propia a partir de los datos de UTE ³⁵

	Estándar (<7.4 kW)	Semi-rápida (7.4-22 kW)	Rápida (22-44 kW)	Súper rápida (>44 kW)	TOTAL
Colonia	0	1	3	0	4
Nueva Palmira	0	0	1	0	1
San José	1	3	3	0	7
Montevideo	2	1	30	5	38
Canelones	0	8	3	2	13
Maldonado	0	16	3	5	24
Rocha	0	5	2	0	7
Chuy	0	1	0	0	1
Durazno	0	6	0	0	6
Puntas de Malbajar	0	1	0	0	1
Flores	0	0	1	0	1
Paysandú	0	0	1	0	1
Río Negro	0	1	2	0	3
Soriano	0	1	1	0	2
Salto	0	1	0	0	1
Tacuarembó	0	1	1	0	2
Rivera	0	4	0	0	4
Artigas	0	3	0	0	3
Florida	0	3	0	0	3
Lavalleja	0	2	1	0	3

³⁵ <https://movilidad.ute.com.uy/carga.html?tab=red-de-carga>

Piedra del Toro	0	1	0	0	1
Mariscal	0	1	0	0	1
Cerro Largo	0	2	1	0	3
Treinta y Tres	0	2	0	0	2
Tacuarembó	0	1	0	0	1
TOTAL	3	66	53	12	134

De nuevo, la región de la capital lidera la implantación de puntos de recarga, con 38 de los 134 (28%). En general del país, predominan las estaciones de carga semi-rápida (22 kW) al igual que en Chile, seguidas de las estaciones de carga rápida (50 kW).

Tabla A- 5. Evaluación de la infraestructura de recarga en Uruguay. Elaboración propia.

	Número total de puntos de recarga	Número de vehículos eléctricos (BEV + PHEV)	Densidad (Número VEs/PC)	Indicador suficiencia
Nacional	134	1522	11.358209	4.67444717
Montevideo	38	1056	27.7894737	8.8590604
Paysandú	1	36	36	11.25

En la Tabla A- 5 es posible ver cómo el caso de Uruguay se diferencia de Chile por una mayor congestión a nivel nacional y en especial en la región de Montevideo. Con un número de vehículos eléctricos no tan lejano al de Chile, el número de puntos de recarga se sitúa en un total de 134 respecto a los 574 en Chile.

La densidad de vehículos eléctricos por punto de recarga se sitúa en 11 a nivel nacional, cercano al recomendado de 10, aunque en Montevideo supera los 27. El indicador de suficiencia arroja valores congruentes con la métrica anterior, indicando un despliegue más rápido en el parque eléctrico que en la infraestructura de recarga. Las políticas que fomentan la compra de vehículos eléctricos (es especial de dos y tres ruedas, en el caso de Uruguay) pueden haber contribuido a esta situación actual, descompasada con el despliegue de recarga. Los valores mejorarían notablemente (acercándose al valor unitario recomendado) con el despliegue de puntos de recarga en las principales vías que conectan los departamentos cada 60 km.

Es relevante que UTE es una empresa pública. Si el gobierno quiere promover la compra de VEs, puede subsidiar la construcción de ECs en zonas rurales, por ejemplo, con subsidios cruzados entre los consumidores en Montevideo y consumidores en las zonas rurales.

A.1.3. Chile

En Chile, según los datos del Instituto Nacional de Estadística (INE), había matriculados 2,525 vehículos eléctricos en 2020 (entre BEV y PHEV), de los cuáles 1,911 (76%) estaban registrados en la Región Metropolitana de Santiago. La mayoría de vehículos eléctricos registrados son vehículos privados de pasajeros (40%) seguidos de los autobuses (entorno al 30%) y motocicletas (28.5%). Cabe destacar que el número de vehículos híbridos (HEV), al igual que en el resto de países de Latinoamérica, supera con creces las ventas de vehículos eléctricos de batería (82.5% del parque electrificado en 2019³⁶).

La distribución de estaciones de recarga también es desigual según las regiones, con un total de 574 conexiones de recarga en todo el país. La Región Metropolitana cuenta con 350 de ellas, y en general predominan las estaciones de recarga semi-rápida (22 kW) seguidas de las estaciones de recarga súper rápida (50 kW). La Tabla A- 6 y Tabla A- 7 muestran el reparto de vehículos eléctricos por región y tipo, así como las electrolinerías instaladas por región y potencia.

Tabla A- 6. Número de vehículos electrificados en Chile, por región y tipo de vehículo. Elaboración propia a partir de los datos del INE³⁷

	Coches	Motos	Taxis	Buses	Camiones	TOTAL
Región de Tarapacá	12	7	0	0	0	19
Región de Antofagasta	36	4	0	1	0	41
Región de Atacama	12	14	3	0	0	29
Región de Coquimbo	57	18	4	0	0	79
Región de Valparaíso	76	40	5	14	0	135
Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	48	30	1	0	0	79
Región del Maule	74	19	0	8	0	101
Región del Biobío	36	17	1	1	0	55
Región de La Araucanía	6	10	0	0	0	16
Región de Los Lagos	21	7	0	0	0	28
Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	16	1	2	0	0	19
Región de Magallanes y de la Antártica Chilena	0	0	0	0	0	0
Región Metropolitana de Santiago	596	546	6	749	14	1911

³⁶ <https://www.revistaei.cl/wp-content/uploads/2020/04/Electromovilidad-en-Chile-2019.pdf>

³⁷ <https://www.ine.cl/estadisticas/economia/transporte-y-comunicaciones/permiso-de-circulacion/parque-de-vehiculos>

Región de Los Ríos	4	5	2	0	0	11
Región de Arica y Parinacota	3	2	0	0	0	5
Región de Ñuble	11	0	0	0	0	11
TOTAL	1008	720	24	773	14	2525

Tabla A- 7. Número de electrolinerías públicas en Chile, por región y velocidad d de carga. Elaboración propia a partir de los datos de EcoCarga³⁸.

	Estándar (<7.4 kW)	Semi- rápida (7.4-22 kW)	Rápida (22-44 kW)	Súper rápida (>44 kW)	TOTAL
Región Metropolitana de Santiago	122	151	25	52	350
Región de Tarapacá	0	3	0	0	3
Región de Magallanes y de la Antártica Chilena	4	0	0	0	4
Región de Valparaíso	9	14	10	18	51
Región del Biobío	12	8	4	5	29
Región de Arica y Parinacota	2	2	0	0	4
Región de Atacama	2	4	0	0	6
Región de Coquimbo	4	0	7	11	22
Región de Ñuble	0	2	2	4	8
Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	0	0	7	14	21
Región de Antofagasta	4	0	1	2	7
Región del Maule	0	4	8	16	28
Región de La Araucanía	0	10	6	3	19
Región de Los Lagos	2	10	0	0	12
Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	0	4	0	0	4
Región de Los Ríos	0	6	0	0	6
TOTAL	161	218	70	125	574

Es posible comparar la densidad de demanda en términos de vehículos eléctricos por punto de recarga, y compararla con el indicador de suficiencia del suministro detallado en el capítulo A.1.1.

³⁸ <https://energia.gob.cl/electromovilidad/ecocarga>

Tabla A- 8. Evaluación de la suficiencia de recarga por región en Chile. Elaboración propia.

	Número total puntos de recarga	Supply metric	Número de vehículos eléctricos	Densidad (VE/Cargador)	Indicador de suficiencia
Región Metropolitana de Santiago	168	403	1911	11.38	5.93
Región de Tarapacá	61	3	19	0.31	7.92
Región de Magallanes y de la Antártica Chilena	92	2	0	0.00	0.00
Región de Valparaíso	58	84	135	2.33	2.02
Región del Biobío	113	35	55	0.49	1.99
Región de Arica y Parinacota	6	3	5	0.83	2.08
Región de Atacama	1	5	29	29.00	7.25
Región de Coquimbo	8	44	79	9.88	2.27
Región de Ñuble	40	16	11	0.28	0.86
Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	2	49	79	39.50	2.02
Región de Antofagasta	92	9	41	0.45	5.69
Región del Maule	8	60	101	12.63	2.10
Región de La Araucanía	3	30	16	5.33	0.68
Región de Los Lagos	8	11	28	3.50	3.18
Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo	4	4	19	4.75	5.94
Región de Los Ríos	4	6	11	2.75	2.29

Es posible ver cómo el indicador de densidad coincide con el indicador de suficiencia en algunos casos como el de la Región Metropolitana o Atacama (dando valores superiores a las demás regiones, es decir una mayor congestión), mientras en otras regiones como Tarapacá el indicador de suficiencia nos indica una alta congestión ya que tiene en cuenta la velocidad de la carga (semi-rápida) de todas sus estaciones.

Si el indicador de densidad medido en VE/cargador se sitúa cercano al recomendado (10) pero el indicador de suficiencia se aleja del valor unitario, es debido a que las estaciones de recarga en la región son lentas y por lo tanto insuficientes para el volumen de vehículos. Si al contrario, el indicador de suficiencia es bajo (más disponibilidad) pero la densidad de VE/cargador supera los 10, es debido a que la velocidad de carga en la región es rápida y suficiente para un volumen de vehículos que a priori superaba la capacidad.

Aún así, la mayoría de regiones chilenas cumple con el principio de densidad recomendada de 10 vehículos eléctricos por punto de recarga, y sólo tres regiones se alejan considerablemente del valor de 1 en el indicador de suficiencia. Siendo este último más indicativo sobre la disponibilidad real de recarga dado que tiene en cuenta la velocidad de las estaciones.

TRANSANTIAGO

Con el objetivo de renovar la flota de autobuses que operan en el sistema integrado de transporte de Santiago, el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones creó un esquema de gestión nunca antes aplicado en esta administración, consiguiendo introducir 200 nuevos buses eléctricos en la capital, alcanzando así un total de 455 buses eléctricos en circulación de un total de más de 1600. En este modelo se separó por primera vez la provisión (compra) de la operación de los autobuses. Se espera que la flota de autobuses en la región de Santiago sea 100% eléctrica en 2040.

El modelo de negocio usado para la implementación es un partenariado público-privado (PPP) entre el estado y las compañías involucradas. El actor principal es el operador de la flota de autobuses (en este caso Metbus, Buses Vule, STP y RedBus). Un inversor compra los autobuses a un fabricante (como BYD o Yutong) y firma un contrato de arrendamiento con el operador de autobuses. Este inversor es normalmente la compañía eléctrica (Enel y Engie). Aunque la inversión en autobuses no forma parte de la cartera habitual de estas compañías, se introdujeron en un momento en el que consideraron poder aportar la infraestructura de recarga de la flota en la que invertían. Este contrato de arrendamiento se basa en un pago mensual que incluye la cuota de provisión de flota, el precio de la carga y la venta de energía, todo ello provisto por la compañía energética.

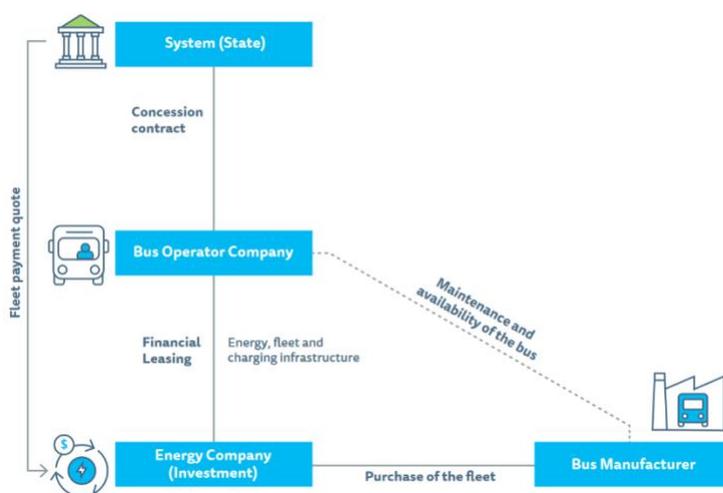


Figura A- 5. Esquema del PPP establecido para la electrificación de flota de autobuses en Santiago. Fuente: WB

Por otro lado, el estado contrae también un compromiso con el operador de los autobuses en el que asegura la estabilidad financiera del último. Cuando el operador aumenta su flota de buses eléctricos debido a un incremento en operaciones, el estado compensaría al operador si este coste

representa más del 3% de incremento de la flota. Este pago lo incluiría el estado al pago mensual aportado a la compañía eléctrica.

Estos esquemas de partenariatio han formado combinaciones de los diferentes fabricantes, compañías eléctricas y operadores de autobuses, cada uno de ellos con una responsabilidad diferenciada dentro del contrato.

Company	Energy Company	Manufacturer	Pilots	New fleet	Fleet renewal	Total fleet ^a (2019)
Metbus	Enel	BYD	2	100	183	1,155
Buses Vule	Engie	Yutong	1	75		1,456
STP	Engie	Yutong		25		607
RedBus	Enel (only energy)	King Long			25 ⁴³	792
Total e-buses	-	-	3	200	208	411

Figura A- 6. Contratos PPP establecidos. Fuente: WB

Type	Actor	Role and responsibilities
Energy Company	Enel / Engie	Financing of bus fleet; e-depot construction; charging infrastructure installing; energy provider
Investor	NEoT Capital	Financing of the bus fleet
Bus Manufacturer	BYD	Fleet provision and adequacy of the bus; charging management; preventive, corrective and predictive maintenance of the e-bus electronics
Bus Manufacturer	Yutong/ Kinglong ^a	Fleet provision and adequacy of the bus
Bus operator	Metbus	Operation
Bus operator	Buses Vule/ STP/Redbus	Operation; charging management; maintenance
State	MTT	Funding of new bus fleet (increase on operational kilometers); service planning; transport regulation
State	Ministry of Energy/SEC-CNE	Energy land capacity studies; authorizations for electricity grid modifications; regulation of the compliance of the e-depots standards

Figura A- 7. Responsabilidades de cada actor en el contrato PPP. Fuente: WB

En este esquema, METBUS y BYD se asociaron para implementar buses y cargadores eléctricos en la región de la capital. Por otro lado, el operador Vule trabajó con el fabricante de buses Yutong. La provisión de los vehículos y cargadores fue una licitación ganada por los fabricantes chinos BYD y Yutong. Sin embargo, la operación de los vehículos fue entregada a las compañías METBUS y Vule. Esto ha permitido fomentar la compra de autobuses eléctricos, sin la necesidad de que las empresas que los explotan tengan que comprarlos, para de esta forma substituir los actuales buses de combustión.

Además, se ha seleccionado una tarifa eléctrica acorde con la potencia y consumo eléctricos requeridos por la flota de buses (proporcionada por la compañía eléctrica, y estimada en el estudio en 0.1 USD/kWh), minimizando así los costes de energía e incluyendo un sistema de gestión de la carga. Las características de estos buses están recogidas en la siguiente tabla.

**CONSUMO ENERGÉTICO BUSES PROPULSIÓN ELÉCTRICA
TRANSPORTE PÚBLICO URBANO SANTIAGO**

Bus			Capacidad Baterías [kWh]	Capacidad Pasajeros	Consumo [kWh/km]	Autonomía [km]
Clase	Marca	Modelo				
B2	BYD	K9 FE	276,5	81	1,57	176,1
B2	YUTONG	ZK6128BEVG	324,4	87	1,48	219,7
B2	FOTON	eBus U12 QC	151,55	90	1,67	90,9
A1	BYD	K7	156,6	45	1,13	138,6
A1	FOTON	eBus U8,5 QC	129	47	1,24	104,0
B2	ZHONGTONG	LCK6122EVG	351,237	88	1,58	222,3
B2	KING LONG	XMQ 6127G PLUS	374,65	90	1,74	215,0

Más información: <https://www.mtt.gob.cl/3cv>

Figura A- 8. Consumo energético de los autobuses de propulsión eléctrica en Santiago de Chile. Fuente: MTT

A.2. Mecanismos de promoción de la movilidad eléctrica

Los mecanismos a través de los cuales se promueve la movilidad eléctrica en cada país pueden pertenecer a un amplio abanico de posibilidades: reducciones fiscales a la compra y operación de vehículos, mejora de la infraestructura de carga de VE, descuentos o gratuidad en la recarga, prioridad de los vehículos eléctricos en el ámbito urbano, etc. Estas medidas se inscriben dentro de los planes nacionales de electromovilidad, estrategias energéticas y de movilidad.

Algunas medidas recogidas en la legislación de cada país destacan por haber marcado hitos en la implementación. En los casos de Uruguay y Chile destacan las detalladas a continuación, clasificadas en tres tipos:

- A: Reducción de impuestos sobre el vehículo
- B: Incorporación de flota pública con propulsión eléctrica
- C: Mejora de la infraestructura de recarga eléctrica

También se incluyen algunos objetivos de electromovilidad sin medidas asociadas en el propio plan (O).

A.2.1. Uruguay

Tabla A- 9. Resumen de las medidas para fomentar la electromovilidad en Uruguay. Elaboración propia.

2012	Reducción del Impuesto Específico Interno (IMESO) aplicable a vehículos híbridos y eléctricos.	A
2012	Exoneración de impuesto a la renta empresarial para aquellas empresas que compren vehículos eléctricos para transporte de carga urbana.	A
2015	Modificación de la Tasa Global Arancelaria para autos de propulsión eléctrica al 0% durante dos años (Decreto 34/015).	A
2015	Incorporación por parte de la UTE de 30 vehículos utilitarios eléctricos para la operación de los servicios.	B
2016	Primer ómnibus eléctrico en Montevideo	B
2017	Exoneración de la Tasa Global Arancelaria para vehículos eléctricos de transporte de mercancías (Decreto 325/017).	A
2017-2018	Comienzo de implementación de la “Ruta Verde” que pretende unir las principales ciudades del país con electrolinerías cada 60 km. Actualmente se encuentra en “Fase 1” con el despliegue de puntos de carga desde Colonia de Sacramento a Maldonado.	C
2019	Subsidios a la compra de ómnibus eléctricos (Decreto 165/019).	A
2019	Plan MOVÉS: <ul style="list-style-type: none"> • Prueba de triciclos para logística de última milla. • Prueba de vehículos utilitarios en empresas. • Descuento en el seguro para vehículos eléctricos: 15% para ligeros y camiones, 20% para buses. Se aplica un 20% adicional si el vehículo se encuentra dentro del plan MOVÉS. 	B
2020	Plan MOVÉS: <ul style="list-style-type: none"> • Plan Flota Verde: acompañamiento empresas en adopción de vehículos sostenibles. 	A
2020	Incorporación de 30 ómnibus eléctricos en Montevideo.	B
2020	Tarifas diferenciadas para la Movilidad Eléctrica (3 períodos).	A

A.2.2. Chile

Tabla A- 10. Resumen de las medidas para fomentar la electromovilidad en Chile. Elaboración propia.

2022	Norma General CVE 2086464 por la que se establece un estándar mínimo de eficiencia energética para vehículos motorizados livianos. Límite para 2024-2026: 18.8 km/lge, para el período 2027-2029: 28.9 km/lge y 28.9 km/lge para 2030 en adelante.	O
	<p>Estrategia Nacional de Electromovilidad por la que se establecen los objetivos temporales:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2035: 100% de las ventas de vehículos ligeros y medianos son cero emisiones. • 2035: Todo el transporte público es cero emisiones. • 2035: Todas las ventas de maquinaria móvil que incluye camiones de extracción y maquinaria pesada cero emisiones. • 2040: 100% ventas cero emisiones de la maquinaria de construcción, agrícola y forestal. • 2045: 100% de ventas de transporte de carga y buses interurbano. <p>Con las medidas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estándares de eficiencia (publicado). • Programas para fomentar las flotas de alto recorrido. • Reconversión de vehículos a eléctricos (aún pendiente de consulta pública). • Nueva Ley de Transición Energética (pendiente de ingresar al Congreso). 	O, A
2019	Subsidio por Rendimiento Urbano: Subvención a los vehículos en función de su rendimiento urbano (medido en km/l). Los eléctricos se encuentran a la cabeza, y los subsidios pueden llegar a 3.600.000 pesos chilenos, equivalente a 4.302 dólares americanos.	A
2017	Bono de chatarreo para la renovación de taxis colectivos con hasta 9240 USD para la renovación. Para los BEV se ofrece hasta el 100% de subvención.	A
2014	Impuesto de circulación: grava las emisiones de los vehículos, penalizando los vehículos de combustión y favoreciendo los eléctricos.	A

Analizando las medidas propuestas por estos dos países, es fácil ver cómo predominan las medidas fiscales que favorecen la compra y operación de los vehículos eléctricos, por encima de aquellas medidas que favorecen la infraestructura de recarga o incorporan flotas públicas electrificadas. En Chile, la inversión en infraestructura de recarga recae sobre la inversión privada y de momento no cuenta con subvenciones directas a la instalación. En Uruguay, las estaciones de recarga son licitadas por la Administración Nacional (UTE) por lo que recae totalmente en la inversión

pública, no necesitando subvenciones directas si no planes de implementación como la conocida “Ruta Verde” que conectará las principales ciudades con electrolinerías cada 60 km.

A.3. Marco regulatorio y tarifario de las estaciones de carga

Los casos de Uruguay y Chile son fundamentalmente diferentes, por la forma en la que se operan las redes eléctricas y la forma en la que los consumidores finales pueden acceder a diferentes precios de la energía.

Uruguay

Hasta la liberalización del sector eléctrico uruguayo, el monopolio estatal (UTE) era una empresa verticalmente integrada: generación, transporte y distribución. Alcanzando un índice de electrificación >98%, el mayor de América Latina.

En 1997 se produjo un cambio significativo con la aprobación de la Ley N° 16.832 del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, por la cual se separaron las distintas etapas del negocio eléctrico y se declaró la libre competencia en la etapa de generación la cual dejó de tener el carácter de servicio público, aunque se mantuvieron las condiciones de monopolio natural de las etapas de transmisión y distribución.

En Uruguay, los consumidores cualificados (pudiendo acceder al mercado libre) son los medianos y grandes. Han de tener contratada una potencia mayor a 10 kW y consumir más de 500 MWh mensuales. Sin embargo, el sector residencial que representaba el 44% del consumo total (en 2001), se consideran consumidores regulados que deben permanecer en la tarifa regulada y suministrados por el monopolio de distribución UTE.

Los grandes consumidores a partir de mayo 2003 pueden comprar la energía que demanden a cualquier generador nacional o internacional. La siguiente figura muestra la introducción de generadores argentinos compitiendo en el mercado:

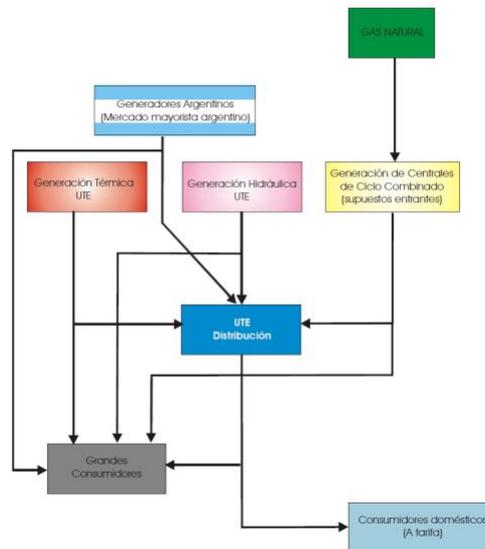


Figura A- 9. Esquema del mercado eléctrico en Uruguay tras la reforma. Fuente: Instituto Cuesta Duarte³⁹

Los precios de los consumidores regulados se forman a través de la adición de los términos de generación, transmisión y distribución, estipulados para cada región. La UTE, aunque mantiene el servicio de suministro para todos los consumidores regulados, ha sido separada (separación contable) en unidades de negocio para distinguir sus diferentes servicios.

Dado que la UTE mantiene el monopolio de la distribución en Uruguay, es también quien licita la instalación de las estaciones de recarga y las opera. El conductor del vehículo eléctrico que recarga su batería se convierte por lo tanto en un consumidor eléctrico, con un precio regulado. La propia UTE estipula una tarifa dedicada para el vehículo eléctrico, nombrada “Tarifa Movilidad Eléctrica”. Esta tarifa, según la Reglamentación General para la Aplicación de Tarifas Eléctricas (vigente desde 20/02/2019, R 20.-330), es válida únicamente para las estaciones de carga situadas en la vía pública.

Esta tarifa se despliega en tres tramos horarios con precios definidos anualmente en los pliegos tarifarios. Sin embargo, los precios de los tres tramos horarios han de mantener una relación constante, detallada en la Tabla A- 11.

³⁹ www.inefop.org.uy/docs/Sector_energetico.pdf

Tabla A- 11. Tarifa de vehículo eléctrico en Uruguay. Fuente: UTE⁴⁰

Tramo horario	Horas	Relación de precios	Precios 2022 (en pesos uruguayos UYU/kWh)	Precios 2022 (en dólares americanos USD/kWh)
Punta	18:00 – 22:00	100%	16.335	0.41
Llano	07:00 – 18:00 y 22:00 – 24:00	40%	6.253	0.16
Valle	00:00 – 07:00	20%	3.363	0.084

Para la carga en domicilios, la tarifa recomendada es la de dos períodos de entre las tarifas residenciales. Esta tarifa, en 2022, tiene los precios recogidos en la siguiente tabla:

Tabla A- 12. Tarifa eléctrica residencial de dos períodos en Uruguay. Fuente: UTE

Día de la semana	Precio energía (UYU/kWh)		Cargo por potencia contratada (UYU/kW)	Cargo Fijo mensual (UYU)
	Fuera de punta	Punta		
Lunes-Viernes	4.147	10.350	74	431.5
Fin de semana y feriado	4.417	4.417	74	431.5

La carga vehículos en Uruguay necesita de una tarjeta de Recarga habilitada por UTE. Esta tarjeta puede ser solicitada a través de un formulario online, y da acceso a todas las estaciones (134) distribuidas por el país, todas ellas operadas por UTE bajo la tarifa de Movilidad Eléctrica.

⁴⁰ <https://movilidad.ute.com.uy/carga.html>

Las instalaciones de carga en Uruguay han de cumplir principalmente con dos normas técnicas adaptadas desde la norma internacional y resumidas en la Tabla A- 13.

Tabla A- 13. Equivalencia de las normas técnicas para la instalación de infraestructura de recarga en Uruguay con las normas internacionales. Elaboración propia.

Norma Uruguay	Norma Internacional	Contenido
UNIT IEC 61851-1:2017	IEC 61851-1:2017	Sistema conductivo de carga para vehículos eléctricos – Parte 1: Requisitos generales.
UNIT 1234:2020 (sustituye a 1234:2016)	IEC 61851-1 y IEC 62196	Sistema conductivo de carga para vehículos eléctricos - Fichas, tomacorrientes, conectores del vehículo y conexiones de entrada del vehículo - Formatos normalizados

Chile

Desde la privatización del sector eléctrico chileno en 1980, el 100% de las actividades de generación, transmisión y distribución están en manos de entes privados. La distribución está repartida en 36 empresas, mayormente propiedad del grupo Enersis (Enel), PP&L (USA) y otros grupos vinculados a familias.

Los consumidores de energía eléctrica en Chile también se clasifican entre consumidores regulados y libres:

- Para suministros a usuarios finales cuya potencia conectada sea inferior o igual a 5.000 kW, son considerados como monopolio natural y por lo tanto, están sujetos a la regulación de precios. La empresa de distribución es el monopolio responsable por el suministro a estos usuarios.
- Para los consumidores con potencia mayor a 5.000 kW, se consideran condiciones de competencia, y la Ley dispone libertad de precios, pudiendo negociar con las empresas generadoras.
- Los clientes que superen un umbral inferior, fijado en 500 kW, pueden elegir a cuál mercado adscribirse por un período de 4 años.

Así, los generadores pueden comercializar su energía en:

- a. Mercados de grandes consumidores a través de precios negociados.
- b. Mercado de las empresas distribuidoras con precios de nudo que son calculados y fijados. Esta energía es la destinada al uso de los consumidores regulados.
- c. Centro de Despacho Económico de Carga, a coste del marginal horario.

El precio fijado para los consumidores regulados se calcula sumando el precio de nudo al valor agregado de la distribución (VAD) y al cargo único por uso del Sistema Troncal.

Precio a usuario final

$$= \text{Precio de Nudo} + \text{Valor Agregado de Distribución} \\ + \text{Cargo Único por uso del Sistema Troncal}$$

Existe una multitud de distribuidoras, y son éstas las que pueden cobrar este precio estipulado a sus clientes regulados. Existe una relación directa entre cada división territorial de las concesiones y la empresa distribuidora que hace la comercialización.

Dentro de las opciones propuestas por el pliego tarifario (actualizadas cada 4 años), las opciones tarifarias en Chile son elegidas por el consumidor final libremente, pero han de mantenerse por un año. Las opciones se dividen primeramente por tensión de la conexión:

- Clientes de Alta Tensión (AT) > 400V
- Clientes de Baja Tensión (BT) <= 400V

Las opciones para los clientes de baja tensión son (según se cobre sólo la energía, potencia máxima leída o contratada, potencia leída o sólo contratada): BT1, BT2, BT3, BT4. Para los clientes de AT son equivalentes: AT1, AT2, AT3 y AT4. Las tarifas 2,3 y 4 incluyen discriminación horaria en el término de potencia en dos períodos: punta (HP) y fuera de punta (HFP). Las tarifas 2 cargan la potencia por potencia contratada en las horas punta. Las tarifas 3 cargan la potencia por potencia leída e igualmente en las horas punta. Las tarifas 4 cargan las potencias leídas o contratadas (dependiendo de las subcategorías 4.1, 4.2 y 4.3) en ambos tramos horarios (HP y HFP).

En cuanto a las estaciones de recarga, en Chile, cualquier organismo público, privado, o persona física puede instalar un punto de recarga pública. Para ello, ha de atenerse a la norma técnica N°15 de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC). Por tanto, el usuario de la red de distribución es el operador (propietario) del punto de recarga y cliente final del suministro eléctrico. Según la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución:

- **Usuario de la Red de Distribución o Usuario:** Toda persona, natural o jurídica, propietaria, arrendataria, usufructuaria o que opere, a cualquier título, las instalaciones conectadas a la red de una Empresa Distribuidora.

Por lo tanto, el conductor de vehículo eléctrico es un consumidor que no pertenece al sector si no a la comercialización de energía en competencia en las estaciones de carga, a diferencia de Uruguay donde el conductor es el consumidor eléctrico final y las estaciones de recarga poseen un precio regulado por la administración pública.

Actualmente en Chile hay más de 500 conexiones de recarga, disponibles a consultar en la App EcoCarga. Cabe destacar que algunas estaciones de recarga pertenecen a empresas (restaurantes, comercios, etc.), y otras pertenecen a empresas de la misma matriz que las distribuidoras (Enel X, CGE).

La tarifa pagada por los conductores dependerá del punto de conexión, del operador y de la región. Es decir, las tarifas no están reguladas por la CNE. Sin embargo, las tarifas a las que se acogen los clientes de la red, que en este caso son los operadores del punto de recarga, sí han de atenerse a las tarifas reguladas si su potencia contratada es menor a 500 kW.

La AVEC (Asociación de Vehículos Eléctricos de Chile) ha mostrado en el pasado su preocupación por implementar una tarifa diferenciada para los operadores de los puntos de recarga (cliente final del sector eléctrico). Dado que para instalar un punto de recarga es necesario solicitar y conseguir la aprobación de una nueva conexión, cabría la posibilidad de considerar a estos consumidores como consumidores “avanzados” con la opción de suscribirse al mercado libre, ya que tendrán una potencia y consumos superiores al residencial, y unos esquemas de comercialización de la energía en función del servicio que ofrezcan a los conductores.

En Chile, las normas técnicas a respetar para la conexión de puntos de recarga para vehículos eléctricos se detallan en la Tabla A- 14.

Tabla A- 14. Equivalencia de las normas técnicas para la instalación de infraestructura de recarga en Chile con las normas internacionales. Elaboración propia.

Norma chilena	Normas internacionales a las que hace referencia	Contenido
Norma de seguridad (Pliego N°15 de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC)	IEC 61851-1, IEC 61851-23, IEC 62196-1, IEC 62196-2, IEC 62196-3, IEC 61851-21-2, IEC 62752, IEC 61641-11,	Requisitos de seguridad a cumplir por las instalaciones de consumo de energía eléctrica destinadas a la carga de vehículos. Hace distinción

	IEC 62053-21, ISO 15118-2, UL 2594 y UL 2202.	entre cada posible emplazamiento del punto de recarga (públicos o privados).
Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución (CNE), haciendo referencia a la Ley General de Servicios Eléctricos.		Requisitos para el correcto funcionamiento del sector eléctrico (aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos). Define los términos sobre los que operan las estaciones de recarga.
Trámite Eléctrico 6 (TE-6)		Comunicación de Energización de Infraestructura para la Recarga de Vehículos Eléctricos (Manual del Instalador). En vigor desde 2018, con el objetivo de informar a la SEC de todas las Puestas en Servicio.

Anexo B. Modelo de evaluación económica y planificación de la infraestructura de recarga

En el contexto de esta consultoría, se ha desarrollado un modelo simplificado para la evaluación y la planificación del despliegue de la infraestructura de recarga eléctrica en Perú, a partir de los cálculos presentados por AEDIVE en el Plan Nacional de Masificación de Infraestructura de Carga (PNMIC⁴¹). Este modelo parte de los supuestos recogidos en el informe y permite evaluar diferentes hojas de ruta para coordinar la implementación de estaciones con el crecimiento del parque de vehículos eléctricos. Además, comprende varios escenarios de proliferación de la electromovilidad en el país, para así evaluar los riesgos en el tiempo de una inversión en estaciones de recarga.

El modelo se articula en un Libro Excel con 7 hojas de base en las que se definen todas las hipótesis necesarias y los supuestos escenarios. Además de las hojas de base, el modelo propone varios casos de estudio numerados alfabéticamente (electrolineras, flotas de autobuses y flotas de furgonetas). Estas hojas son:

B.1. Hojas de base

- **Guía de uso:**

En esta hoja se recogen las principales recomendaciones para utilizar el modelo sin necesidad de modificar su funcionamiento, seleccionando diferentes escenarios de menús desplegables. Tal y como se indica en esta hoja, todas las celdas rellenas en verde corresponden a parámetros de entrada que el usuario puede modificar. El resto de las celdas son actualizadas automáticamente.

- **Supuestos económicos:**

En esta hoja se recogen como parámetros los supuestos económicos que determinan los cálculos monetarios. Se ha incluido la tasa de cambio entre el sol peruano (PEN) y el dólar estadounidense (USD).

SUPUESTOS ECONÓMICOS CENTRALES	
Tasa de cambio PEN/USD	0.26

Figura B- 1. Hoja "Supuestos económicos". Tasa de cambio PEN-USD.

- **Tarifas:**

En esta hoja se especifican los costes de energía y redes de cada tarifa que se considere aplicable a las estaciones de recarga. Se han separado las tarifas entre aquellas del mercado regulado y las del mercado libre. Entre las de mercado regulado se han incluido: MT2 y una tarifa regulada media

⁴¹ <https://portalmovilidad.com/wp-content/uploads/2022/03/Presentacion-Plan-Nacional-De-Masificacion-De-Infraestructura-De-Carga-PNMIC.pdf>

(totalmente energizada, en USD/MWh) proporcionada por el World Bank calculada a partir de los costes medios para el sistema. Además, se incluyen dos tarifas españolas, las correspondientes a los períodos P1 y P6⁴². En el mercado libre se ha considerado de momento una única tarifa calculada a partir de los contratos proporcionados por OSINERGMIN.

	Cargos mensuales	MERCADO REGULADO				MERCADO LIBRE
		MTZ	Regulada media	P1- España	P6- España	Libre-OSINERGMIN
Cargo Fijo	PEN/Ciente	5.29	0.00	0	0	0
Cargo por Energía	PEN/kWh	0.33	0.19	0.42	0.24	0.15
Generación: Cargo por potencia activa en hora de punta	PEN/kW	59.85	31.10	0	0	59.85
Generación: Cargo por potencia activa en hora fuera de punta	PEN/kW	0	0.00	0	0	0
Distribución: Cargo por potencia activa en hora de punta	PEN/kW	12.35	93.43	9.775641026	0.67307692	12.35
Distribución: Cargo por potencia activa en hora fuera de punta	PEN/kW	0	0.00	0	0	0
Cargo por energía reactiva >30% activa	PEN/kvarh	6.04	0.00	0	0	6.04

Figura B- 2. Tarifas eléctricas incluidas en el modelo.

Cabe destacar que algunas tarifas como por ejemplo la tarifa “Regulada media” (proporcionada por el World Bank) estaban inicialmente expresadas en términos de energía únicamente (USD/MWh), por lo que ha sido necesario aplicar un factor de utilización con el fin de poder convertirlas a cargos mensuales.

- **Costes de conexión:**

Los costes de conexión también son específicos al tipo de conexión (en función de la tensión, el tipo de instalación y la canalización). Es por ello que se ha trasladado la tabla completa de costes descompuesta por concepto, y aplicable a cada rango de tensión, proporcionada por OSINERGMIN⁴³.

COSTES DE CONEXIÓN (OSINERGMIN)		https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/PliegosTarifarios/CNX04022022.pdf										
Tipo conductor:	Conductor autoportante											
Tipo salida:	Salida de red subterránea											
Tipo instalación:	PMI											
Canalización:	Subterránea											
		Conexión básica		Empalme de Acometida		Cable de Acometida		Caja de protección	Sistema de Protección y Seccionamiento			Protección sobretensión
		Aérea	Subterránea	Subterránea	Aérea	Subterránea	Aérea	Aérea	Subterránea	Aérea	Subterránea	
kW min	kW max	PMI	Celda									
0	100	15689	25428	1058	7230	7335	7743	7054	1791	26019	1381	2231
100	400	15689	25428	1058	7230	7335	7743	7054	1792	26019	1381	2231
400	700	16456	28458	1058	7230	7335	7743	7054	1792	26019	1381	2231
700	1000	16820	27763	1058	7230	7335	7743	7054	1796	26019	1381	2231
1000	2500	18449	25831	1058	7230	7335	7743	7054	7052	25882	1381	2231

Figura B- 3. Captura de la hoja "Costes de conexión" del modelo.

El usuario podrá modificar no sólo el tipo de instalación (PMI/Celda) sino también el tipo de canalización (Subterránea/Aérea), y el modelo calculará los costes totales de instalación en función del rango de tensión. Cuando más adelante, en los casos de estudios, el usuario seleccione una tensión para la conexión, se aplicarán los cargos por conexión de su rango correspondiente.

⁴² https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-1066

⁴³

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/PliegosTarifarios/CNX04022022.pdf

- **Modelos de cargadores:**

En esta hoja se especifican los costes unitarios por cargador de tres tipos de estación: semi-rápida (22 kW), rápida (50 kW) y ultra-rápida (120 kW). Los costes unitarios de los cargadores se han descompuesto por:

- Compra del cargador (USD/Punto)
- Instalación (USD/Punto)
- Costes fijos:
 - Mantenimiento (USD/año/Punto)
 - Costes operativos (USD/año/Punto)

Los valores de estos costes se han extraído en parte del modelo propuesto por AEDIVE Perú⁴⁴ en el Plan Nacional de Masificación de Infraestructura de Carga (PNMIC, 2022). También se han utilizado datos propuestos para el caso de España⁴⁵ y de Colombia⁴⁶. Los datos proporcionados para el caso de Chile⁴⁷ están también recogidos en esta hoja pero no han sido considerados para el cálculo del modelo, dada la gran discrepancia que presentan con el resto.

CARGADOR - COSTES	
TIPO	CARGA SEMI RÁPIDA
POTENCIA	22 kW AC/DC
INVERSIÓN	
Compra del cargador	2968 USD/Punto conexión
Instalación (50% inversión)	1484 USD/Punto conexión
COSTES FIJOS	
Mantenimiento Puntos de carga	926 USD/año/Punto conexión
Costes operativos (personal y otros, 10% inversión)	0 USD/año/Punto conexión
Total costes fijos anuales	9.26E+02 USD/año/Punto conexión

Figura B- 4. Detalle del cargador semi-rápido. Captura de la hoja "Modelos_Cargadores" del modelo.

⁴⁴ <https://portalmovilidad.com/wp-content/uploads/2022/03/Presentacion-Plan-Nacional-De-Masificacion-De-Infraestructura-De-Carga-PNMIC.pdf>

⁴⁵ <https://www.transportenvironment.org/discover/plan-de-despliegue-de-puntos-de-recarga-el%C3%A9ctrica-en-espa%C3%B1a/>

⁴⁶ https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Consortio_Usaene_sumatoria_producto_3_estaciones_de_cargaVF.pdf

⁴⁷ https://www.ecomovilidad.cl/wp-content/uploads/2021/02/Informe-2_Analisis-de-Costos_v0202.pdf

CARGADOR - COSTES	
TIPO	CARGA RÁPIDA
POTENCIA	50 kW AC/DC
INVERSIÓN	
Compra del cargador	21730 USD
Instalación (50% inversión)	10865 USD
COSTES FIJOS (O&M)	
Mantenimiento Puntos de carga	3484 USD/año
Costes operativos (personal y otros, 10% inversión)	0 USD/año
Total costes fijos anuales	3.48E+03 USD/año

Figura B- 5. Detalle del cargador rápido. Captura de la hoja "Modelos_Cargadores" del modelo.

CARGADOR - COSTES	
TIPO	CARGA ULTRA RÁPIDA
POTENCIA	120 kW AC/DC
INVERSIÓN	
Compra del cargador	53000 USD
Instalación (50% inversión)	26500 USD
COSTES FIJOS (O&M)	
Mantenimiento Puntos de carga	6184 USD/año
Costes operativos (personal y otros, 10% inversión)	0 USD/año
Total costes fijos anuales	6.18E+03 USD/año

Figura B- 6. Detalle del cargador ultra-rápido. Captura de la hoja "Modelos_Cargadores" del modelo.

- **Parque:**

En la hoja relativa al parque se detallan los principales supuestos de eficiencia tecnológica de los vehículos eléctricos y de combustión, para el caso de autos particulares, furgonetas y buses a partir

de diferentes fuentes⁴⁸. También se hace una estimación sobre el uso que tienen los vehículos y la consiguiente necesidad de recarga.

Por último, también se asigna un precio medio al diésel y el GNV en Perú, proporcionados para el año 2022 por Osinergmin. Este precio del diésel será útil para comparar la rentabilidad del usuario de VE frente a la del usuario de un vehículo de combustión.

PARQUE ELÉCTRICO					
TIPO	CAPACIDAD DE LA BATERÍA (kWh)	EFICIENCIA		RECORRIDO DIARIO	Días/carga
AUTO PARTICULAR	60	16 kWh/100km		60 km	6.25
FURGONETA	100	25 kWh/100km		60 km	6.66666667
BUS	200	100 kWh/100km		200 km	1
PARQUE COMBUSTIÓN					
TIPO	EFICIENCIA	UNIDADES			
AUTO PARTICULAR		6 L/100km			
FURGONETA		10 L/100km			
BUS ICE		32.5 L/100km			
BUS GNV		0.57 kg/km			
PERCIOS DEL COMBUSTIBLE EN PERÚ					
	Valor medio histórico				
Diésel (B5, Fuente: Osinergmin)		3.39 PEN/Litro			
GNV (Fuente: Osinergmin)		0.728110599 PEN/Kg			
GNV (Fuente Osinergmin):	(1.58 Soles/m3, 2.17 kg/m3)				

Figura B- 7. Captura de la hoja "Parque" del modelo.

- **Escenarios_Electromovilidad:**

En esta hoja se calculan los escenarios de penetración de la electromovilidad en función del análisis detallado en el capítulo 1.5, en el que se distinguen dos escenarios en el Plan Nacional de Electromovilidad: Tendencial (BAU) y optimista (High-Case). Se añade además un tercer escenario pesimista al que se le aplica una reducción respecto del tendencial, a introducir por el usuario y fijada inicialmente en el 20% de reducción.

Dos conjuntos de escenarios definen la evolución de la electromovilidad en el país:

- La penetración del vehículo eléctrico definido a partir de los escenarios del Plan Nacional, más el escenario pesimista añadido en este modelo.

⁴⁸ Para autos: <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/por-que-deberia-cambiar-mi-auto-convencional-por-un-auto-electrico.html>. Para buses: <https://theicct.org/sites/default/files/publications/Deploying-zero-emission-bus-fleets-jun2021.pdf>. Para furgonetas: https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2022/03/2022_03_van_TCO_report-1.pdf



Figura B- 8. Evolución del parque eléctrico enchufable. Elaboración propia a partir del Plan Nacional de Electromovilidad.

Cabe destacar que la evolución del parque no influye en los resultados relacionados con la rentabilidad del modelo de negocio de las electrolineras, dado que los escenarios de utilización se definen en términos relativos (factor de utilización). Sin embargo, se presenta esta evolución sobre la que podrían desarrollarse resultados en términos absolutos sobre la infraestructura necesaria en el país.

- Escenarios Infraestructura:

Como se ha descrito en el informe, se definen escenarios de utilización en términos relativos de ocupación (factor de utilización). Estos escenarios están relacionados con las etapas de despliegue de la electromovilidad, desde un impulso a la infraestructura anterior al despliegue del parque, hasta la saturación de la infraestructura. Se ha definido un factor de utilización deseado para la recarga pública del 10%, pero es posible modificar estos valores en función de las características específicas de cada país.

DEFINICIÓN DE LOS ESCENARIOS DE INSTALACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS			
		FACTOR DE UTILIZACIÓN	
Despegue	Se hace inversión en infraestructura antes de alcanzar el parque de VE esperado.	5%	
Consolidado	Se mantiene una relación entre el parque de VE y la infraestructura disponible.	10%	
Saturado	El parque de VE ha superado la capacidad de recarga, se necesita inversión en infraestructura.	20%	
EQUIVALENTE EN HORAS PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE CARGADORES			
kW	22	50	120
	CARGA SEMI RÁPIDA	CARGA RÁPIDA	CARGA ULTRA RÁPIDA
Despegue	26.4	60	144 kWh/day
Consolidado	52.8	120	288 kWh/day
Saturado	105.6	240	576 kWh/day
EQUIVALENTE EN VE/DÍA PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE CARGADORES			
kW	22	50	120
	CARGA SEMI RÁPIDA	CARGA RÁPIDA	CARGA ULTRA RÁPIDA
Despegue	0.44	1	2.4 VE/day
Consolidado	0.88	2	4.8 VE/day
Saturado	1.76	4	9.6 VE/day

Figura B- 9. Detalle de los escenarios de utilización de la infraestructura.

B.2. Casos de estudio

A partir de los supuestos definidos en las anteriores hojas del modelo, es posible estudiar diferentes casos de implementación de infraestructura de recarga. En primer lugar, distinguimos la recarga pública basada en electrolinerías de la infraestructura de recarga para flotas de diferentes tipos de vehículos.

- **A. Electrolinerías**

El caso de las electrolinerías desarrolla un análisis unitario de los costes y ganancias por estación de recarga pública. Es decir, se basa en la densidad de utilización (VE/Cargador) para calcular los costes en los que incurriría el dueño de la infraestructura, y los indicadores económicos necesarios para evaluar la inversión.

En este escenario, ciertos parámetros son datos de entrada a fijar por el usuario:

1. PARÁMETROS DE ENTRADA AL MODELO	
PARÁMETROS RELATIVOS AL CONTEXTO DE LA INVERSIÓN	
Estado de desarrollo de la infraestructura	Consolidado
Año de inversión	2025
Tasa de interés	16%
Vida útil de la estación (Años)	10
PARÁMETROS RELATIVOS A LA ESTACIÓN	
Tipo estación de carga	CARGA ULTRA RÁPIDA
Número de puntos de carga en la estación	2
TARIFA ELÉCTRICA	MT2
Precio venta energía (Soles/kWh)	1.77

Figura B- 10. Parámetros de entrada al escenario de Electrolinerías.

En base a estos parámetros de entrada, el modelo calculará automáticamente los costes de inversión y operación de tal estructura de negocio.

2. CARACTERÍSTICAS DE LA ESTACIÓN			
CARACTERÍSTICAS DE POTENCIA			
POTENCIA POR PUNTO DE CARGA		120 kW AC/DC	
TOTAL POTENCIA ESTACIÓN		240 kW AC/DC	
INVERSIÓN INICIAL			
Compra de los cargadores		53 000.0	USD
Coste de instalación (50% inversión)		26 500.0	USD
Costes de conexión		17 151.2	USD
COSTES FIJOS			
Mantenimiento puntos de carga		12368	USD/año
Costes operativos (personal y otros, 10% inversión)		0	USD/año
Total costes fijos anuales		12368	USD/año
Estado de la infraestructura	Consolidado		
Factor de utilización		10.0%	
Horas de utilización al día		2.4	Horas
Energía suministrada al día por punto de carga		288	kWh/Punto/día
Energía suministrada por la estación (al día)		576	kWh/día
TARIFA ELÉCTRICA			
	Cargos mensuales		
Cargo Fijo	5.3 PEN/Cliente	1.38	USD/Cliente
Cargo por Energía	0.3 PEN/kWh	0.08	USD/kWh
Generación: Cargo por potencia activa en hora de punta	59.9 PEN/kW/mes	15.56	USD/kW/mes
Generación: Cargo por potencia activa en hora fuera de punta	0.0 PEN/kW/mes	0.00	USD/kW/mes
Distribución: Cargo por potencia activa en hora de punta	12.4 PEN/kW/mes	3.21	USD/kW/mes
Distribución: Cargo por potencia activa en hora fuera de punta	0.0 PEN/kW/mes	0.00	USD/kW/mes
Cargo por energía reactiva >30% activa	6.0 PEN/kvarh	1.57	USD/kvarh
DEFINICIÓN DEL MODELO DE NEGOCIO			
Precio de venta para el usuario del VE	1.77 PEN/kWh	0.4602	USD/kWh
Precio del kilómetro para el usuario del VE	0.2832 PEN/km	0.073632	USD/km
Precio del kilómetro para el usuario del v. diésel	0.2034 PEN/km	0.052884	USD/km
¿Es el precio del VE competitivo con el de diésel?		NO	

Figura B- 11. Características de la estación definidas a partir de los parámetros de entrada del modelo.

Como podemos ver, el modelo ya da una primera indicación sobre si el precio introducido por el usuario es rentable para un consumidor (en comparación con el precio equivalente de operación del vehículo diésel). En este caso de ejemplo, no lo es.

La rentabilidad de la inversión dependerá de:

- Tipo de cargador: El usuario ha de seleccionar un tipo de recarga (en función de la velocidad).
- Número de cargadores por estación: A definir por el usuario, igualmente.
- Costes fijos: Definidos por el tipo de estación a implementar.
- Hipótesis de utilización: La frecuencia de utilización de la estación de recarga vendrá definida por la combinación de escenarios elegida por el usuario, entre “despegue, consolidado, saturado”.
- Los costes variables de la energía: Definidos en función de la tarifa elegida por el usuario en la primera línea (menú desplegable).

- Modelo de negocio: El precio de venta de la energía al conductor es un parámetro de entrada al modelo, en S./kWh.

Con estos parámetros, se calcula la cuenta de resultados de cada año, en función del año de inversión y de la tasa de interés. Una inversión más tardía reportará mayores ingresos si el parque de vehículos continúa creciendo como se ha establecido entre los escenarios, de ahí que el año de inversión sea un parámetro importante.

A partir de la vida útil introducida por el usuario, también se despliegan las cuentas anuales del negocio de la electrolinera, actualizando valores de costes e ingresos con la tasa de descuento real definida.

Años		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Energía demandada al día en la estación (kWh)		576	576	576	576	576	576	576	576	576	576	576
Energía demandada al año en la estación (kWh)		210 240	210 240	210 240	210 240	210 240	210 240	210 240	210 240	210 240	210 240	210 240
Factor de utilización	Horas/día	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40	2.40
Factor de utilización	%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ANUALES	USD	12368	12368	12368	12368	12368	12368	12368	12368	12368	12368	12368
COSTES DE LA COMPRA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (Carga en horas de punta)	USD	71872	71872	71872	71872	71872	71872	71872	71872	71872	71872	71872
Generación: Cargo por potencia activa en hora de punta	Cargos regulados USD	44816	44816	44816	44816	44816	44816	44816	44816	44816	44816	44816
Generación: Cargo por potencia activa en hora fuera de punta	Cargos regulados USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribución: Cargo por potencia activa en hora de punta	Cargos regulados USD	9248	9248	9248	9248	9248	9248	9248	9248	9248	9248	9248
Distribución: Cargo por potencia activa en hora fuera de punta	Cargos regulados USD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cargos por energía	Término de energía USD	17809	17809	17809	17809	17809	17809	17809	17809	17809	17809	17809
VA: COSTES	USD	84240	82608	82609	86225	80208	84776	79807	75695	72151	69096	66462
VA: INGRESOS	USD	96 752	71 903	61 985	53 436	46 005	39 711	34 234	29 512	25 441	21 932	18 907
VA: COSTES - INGRESOS	USD	12512	9099	8016	6910	5967	5125	4427	3817	3290	2836	2445

Figura B- 12. Captura de las cuentas anuales de resultados (valores actualizados) para el caso de estudio definido en el ejemplo.

En este caso, el resultado del VAN es negativo con el precio de venta introducido (1.77 PEN/kWh) y el modelo de negocio descrito.

5. RESULTADOS	
VA (COSTES - INGRESOS)	USD 64 644.59
VAN (VALOR ACTUAL NETO= VA - INVERSIÓN INICIAL)	USD -32 006.57

Figura B- 13. Captura de los resultados del modelo de negocio para la electrolinera definida en el ejemplo.

Es por ello que el modelo viene acompañado de un macro que calcula el precio mínimo de venta (al consumidor) que la electrolinera ha de cargar con el fin de rentabilizar su negocio. Esta funcionalidad calcula el mínimo para que el VAN sea positivo (0). Con el modelo de negocio anteriormente descrito, se obtiene un valor mínimo de venta de 1.88 PEN/kWh.

- B. Flotas de autobuses eléctricos:

En el caso de las flotas de autobuses eléctricos se consideran tres escenarios entre los que difiere el coste de adquisición (290,000 USD, 350,000 USD y 540,000 USD). Vemos el ejemplo del caso de 290,000 USD/e-bus. En el modelo, hay dos parámetros que el usuario ha de introducir como parámetros de entrada al cálculo.

PARÁMETROS DE ENTRADA AL MODELO DE FLOTAS DE AUTOBUSES	
TAMAÑO DE LA FLOTA	10
TASA DE INTERÉS	12%

Figura B- 14. Parámetros de entrada para el modelo de negocio de una flota de autobuses.

Automáticamente, el modelo define los costes relacionados con la flota a partir de los parámetros definidos para el parque.

IMPLICACIONES SOBRE LA FLOTA		
TIPO VEHÍCULOS	BUS	
CAPACIDAD BATERÍA	200 kWh	
EFICIENCIA	1 kWh/km	
Demanda diaria/vehículo	200 km	
Número recargas diarias	10 Recargas	
Total energía demandada / día	2000 kWh	
Coste por vehículo	290 000	USD
Coste total inversión vehículos	2 900 000	USD
Coste por vehículo ICE	116 000	USD
Coste total vehículos ICE	1 160 000	USD
Coste por vehículo GNV	151 000	USD
Coste total vehículos GNV	1 510 000	USD
AÑO INVERSIÓN	2022	

Figura B- 15. Implicaciones sobre la flota de los parámetros definidos en la flota de ejemplo.

A continuación, el modelo calcula el coste en ciclo de vida para toda la flota (10 años) y valor actualizado según la tasa de descuento real definida, según diferentes tarifas eléctricas y lo compara con el coste de una flota de combustión diésel y GNV.

Vemos el ejemplo de la flota eléctrica operando bajo tarifa MT2 (regulada) con cargadores semi-rápidos en la Figura B- 16 y las flotas equivalentes diésel y GNV a continuación.

TARIFA	MT2	Años	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031 TOTAL
		USO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (kWh)	730 000	730 000	730 000	730 000	730 000	730 000	730 000	730 000	730 000	730 000
		COSTES FIJOS TOTALES (O&M CARGADORES)	USD 4630	4630	4630	4630	4630	4630	4630	4630	4630	4630
		COSTES VARIABLES TOTALES (ENERGÍA)	USD 63902	63902	63902	63902	63902	63902	63902	63902	63902	63902
		Generación: Cargo por potencia activa en hora de punta	USD 1712	1712	1712	1712	1712	1712	1712	1712	1712	1712
		Generación: Cargo por potencia activa en hora fuera de punta	USD 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Distribución: Cargo por potencia activa en hora de punta	USD 353	353	353	353	353	353	353	353	353	353
		Distribución: Cargo por potencia activa en hora fuera de punta	USD 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Coste total de la energía	USD 61837	61837	61837	61837	61837	61837	61837	61837	61837	61837
		V.A. COSTES FIJOS	USD 4134	3691	3296	2942	2627	2346	2094	1870	1670	26161
		V.A. COSTES VARIABLES	USD 17 055.14	16703	16342	15981	15620	15259	14900	14540	14180	165559

Figura B- 16. Cuentas anuales (valor actualizado de los costes de operación) de una flota eléctrica de autobuses. Tarifa MT2

TARIFA	ICE	Años	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031 TOTAL
		USO DE COMBUSTIBLE (l)	237 250	237 250	237 250	237 250	237 250	237 250	237 250	237 250	237 250	237 250
		COSTES FIJOS TOTALES (O&M CARGADORES)	USD 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		COSTES VARIABLES TOTALES (ENERGÍA)	USD 209 112.15	209112	209112	209112	209112	209112	209112	209112	209112	209112
		V.A. COSTES FIJOS	USD 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		V.A. COSTES VARIABLES	USD 186 707.28	186703	186698	186693	186688	186683	186678	186673	186668	1 865 530.28

TARIFA	GNV	Años	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031 TOTAL
		USO DE COMBUSTIBLE (kg)	416 100	416 100	416 100	416 100	416 100	416 100	416 100	416 100	416 100	416 100
		COSTES FIJOS TOTALES (O&M CARGADORES)	USD 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		COSTES VARIABLES TOTALES (ENERGÍA)	USD 78771	78771	78771	78771	78771	78771	78771	78771	78771	78771
		V.A. COSTES FIJOS	USD 0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		V.A. COSTES VARIABLES	USD 70332	62796	56058	50061	44697	39908	35632	31814	28406	25362

Figura B- 17. Cuentas anuales (valor actualizado de los costes de operación) de una flota diésel y GNV de autobuses.

A partir de estas cuentas anuales se elaboran las figuras que comparan costes y se obtienen las diferencias porcentuales en inversión entre las flotas eléctricas y de combustión, descritas en el capítulo 4.5.

Nótese que los casos en los que los costes de adquisición ascienden a 350,000 y 540,000 USD mantienen el resto de valores iguales excepto el coste de compra especificado en el modelo.

Anexo C. Tarifas eléctricas aplicables a la carga domiciliaria

- La tarifa BT5B residencial para clientes con consumos superiores a 100 kWh al mes, sin diferenciación horaria.
- La tarifa BT5F residencial para clientes con consumos superiores a 100 kWh al mes, con diferenciación horaria de dos períodos. Se considera la carga nocturna durante las horas fuera de punta.
- La Tarifa Residencial apta electromovilidad en BT – 2 Bandas horarias (BTEV2Hr) propuesta por Mercados Energéticos Consultores¹ para clientes residenciales en baja tensión, con potencias menores a 20 kW. El período de horas fuera de punta considera el tramo de 23 a 8 hrs, y elabora dos precios diferenciados por un factor 2 (el precio en horas de punta es el doble del precio en horas fuera de punta). Estos precios se elaboran a partir de la participación de demanda en cada período, y se basan en una tarifa base de 0.612 S./kWh. Esta formulación tarifaria propone precios de 0.7271 y 0.3636 S./kWh para los períodos de punta y fuera de punta, respectivamente.

Sin embargo, la tarifa base totalmente energizada (BT5B) tiene un precio de 0.773 S./kWh en la región de Lima, para la cuál se realizan todos los cálculos presentados en este informe. Es por ello que se recalculan los precios en horas de punta y fuera de punta siguiendo la formulación de Mercados Energéticos Consultores, pero esta vez a partir de una tarifa base de 0.773 S./kWh. La formulación arroja precios de 1.02 y 0.44 S./kWh para las horas de punta y fuera de punta, respectivamente. De nuevo, se considera que la carga domiciliaria se dará durante la noche en horas fuera de punta.

- La tarifa P6 española (la más económica para el uso equivalente en horas fuera de punta), con un término de energía de 0.0628 USD/kWh. Los costes por potencia de la tarifa P6 se ignoran en esta comparación, aunque estos costes son tan bajos que difícilmente podrían distorsionar los resultados presentados (entorno a 0.175 USD/kW contratado).

Anexo D. Rentabilidad del Vehículo Eléctrico desde el punto de vista del consumidor

El análisis de rentabilidad del VE presentado en la sección 4.2 de este informe final está basado en unas proyecciones y supuestos sobre los costes de tecnología y sobre su uso. Incluye un análisis detallado de las diferencias en precios de venta, así como un análisis de otros posibles determinantes de la rentabilidad de la VE, en particular las tarifas eléctricas. Estas proyecciones pueden ser determinantes para la visión del potencial comprador de un VE, respecto a un vehículo equivalente de combustión.

A petición del Banco Mundial, se ha preparado este anexo con el fin de resumir los resultados del análisis adicional realizado sobre la rentabilidad del VE cuando parte de la carga del vehículo se lleva a cabo en estaciones de recarga públicas. Este análisis complementa la sección 4.2, en la que se considera únicamente la recarga domiciliaria.

Los resultados obtenidos en la sección 4.2 muestran un rango de posibles niveles de rentabilidad para los vehículos eléctricos. Un mensaje resultante de este análisis es que los VE, si presentan una brecha de precio amplia respecto al vehículo ICE (por ejemplo, 47%, aunque con 8% tasa de descuento), no son rentables actualmente en Perú, incluso si se recargasen 100% en la vivienda bajo tarifa fuera de horas de punta. Es de esperar que esta categoría corresponda a la mayoría de VE en Perú.

No obstante, existen ya VE con una diferencia de precio menor en Perú (20%) que pueden ser rentables, cargándose 100% en casa. Además, con la reducción esperada en la diferencia de precios de venta de los VE y los ICE, en general los VE podrían llegar a ser muy rentables en su ciclo de vida. En resumen, la mayoría de VE pueden necesitar subsidios para ser rentables en la fase de despegue y, aun cuando pudieran llegar a ser rentables bajo la modalidad de recarga en la vivienda, la falta de la infraestructura de recarga (electrolíneas) sería una barrera a la penetración de VE. Esto podría justificar subsidios para las estaciones de carga para compensar bajos precios de recarga (quizás precios regulados) o niveles muy bajos de utilización.

En una primera versión de este informe se presentó una tabla (Tabla D-1, en el Borrador del Informe Final, Tabla 4.1) en la que se calculaba la rentabilidad de un VE, suponiendo un 70%⁴⁹ de recarga en domicilio (tarifa BT2) y un 30% en una estación de carga pública. Se utilizó un diferencial de precios de venta de vehículos representativo (\$ 2K), una tarifa para el consumidor doméstico (BT2), y una tasa de descuento del 12% para el propietario del VE. El análisis llegaba a la conclusión de que con esta diferencia de precios de compra de vehículos VE y ICE, el VE puede ser rentable y utilizar los ahorros en el ciclo de vida para permitir un precio de recarga público más alto que el precio de recarga en domicilio sin perder rentabilidad. El análisis en el Borrador del Informe Final enfatizaba la tendencia hacia la paridad de precios de compra y el creciente atractivo de los vehículos eléctricos.

⁴⁹ Dato medio de recarga pública. Fuente: <https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2021/07/01%202020%20Draft%20TE%20Infrastructure%20Report%20Final.pdf>

Tabla D- 1. (Anterior Tabla 4.1 presentada en el Borrador del Informe Final) Rentabilidad del VE desde el punto de vista del consumidor.

COSTES VARIABLES DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO				
Precio del kWh cargado en el domicilio (BT2 en horas fuera de punta)	0.35	PEN/kWh	0.091	USD/kWh
Precio del km cargado en el domicilio (BT2 en horas fuera de punta)	0.063	PEN/km	0.016	USD/km
Porcentaje de veces que el usuario recarga en el domicilio	70%			
Número de kilómetros recorridos al año por vehículo	20,000			
Coste de la recarga en el domicilio durante el ciclo de vida	4,463	PEN	1 160	USD
COSTES VARIABLES DEL VEHÍCULO DIÉSEL				
Coste combustible durante el ciclo de vida vehículo combustión	22,985	PEN	5 976	USD
COSTES DE INVERSIÓN INICIAL				
Inversión inicial vehículo eléctrico	115,385	PEN	30,000	USD
Inversión inicial vehículo de combustión	107,692	PEN	28,000	USD
RESULTADOS				
Límite de precio energía en recarga pública para mantener la rentabilidad en ciclo de vida del VE	1.8	PEN/kWh	0.46	USD/kWh

El nuevo análisis presentado en este Informe Final (en la Tabla 4.3 y los gráficos 4.1 y 4.2) reemplaza a esta tabla y considera una amplia gama de posibles hipótesis de partida. En general, se presenta el mismo mensaje sobre la rentabilidad de los vehículos eléctricos, considerando una gama más amplia de sensibilidades en las hipótesis de partida:

- Diferentes niveles de carga en domicilio, siendo el caso base del 100% el único reportado.
- Distintas tasas de descuento, siendo el caso base del 8% el único reportado.
- 4 tarifas diferentes, 3 peruanas y una española, siendo el caso base la tarifa BTEV2Hr HPF. Las nuevas tarifas peruanas que se han presentado amplían la opción tarifaria utilizada en el Informe Borrador (BT2).
- 4 diferenciales de precios de compra VE/ICE de: 47%, 20%, 10% y 0%. Los primeros dos (47% y 20%) se corresponden con diferenciales de precios encontrados en Perú. El 20% se

aproxima a un promedio mundial; el 10% se corresponde con el diferencial actual en China; y el 0 % representa la paridad de costos a nivel mundial que se anticipa en 2025-28.

Las conclusiones numéricas fueron similares en los dos informes, y en el informe final se comentan las sensibilidades obtenidas al variar los supuestos de partida. Sin embargo, el Informe Final no incluye unos resultados que pudieran ser directamente comparados con la anterior tabla sobre las implicaciones de cargar fuera del hogar. En el borrador del informe final, suponiendo un diferencial de precio de venta relativamente pequeño (\$2K), una tasa de descuento del 12 % y tarifa de recarga domiciliaria BT2, el VE era rentable cuando se cargaba el 70% del tiempo en casa y el 30 % del tiempo en una estación de carga, incluso si esta última cobraba un precio significativamente más alto que el precio de repostaje de un vehículo equivalente ICE.

En el Informe Final (Tabla 4.3), se analiza el impacto del diferencial de precios de venta en la rentabilidad de los vehículos eléctricos, utilizando los supuestos del caso base sobre tarifas, tasa de descuento y la carga del 100 % en la vivienda. Es razonable comenzar el análisis con un 100% de recarga domiciliaria por dos motivos: Por un lado, es interesante estudiar el potencial de rentabilidad en el mejor de los casos. En segundo lugar, para los primeros VE en Perú, probablemente no habrá una red muy amplia de electrolinerías y el dueño del VE tendría que recargar en su domicilio. Con este supuesto, se llega a la misma conclusión que en el Borrador del Informe Final: el VE puede ser rentable si la diferencia de precios de compra comparado con el vehículo equivalente ICE es del 20% o menor.

La Figura 4.2 del Informe Final ilustra el impacto de cambiar la tarifa (para cargar en el domicilio) sobre los ahorros a lo largo del ciclo de vida. En el texto se discute cómo los cambios en los supuestos clave afectan a los ahorros en ciclo de vida y el punto en el que hacen que el VE sea rentable. En particular, se observa que cargar fuera de casa reducirá los ahorros del ciclo de vida y desalentará la inversión en VE. Sin embargo, no se han comparado los resultados con la anterior Tabla D-1.

Para este anexo, se ha preparado una nueva versión de la anterior Tabla D-1 (Borrador del Informe) para ilustrar bajo qué condiciones el VE puede ser rentable respecto a diferentes brechas de precio con el vehículo de combustión. Para ello, se han elaborado los resultados con un 70% de recarga domiciliaria y 30% en electrolinería, con los supuestos definidos en el informe final. La nueva tabla demuestra que los VE con precios de compra 47% mayor que el vehículo ICE equivalente no pueden ser rentables. Demuestra también que los VE con primas del 20% (o menos) sí pueden ser rentables y define el precio límite de la electrolinería, manteniendo la rentabilidad del VE. Los precios límites de recarga pública en electrolinería en el Informe Final entran en un rango de 0.16-0.85 USD/kWh, comparado con un precio límite de 0.46 USD/kWh en el caso único de la Tabla D-1 del Borrador del Informe Final. Los precios a los que el VE podría pagar la recarga pública, aun manteniendo la rentabilidad respecto a un vehículo ICE, son mayores que los precios de operación equivalentes para los vehículos diésel (0.05 USD/km) cuando la brecha de precio se reduce por debajo del 10%. Sin embargo, cuando la rentabilidad del VE está muy limitada por una brecha más amplia de precios entre tecnologías, el precio que haría mantener su rentabilidad es equiparable con el coste de la recarga domiciliaria (en torno a 0.11-0.15 USD/kWh o 0.02 USD/km).

Tabla D- 2. Nueva tabla en Informe Final: Rentabilidad del VE con recarga doméstica y pública.

Brecha de precios de compra VE-ICE	47%	20%	10%	0%
Precio de compra vehículo diésel - Gama media (USD)	24,000	24,000	24,000	24,000
Precio de compra VE - Gama media (USD)	35,280	28,800	26,400	24,000
Diferencia en precio de compra (USD)	11280	4800	2400	-
Ahorro en combustible durante el ciclo de vida con la tarifa BTEV2Hr HPF (USD)	5879	5879	5879	5879
Ahorros reportados por el VE durante el ciclo de vida (USD)	-5401	1079	3479	5879
Precio máximo de la recarga pública, manteniendo la rentabilidad del VE (USD/kWh)	-	0.16	0.50	0.85
Precio máximo de la recarga pública, manteniendo la rentabilidad del VE (USD/km)	-	0.02	0.08	0.14