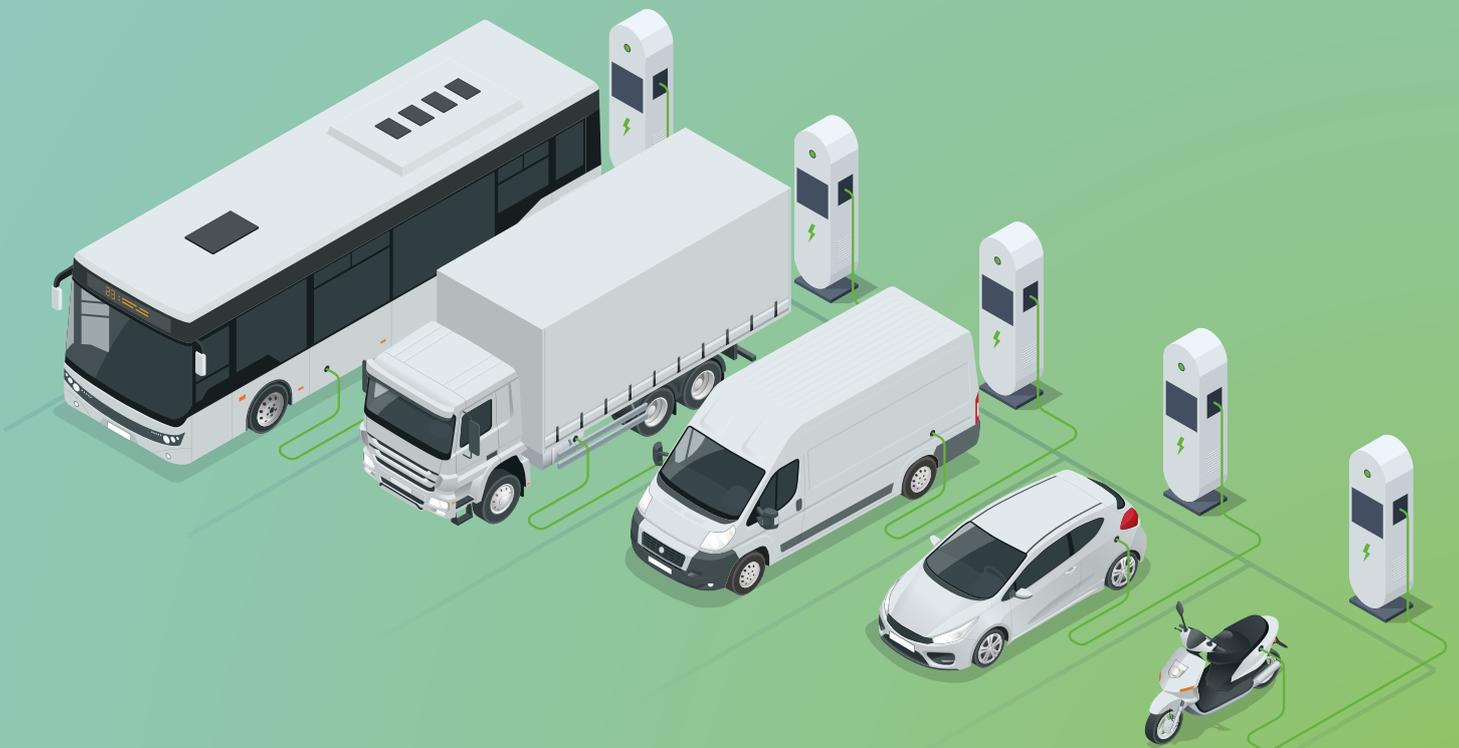


# SISTEMA ELÉCTRICO EN TRANSFORMACIÓN

## Casos de negocio de electromovilidad con las EDEs



# CONTENIDO

1. Introducción .....	5
2. Estrategia conceptual para el desarrollo de la electromovilidad .....	7
2.1 Demanda.....	7
2.2 Oferta de energía eléctrica– gestión de los activos – perspectiva de las EDEs .....	11
2.3 Lineamientos estratégicos para las EDEs para el desarrollo de la electromovilidad.....	14
3. Caso de Negocio: Implementación de estaciones de recarga pública de vehículos eléctricos .....	17
3.1 Descripción del caso .....	17
3.2 Evaluación de la viabilidad económica de la estación de recarga desde la perspectiva de la EDE.....	17
3.3 Evaluación económica desde la perspectiva del usuario – Análisis TCO.....	22
3.4 Comentarios finales del caso de negocio.....	24
4. Caso de Negocio: Uso de energía de origen renovable solar para carga de motocicletas eléctricas.....	25
4.1 Descripción del caso .....	25
4.2 Dimensionamiento de sistema de generación fotovoltaica y producción de energía.....	25
4.3 Evaluación del costo de la energía producida por el sistema...	28
4.4 Evaluación económica del sistema de generación y de la adquisición de las motocicletas eléctricas – Análisis TCO .....	31
4.5 Comentarios finales del caso de negocio.....	33
Bibliografía .....	34

*“El texto, los gráficos y las imágenes de este boletín son netamente informativos y no tienen carácter vinculante, siendo el autor y responsable de su contenido el Proyecto Distribución Eléctrica 4.0”*

# ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

**B****BCR** Benefit-Cost Ration / Relación Beneficio-Costo**BEV** Battery Electric Vehicle / Vehículo Eléctrico de Batería**BUA** Business As Usual / Escenario inercial**E****EDE** Empresa de Distribución Eléctrica**ELOR** Electro Oriente S.A.**F****FNN** Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE / Foro Tecnología y Operación de Redes Eléctricas en VDE**FRC** Factor de Recuperación de Capital**G****GEI** Gases de Efecto Invernadero**H****HEV** Hybrid Electric Vehicle / Vehículo Híbrido**HP** Hora Punta**I****ICE** Internal Combustion Engine / Motor de combustión interna**IEA** International Energy Agency / Agencia Internacional de Energía**L****LCOE** Levelized Costo of Energy / Costo Nivelado de Energía**M****MT** Media Tensión**N****NDC** Nationally Determined Contributions / Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional**NREL** National Renewable Energy Laboratory**O****O&M** Operación y Mantenimiento**P****PHEV** Plug-in Hybrid Electric Vehicle / Vehículo Híbrido Eléctrico Enchufable

# ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

S

**SFV** Sistema Fotovoltaico

**SUV** Sport Utility Vehicle / Vehículo utilitario deportivo

T

**TCO** Total Cost of Ownership / Costo Total de Propiedad

**TIR** Tasa Interna de Retorno

V

**VAC** Voltios de Corriente Alterna

**VAD** Valor Agregado de Distribución

**VAN** Valor Actual Neto

**VDE** Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. / Federación Alemana de Industrias Electrotécnicas, Electrónicas y de Tecnologías de la Información

**VE** Vehículo Eléctrico



# 1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo con las proyecciones realizadas por la Agencia Internacional de Energía (IEA), en su informe anual sobre el mercado global de los vehículos eléctricos<sup>1</sup>, en el año 2030 podría haber hasta 270 millones de vehículos eléctricos en el mundo (14% del total), en caso los gobiernos aceleren sus esfuerzos para alcanzar sus compromisos climáticos. Esta es la cifra mínima necesaria para cumplir los objetivos del Acuerdo de París contra el cambio climático.

La venta de vehículo eléctricos ha crecido un 55% en 2022 y supone un 13% de las ventas totales de vehículos a nivel mundial, alcanzando los 10.5 millones de ventas; lo que representan un stock mundial de 26.8 millones de unidades vehiculares eléctricas. En este año se proyectan ventas de hasta 14.5 millones de vehículos, entre eléctricos e híbridos<sup>2</sup>.

Considerando estas cifras, es evidente llegar a la conclusión de que vehículo eléctrico es el futuro. La sociedad empieza a concientizarse con relación a la contaminación que provocan los automóviles que funcionan con motores de combustión interna (ICE) y se mueven con combustibles fósiles. Además, es cada vez más consciente de que si bien los vehículos eléctricos tienen un costo superior de inversión, existen claras economías en los costos de carga.

1. IEA (2022), Global EV Outlook 2022, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022>, License: CC BY 4.0.  
2. EY (2023). El mercado del vehículo eléctrico aumenta un 55% a nivel mundial. Nota de Prensa. 18 de mayo de 2023. [https://www.ey.com/es\\_es/news/2023/05/el-mercado-vehiculo-electrico-aumenta-55-nivel-mundial](https://www.ey.com/es_es/news/2023/05/el-mercado-vehiculo-electrico-aumenta-55-nivel-mundial).

La electromovilidad es una medida con gran potencial para mitigar el cambio climático, por lo que su incorporación contribuye con el cumplimiento de los compromisos internacionales del Perú en su calidad de signatario del Acuerdo de París, en el cual el país se comprometió a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en 20% al 2030 con respecto a los niveles verificados en el año 2010.

En términos de objetivos de electromovilidad, el Perú, según sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), considera la electrificación del 5% de su parque automotor al 2030<sup>3</sup>; cifra muy ambiciosa cuyo logro requerirá de una acción conjunta entre todos los actores involucrados para desarrollar el parque, desplegar la infraestructura de recarga necesaria, asegurar fuentes de electrificación limpia y preparar las redes de distribución para soportar esta nueva capacidad de carga agregada y gestionarla adecuadamente.

Si bien la electromovilidad en el Perú se encuentra en una fase inicial de desarrollo, estimándose que existen apenas 4,600 vehículos híbridos (HEV), híbridos enchufables (PHEV) y eléctricos (BEV), resulta necesario que las empresas de distribución eléctrica (EDEs), como gestores de operación de las redes, puedan tener un mayor entendimiento de las posibilidades de la integración de la electromovilidad en sus redes, así como identificar oportunidades para desarrollar nuevos modelos de negocio, siguiendo la tendencia mundial de numerosas empresas de distribución en el mundo que vienen reemplazando gradualmente sus flotas de vehículos a combustión interna por vehículos eléctricos, motivadas por reducir su huella de carbono, mejorar su imagen pública y lograr mayor eficiencia y ahorros en los costos de combustibles como parte de sus políticas de responsabilidad social corporativa.

Si bien aún queda por adecuar la normatividad nacional y establecer señales para promover la adopción de vehículos eléctricos, es necesario que las EDEs peruanas inicien sus primeros pilotos y casos de negocio que les permitan validar los supuestos técnicos y económicos subyacentes a estas tecnologías, y que les permita, posteriormente, masificar su empleo.

En ese sentido, a través de las siguientes secciones se presenta los lineamientos de una estrategia a nivel conceptual para el desarrollo de electromovilidad, que apoye a la EDE en iniciar la electrificación de sus operaciones vehiculares –y de clientes de interés– que cuenten con el mejor potencial técnico y económico, y que le permitirá, más adelante, diversificar el portafolio de servicios que ofrece a sus clientes y atender sus objetivos estratégicos institucionales relacionados con el cuidado del medio ambiente. Asimismo, se plantean dos conceptos de casos de negocio relacionados con el despliegue de infraestructura de carga y el uso de energía renovable para la carga de motocicletas eléctricas.

---

3. Se espera en ese año lograr la circulación de 6,707 buses eléctricos y 171,359 vehículos ligeros eléctricos.

# 2. ESTRATEGIA CONCEPTUAL PARA EL DESARROLLO DE LA ELECTROMOVILIDAD

En esta sección se presenta las consideraciones que se sugiere que las EDEs tomen en cuenta en el desarrollo progresivo de la electromovilidad e integración de los vehículos eléctricos en sus redes. Por el lado de la demanda, dado el desarrollo inicial del mercado de vehículos eléctricos en el país, se recomienda que la EDE inicie sus primeros proyectos piloto focalizando sus intervenciones en sus flotas propias que cuenten con el mejor potencial para llevar a cabo la sustitución de los vehículos a combustión interna por unidades eléctricas. Posteriormente, y de manera gradual, la EDE puede: (i) a través de medidas de promoción, capacitación y marketing, buscar clientes dentro de su zona de concesión que cuenten con flotas con potencial interesante de electrificación (por ejemplo, las flotas de grandes consumidores); y (ii) iniciar el despliegue de cargadores en zonas de alto tránsito. Por el lado de la oferta, se recomienda que la EDE tome en cuenta los impactos técnicos y económicos que representan para las redes de distribución la recarga de baterías distribuidas, tanto a nivel de operación del sistema eléctrico como en los posibles refuerzos necesarios de la actual infraestructura eléctrica para absorber dichas cargas, incluyendo la adopción de medidas que conduzcan a una gestión controlada de las cargas.

## 2.1 Demanda

Por el lado de la promoción de la demanda, el enfoque considera la priorización de las operaciones vehiculares –tanto propias de la EDE como de sus clientes– que cuentan con el mejor potencial para iniciar proyectos piloto de electromovilidad que impliquen el reemplazo de vehículos ICE por vehículos eléctricos, así como el desarrollo de las infraestructuras de estaciones de carga.

Desde el punto de vista de la EDE, esta priorización parte del mapeo y análisis técnico de información de las diferentes operaciones y vehículos con los que cuenta la empresa para realizarlas (por ejemplo, gestión de actividades comerciales, inspecciones, mantenimientos, proyectos y obras, etc.), ya sea a través de unidades vehiculares propias o de contratistas especializados con los que la EDE terceriza parte de sus actividades.

El objetivo que se busca, en ese sentido, es obtener información sobre las principales características técnicas de las unidades vehiculares de las operaciones identificadas, tales como: cantidad de vehículos, tipo de vehículo (clasificación), combustible empleado, días de operación por año,

kilometraje promedio recorrido por día y año, consumo promedio de combustible, entre otras variables (ver Figura 1), que ayuden a identificar y priorizar desde el punto técnico, las operaciones con vehículos que tienen el mejor potencial.

**Figura 1. Principales criterios técnicos para la priorización de la electrificación de operaciones vehiculares.**



Fuente: Elaboración propia.

Los criterios presentados en la Figura 1 pueden influir positiva o negativamente en el potencial técnico para el cambio de una flota de vehículos ICE por vehículos eléctricos. De esta manera, factores como la distancia recorrida por día y la frecuencia de uso del vehículo son críticas para la viabilidad económica de este tipo de iniciativas. Por otro lado, factores como la disponibilidad comercial del vehículo en el país orientan a la priorización de la clase de vehículos que conviene intervenir. A continuación, se describen los criterios técnicos que se deberían tener en cuenta en el ejercicio de priorización de operaciones:

- **Tipo del vehículo**, para identificar si la clase del vehículo cuenta con una oferta de opción eléctrica madura y representativa en el país.
- **El tamaño de la flota**, el número de vehículos presentes en la operación es un factor importante en la priorización técnica porque permite identificar el nivel de replicación que podría implementarse a partir de los buenos resultados de un piloto<sup>4</sup>.
- **Área de operación**, que apunta a priorizar operaciones que se realizan en un ámbito intrarregional, para disminuir la problemática asociada a la autonomía del vehículo eléctrico y la cantidad de puntos de carga que requerirían en caso el área de acción que se busca cubrir sea muy extensa.
- **Tiempo de descanso**, para identificar las estrategias de carga que se implementarán en el pilotaje del vehículo. De esta manera, en caso no se dispongan de estaciones públicas de carga, se deberían priorizar aquellas operaciones que involucran periodos de descanso superiores a las ocho (8) horas que harían viable realizar recargas lentas, las cuales requieren, a su vez, de niveles bajos de inversión.

4. Desde cuatro (04) unidades se podría considerar que la operación ofrece potencial de electrificación interesante.

- **Trayecto más largo**, para determinar el nivel de autonomía del vehículo que se debe adquirir y el nivel de inversión asociado. Operaciones con trayectos máximos entre los 100 y 150 kilómetros podrían contar con una mayor oferta de vehículos eléctricos disponible.
- **Kilómetros recorridos diarios**, que es uno de los principales parámetros para determinar la rentabilidad de la operación de cambio de vehículos ICE, dado que está asociado al nivel de uso del vehículo eléctrico y, por ende, impacta en los resultados de los indicadores de rentabilidad de la operación. Se considera que recorridos diarios superiores a los 120 kilómetros representan un escenario positivo.
- **Días de operación a la semana**, que es un parámetro complementario a la distancia recorrida diaria y del nivel de uso, Se espera que se prioricen operaciones con vehículos que utilicen como mínimo cinco (5) días a la semana e, idealmente todos los días.

Para analizar la viabilidad del reemplazo se puede usar, como una primera aproximación, la siguiente expresión para calcular el tiempo de retorno simple:

$$t = \frac{I_{VE} - I_{VICE}}{CO_{VE} - CO_{VICE}}$$

**Donde:**

- $I_{VE}$ : Costo de inversión del vehículo eléctrico.
- $I_{VICE}$ : Costo de inversión del vehículo ICE.
- $CO_{VE}$ : Costo anual de energía del vehículo eléctrico.
- $CO_{VICE}$ : Costo anual de combustible del vehículo ICE.
- $t$ : Tiempo de recuperación simple.

Sin embargo, una herramienta ampliamente utilizada para la evaluación de los costos totales incurridos por el uso del vehículo eléctrico –y en general por el uso de un equipo tecnológico desde la adquisición del activo, operación, mantenimiento y cualquier otro costo asociado durante el periodo de propiedad– es la metodología del *Costo Total de Propiedad* (TCO, por sus siglas en inglés<sup>5</sup>). Esta metodología es particularmente útil dado que permite comparar los costos de distintas tecnologías operando bajo las mismas condiciones de servicio y viene expresada por la siguiente fórmula<sup>6</sup>:

$$TCO = I + C_{inf.carga} + \sum_{t=1}^n \frac{CA}{(1+i)^t}$$

**Donde:**

- $I$ : Costo de inversión del vehículo.
- $C_{inf.carga}$ : Costo de adquisición de la infraestructura de carga (cargador).
- $CA$ : Costo anual de operación, mantenimiento, seguros, etc.
- $n$ : Tiempo de evaluación.

A manera de ejemplo para ilustrar el empleo de la metodología TCO se presenta el caso del análisis de un vehículo tipo BEV clase sedán con relación a su equivalente tipo ICE, comparado para el mismo nivel de servicio. En la Tabla 1 se presentan los parámetros empleados para el análisis TCO con relación a los precios de las unidades vehiculares, costo de los energéticos empleados (combustible y electricidad), rendimiento, distancia recorrida, entre otros. Asimismo, en la Tabla 2 se muestra el detalle del análisis de los TCO, consignando los diferentes rubros de gastos evaluados.

5. Total Cost of Ownership (TCO).

6. Davis, Brian A. & Figliozzi, Miguel A. (2013). A methodology to evaluate the competitiveness of electric delivery trucks. *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review*, Elsevier, vol. 49(1), pages 8-23.

**Tabla 1. Datos de partida para la evaluación TCO.**

Variable	Valor	Unidad
Costo del vehículo convencional	20,890.00	US\$
Costo del VE	39,990.00	US\$
Costo de la infraestructura de carga	8,000.00	S/.
Costo por unidad de combustible suministrada	5.11	S/. /l
Costo por unidad de energía suministrada	0.75	S/./kWh
Rendimiento vehículo convencional	9.8	km/litro
Rendimiento VE	7.1	km/kWh
Distancia recorrida por día	200	km
Distancia recorrida por año	73,000	km
Costo mantenimiento vehículo convencional	2,000	S/.
Costo mantenimiento VE	1,000.00	S/.
Seguros+Perm. Circ.+Rev. Téc.	250.00	S/.
Periodo de evaluación	8	años
Tasa de descuento	12%	%
Tipo de cambio	3.7	US\$/S/.

Fuente: Elaboración propia.

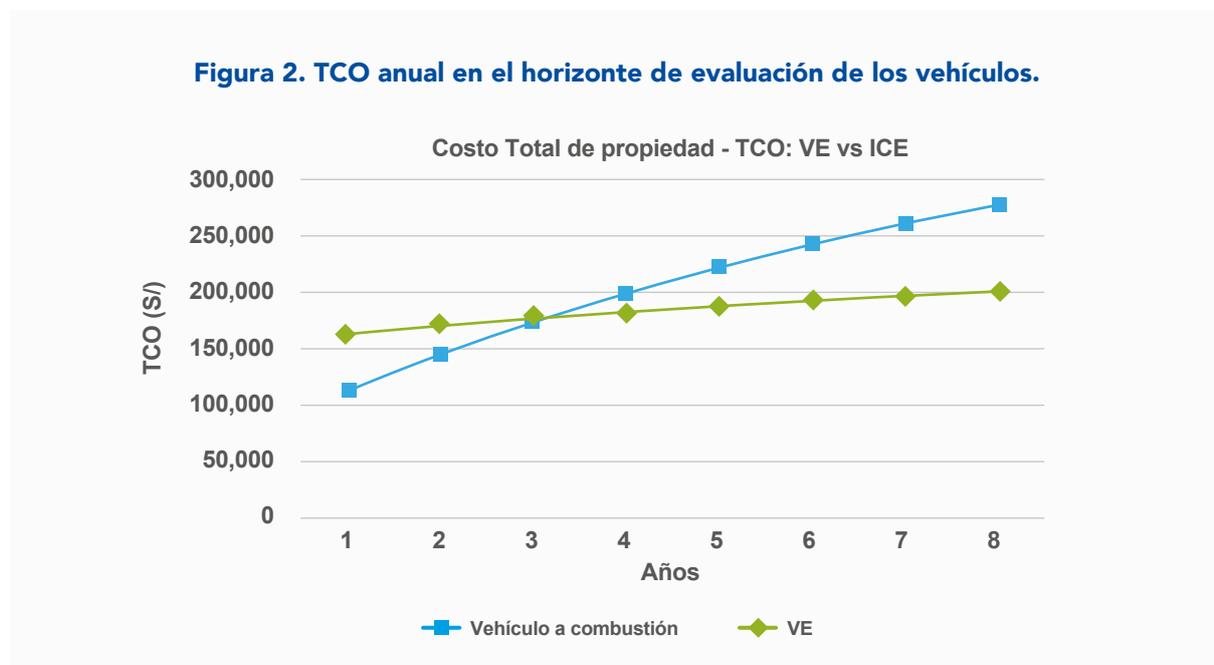
**Tabla 2. Análisis del Costo Total de Propiedad TCO<sup>7</sup>.**

	VAN	0	1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Análisis TCO</b>										
<b>TCO Vehículo Convencional (ICE)</b>										
Operación (Combustible)	[S/.]	188,998		38,046	38,046	38,046	38,046	38,046	38,046	38,046
Mantenimiento	[S/.]	9,935		2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
Seguros+Perm. Circ.+Rev. Téc.	[S/.]	1,242		250	250	250	250	250	250	250
Costo del vehículo	[S/.]	77,293	77,293							
<b>Total Costos</b>	[S/.]	<b>277,468</b>	<b>77,293</b>	<b>40,296</b>						
<b>TCO Vehículo Eléctrico (VE)</b>	[S/.]									
Operación (Energía eléctrica)	[S/.]	38,307		7,711	7,711	7,711	7,711	7,711	7,711	7,711
Mantenimiento	[S/.]	4,968		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Seguros+Perm. Circ.+Rev. Téc.	[S/.]	1,242		250	250	250	250	250	250	250
Costo del vehículo	[S/.]	147,963	147,963							
Costo de la infraestructura de carga	[S/.]	8,000	8,000							
<b>Total Costos</b>	[S/.]	<b>200,479</b>	<b>155,963</b>	<b>8,961</b>						

Fuente: Elaboración propia.

7. En este análisis no se considera el valor residual del vehículo al término de los ocho años.

En la Figura 2 se presenta los valores del TCO por año en el horizonte de ocho años de la evaluación. Como se puede apreciar, el tiempo en que se recupera la inversión es inferior a 4 años. Sin embargo, el TCO es particularmente muy influenciado por la distancia anual que puede recorrer el vehículo. De allí la importancia de priorizar particularmente operaciones que tengan recorridos interesantes, superiores a los 100 kilómetros diarios, de manera que la inversión pueda ser amortizada por las economías del uso de la energía eléctrica.



Fuente: Elaboración propia.

Sin embargo, es importante notar que pueden existir situaciones en las cuales el cambio de un vehículo ICE por uno eléctrico no es económicamente justificable, dados las características técnicas de la operación. En ese sentido, juega un rol importante las consideraciones estratégicas que pueden llevar a la empresa a la decisión de seguir adelante con la electrificación de su flota de vehículos.

De esta manera, por ejemplo, una EDE puede decidir avanzar en la transformación de su parque automotor (o establecer cuotas de vehículos eléctricos a sus contratistas para la realización de las actividades tercerizadas) debido a la importancia que otorga a la sostenibilidad de la organización y al impacto positivo que busca tener en sus grupos de clientes objetivo, tanto externos como internos, por citar algunos criterios.

## 2.2 Oferta de energía eléctrica- gestión de los activos – perspectiva de las EDEs

Desde la perspectiva de las empresas de distribución de energía eléctrica, el desarrollo de mercado de vehículos eléctricos representa, en primer lugar, mayores de ventas de energía debido a la recarga de las baterías, la cual se puede recargar de forma lenta o rápida, con tiempos que oscilan entre varias horas hasta media hora. El tipo de recarga determinará la cantidad de potencia que se consume instantáneamente.

Bajo la regulación peruana, la infraestructura de carga del vehículo eléctrico está conectada a las redes de distribución.

En el caso de uso más común de electromovilidad, los propietarios de la infraestructura de carga son usuarios finales que compran energía para el consumo propio o para el consumo dentro de sus instalaciones, bajo la modalidad de carga privada. En este caso, la energía demandada por la carga de la batería es vendida por la EDE a la tarifa regulada.

El otro caso de uso que se configura es para prestar el servicio de carga de baterías para movilidad eléctrica, pero bajo la modalidad de carga con acceso público. Es decir, el propietario de la infraestructura de recarga podría acceder al mercado libre dependiendo de su tamaño (según su potencia en kW), tal y como contempla la legislación actual. En ese sentido, los ingresos de la EDE vienen dados por la venta de energía, a precio libremente acordado entre las partes.

Si bien 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, la situación de la EDE como propietaria de los activos de las instalaciones de carga se configura en una oportunidad interesante de nuevo modelo de negocio.

Claramente, a futuro, con la separación entre las actividades distribución y comercialización que prevé la restructuración del sector eléctrico peruano, la EDE tendrá que llevar a cabo la separación de la propiedad entre la empresa a cargo de la distribución y la empresa subsidiaria creada para la gestión de la infraestructura de carga de los vehículos eléctricos<sup>8</sup> (y de otros recursos energéticos distribuidos).

Sin embargo, a pesar del desarrollo aún muy incipiente del mercado de los vehículos eléctricos en el país, es importante que las EDEs, como operadores de red, tengan un mayor conocimiento de las posibilidades de la integración de la electromovilidad en sus redes, dado los impactos técnicos y económicos que representan para las redes de distribución la recarga de baterías distribuidas, tanto a nivel de operación del sistema eléctrico como en los posibles refuerzos necesarios de la actual infraestructura eléctrica para absorber dichas cargas.

La magnitud de este impacto dependerá de cuándo, dónde y cómo se realice la carga de los vehículos eléctricos. A priori, la carga de las baterías se realizará cuando el vehículo no se utiliza y necesita ser recargado para un próximo ciclo de transporte. Esta situación coincidirá típicamente con la llegada al lugar de trabajo o bien al finalizar la jornada laboral. El lugar donde se realice la carga dependerá de la infraestructura existente en el momento, que podría ser en el propio domicilio, en parkings públicos o privados o en las denominadas electrolinerías<sup>9</sup>.

8. Robinson et al. (2022). Propuesta Regulatoria y tarifaria para las estaciones de recarga pública de vehículo eléctrico en Perú.

9. Mateo et al. (2011). Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica. LYCHNOS. Cuadernos de la Fundación General CSIC N° 6, páginas 56-61.

En ese sentido, un escenario de carga no controlada, donde cada usuario recargaría el vehículo en su domicilio, al retornar de su jornada laboral, significaría que el pico de recarga de los vehículos eléctricos coincidiría con el pico de demanda para el cual están diseñadas las redes eléctricas.

Ante esta situación la capacidad de las redes de distribución eléctrica actuales sería insuficiente para soportar una integración incluso moderada de vehículos eléctricos, por lo que resultará necesario que la EDE realice inversiones en la construcción y/o reforzamiento de nuevas líneas para soportar más corriente o para disminuir la caída de tensión en un tramo de la red e, incluso, inversiones para aumentar la capacidad del transformador; para, de esta manera, garantizar los niveles de calidad de suministro exigidos por la normativa<sup>10</sup>.

A manera de ejemplo, un análisis realizado empleando data real de una red típica<sup>11</sup> seleccionada en una EDE del país para cuantificar la cantidad de vehículos eléctricos livianos (L1e) y pesados – pickup y SUVs (M1) que podrían integrarse hasta 25 vehículos livianos o 5 vehículos pesados sin superar la capacidad del transformador existente (500 kW), pero sin tener en cuenta los cuellos de botella por sobrecarga de cables, caídas de tensión o los efectos de la simultaneidad de las cargas. Luego de implementar el *upgrade* de la línea, se encontró que el número de vehículos que podría integrarse sin comprometer la calidad del servicio correspondía a 22 vehículos livianos o hasta 6 vehículos pesados.

En ese sentido, para el planeamiento estratégico del desarrollo de la electromovilidad, es importante que la EDE tome en consideración los efectos que supone la agregación de esas nuevas cargas a sus redes, implementando, por ejemplo, esquemas que conduzcan a una gestión temporal de las cargas, donde la EDE tendrá un mayor grado de control en la recarga de los vehículos eléctricos.

Bajo esta estrategia, tal como se muestra en la Figura 3, es posible minimizar en refuerzos de la red y para habilitarla sería necesario de un temporizador que permita la recargas en horas valle; así como de disponer de señales de precios que incentiven la recarga en ese periodo.

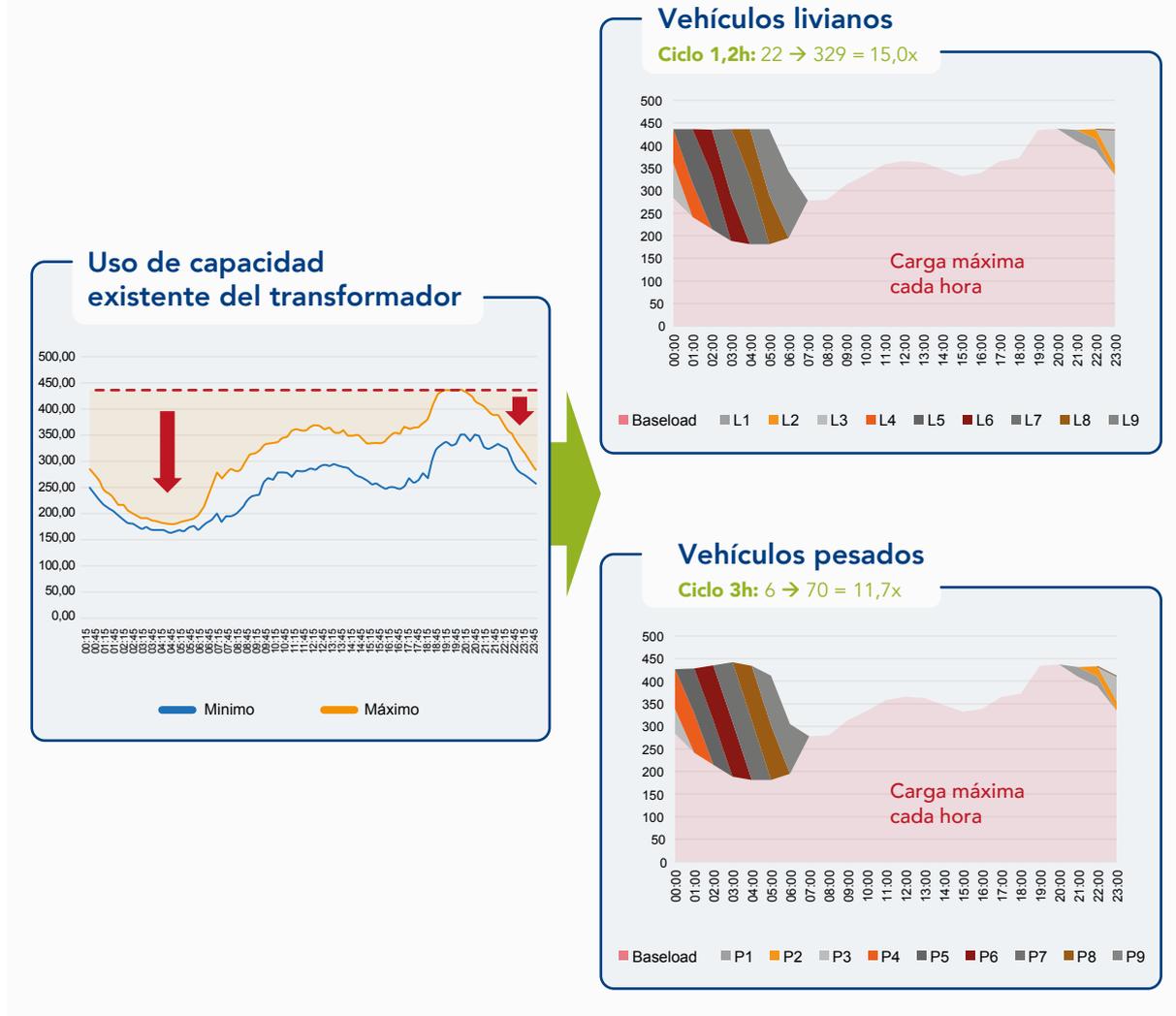
Tal como se aprecia en la figura, para la red simulada, la implementación de una estrategia de gestión temporal de carga significa aumentar quince veces la cantidad de vehículos livianos que se podrían integrar; y para el caso de vehículos tipo pickup/SUV, permitiría multiplicar por doce la cantidad de vehículos que podrían ser integrados en las redes de la EDE con respecto a la situación que representa una recarga no controlada.

---

10. *Ibidem*.

11. Para obtener esa representación de la red seleccionada, el análisis consideró los diagramas unifilares y los datos de los transformadores, cables, diagramas de carga típicos de la subestación seleccionada, cantidad de suministros y número de usuarios atendidos; entre otros parámetros.

**Figura 3. Ejemplo de resultados de caso de uso de integración de vehículos livianos y SUVs en redes de distribución, bajo una estrategia de gestión temporal de carga de baterías.**



Fuente: MINEM (2022). Integración de electromovilidad en Perú. Informe Final.

### 2.3 Lineamientos estratégicos para las EDEs para el desarrollo de la electromovilidad

- Actualmente la electromovilidad en el Perú se encuentra en una fase muy incipiente de desarrollo. Más del 90% de los vehículos electrificados son vehículos híbridos no enchufables (HEV). Estos vehículos no requieren infraestructura de recarga.
- En ese sentido, es importante que las EDEs desarrollen medidas de promoción e incentivo de la demanda, que consideren, entre otros aspectos, la sensibilización y capacitación a clientes en su zona de concesión que cuenten con un potencial interesante de electrificación de sus flotas vehiculares, sobre el beneficio económico y ambiental que se obtiene con el cambio a vehículo. El uso de la metodología de análisis TCO permite de manera clara mostrar la viabilidad económica de la adquisición del vehículo eléctrico en función a las condiciones de operación esperadas.

- Sin embargo, es importante que la EDE tenga en perspectiva el crecimiento que se espera en el parque de vehículos eléctricos en el mediano plazo, puesto que la participación de los vehículos híbridos enchufables o puramente eléctricos será mucho mayor, lo que conducirá a un aumento natural de la potencia de punta en los sistemas de distribución si es que no existe un esquema de gestión sobre la carga de los vehículos.
- En un escenario bajo el cual la EDE, como operadora de las redes de distribución, no incluya estrategias de gestión de carga, la cantidad de vehículos que pueden integrarse generalmente será reducido, puesto que no permite aprovechar de manera eficiente la capacidad de la infraestructura eléctrica existente. Por tanto, sus ventas de energía también se verán limitadas y, por otro lado, la gestión de la red siempre estará expuesta a la necesidad de realizar inversiones para reforzamiento de la red, básicamente por problemas de congestión dado el carácter aleatorio del uso y ubicación de los puntos de carga.
- Por tanto, en el mediano plazo, ante un mayor desarrollo del mercado de vehículos eléctricos, será necesario implementar medidas que permitan a la EDE un cierto grado de control sobre la gestión de la carga. Para ello, la solución más sencilla, económica y rápida de implementar son los temporizadores; cuyo uso debe estar habilitado (y acompañado) por señales adecuadas de precios que incentiven la carga del vehículo eléctrico en horas de poco consumo como, por ejemplo, tarifas *supervalle*.
- Si bien los costos de inversión para reforzamiento y actualización de la red son reconocidos en los procesos de fijación tarifaria, resulta necesario establecer una coordinación más fluida entre las diferentes áreas de la EDE impactadas por la electromovilidad (comercial, operaciones y proyectos). Por ejemplo, en el caso de despliegue de infraestructura de carga rápida es necesario tomar en consideración que su localización física y eléctrica sea óptima, y permita la búsqueda del punto adecuado que combine las decisiones de transporte y la disponibilidad de la red eléctrica robusta y con capacidad para minimizar los costos de inversión<sup>12</sup>.
- Finalmente, es importante que la EDE no deje de tener en cuenta las perspectivas de desarrollo de la electromovilidad en el largo plazo, donde es plausible que las potencias de la infraestructura de carga se ajusten a las necesidades de los clientes en sus respectivos puntos de conexión. Independientemente de cuándo y en qué grado se desarrolle la penetración de los vehículos eléctricos en el país, es necesario empezar el proceso de planificación de las redes, debido a los impactos que representa su integración, tanto en las operaciones como a nivel del planeamiento del desarrollo de la infraestructura eléctrica.
- Para ello, tal como se ilustra en el Figura 4, en lo que representa un escenario de masificación de vehículos eléctricos en el largo plazo, será necesario ampliar las posibilidades de control y comunicación, que permitan una mayor automatización de la red y sus procesos. Es decir, el uso de tecnología que permite dar inteligencia y automatización a la carga en los horarios más apropiados aprovechando las

---

12. EY (2021). Plan Nacional de Electromovilidad. Estudio elaborado para la Asociación Automotriz del Perú.

tecnologías de carga inteligente y su vínculo a la red. Estos avances permitirán una adecuada gestión de carga y estrategias con tecnologías inteligentes que optimizarán los recursos. Asimismo, estos esfuerzos deberán ir acompañados también de la implementación de planes de ampliación y reforzamiento de las redes para soportar esta alta penetración de vehículos eléctricos.

**Figura 4. Requerimientos de observabilidad y controlabilidad de la red en función del grado de penetración de los vehículos eléctricos.**



Fuente: Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE FNN).

# 3

## Caso de Negocio: Implementación de estaciones de recarga pública de vehículos eléctricos

### 3.1 Descripción del caso

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.

Por ello, se configura en una importante oportunidad de negocio para la EDE no solo por la venta de energía si no, además, por la posibilidad de ser propietaria de los activos de la infraestructura de recarga. Y esto porque las mayores preocupaciones de los usuarios de los vehículos están relacionadas con la dificultad de encontrar estaciones de carga y sus prestaciones (por ejemplo, largos tiempos de espera, carga lenta, etc.).

En ese sentido, en base a su amplio conocimiento de la situación de las redes, se considera que la EDE está en mejores condiciones para determinar la ubicación física y eléctrica que sea óptima, combinando las decisiones de las necesidades de transporte y la disponibilidad de una red eléctrica robusta y con capacidad suficiente.

El caso de negocio tiene como objetivo mostrar la viabilidad económica de la implementación de estaciones de recarga de vehículos eléctricos (electrolinerías) para promover la adopción de la movilidad eléctrica, permitiendo contar con una infraestructura conveniente y eficiente para los usuarios de vehículos eléctricos. Específicamente, se evalúa la viabilidad económica de implementar tres estaciones de 50 kW de potencia para la recarga rápida de dos vehículos eléctricos simultáneamente con hasta 25 kW cada uno.

### 3.2 Evaluación de la viabilidad económica de la estación de recarga desde la perspectiva de la EDE

Entre las variables más determinantes de la rentabilidad de una inversión en electrolinerías, se encuentran:

- Los costos de inversión inicial (compra de los cargadores, conexión e instalación, entre otros rubros). Se considera que la red eléctrica de media tensión (MT) de la EDE cuenta con capacidad eléctrica disponible.
- Los costos de operación y mantenimiento (O&M), que considera el pago del personal y el mantenimiento de la infraestructura.
- Los costos de compra de la energía y el pago de peaje hasta el nivel de media tensión (MT).
- El precio de venta de la energía a los usuarios finales (propietarios de los vehículos eléctricos).
- La tasa de utilización de las estaciones determinada por la penetración de los vehículos eléctricos.
- El horizonte de evaluación y la tasa de interés. La evaluación se ha considerado a 20 años, con una tasa de interés del 10%.

## Costos de Inversión y de O&M

Los costos de inversión (Tabla 3), vienen representados por la compra de los cargadores, y demás equipamiento eléctrico; la compra del terreno y las obras civiles para su adecuación. Sin embargo, para este caso de negocio se considera que la EDE tiene la opción de alquilar el terreno.

**Tabla 3. Costos de inversión para la estación de recarga.**

Electrolinera con 3 Suministros de Carga Rápida	Unidades	Cantidad	Costo Unitario (US\$)	Costo Total (US\$)
<b>A. Costos del Terreno - Alquiler</b>	<b>m<sup>2</sup></b>	<b>225</b>		<b>27,610</b>
Subestación	m <sup>2</sup>	25	123	3,068
Solo Charge Station	m <sup>2</sup>	200	123	24,542
<b>B. Obras Civiles</b>				<b>13,275</b>
Charge Station	Gl.	1	13,275	13,275
<b>C. Equipamiento Eléctrico</b>				<b>88,500</b>
Transformador trifásico 10/0.4 kV - 200 kVA	ud.	1	7,500	7,500
Celda Metal Clad 10kV	ud.	1	5,500	5,500
Tablero de Distribución - 1000 A - 8 circuitos	ud.	1	7,000	7,000
ABB Terra 53 Charge Station (2x30kW)	ud.	3	20,500	61,500
Servicios Auxiliares	ud.	1	5,000	5,000
Puesta a Tierra	ud.	1	2,000	2,000
<b>Inversión Total</b>				<b>129,385</b>

Fuente: Elaboración propia.

Los costos de O&M (Tabla 4) consideran los gastos en personal y el mantenimiento de la infraestructura, principalmente. Este último rubro se estima que representa el 2% de la inversión en equipamiento eléctrico. En este rubro también se incluye el gasto por alquiler del terreno.

**Tabla 4. Costos de O&M para la estación de recarga**

<b>Electrolinera con 3 Suministros de Carga Rápida</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo Unitario (US\$)</b>	<b>Costo Total (US\$)</b>
<b>Personal de atención</b>	<b>3 Personas</b>	<b>6,780</b>	<b>20,340</b>
Sueldo anual		6,000	
AFP		480	
Seguros		300	
<b>Administrador</b>	<b>1 Persona</b>	<b>10,848</b>	<b>10,848</b>
Sueldo Anual		9,600	
AFP		768	
Seguros		480	
Sueldo Personal (Atención + Administrador)			31,188
Costos de Mantenimiento	2% Inv.		1,770
Alquiler de Área			27,610
<b>CO&amp;M + Alquiler</b>			<b>60,568</b>

**Fuente:** Elaboración propia.

## Precio de venta de la energía para recarga (tarifa al usuario final)

Para determinar la tarifa de recarga aplicable a los usuarios de los vehículos eléctricos se ha tenido en cuenta los costos de inversión y de O&M consignados en las Tablas 3 y 4, así como el costo de compra de energía, lo que ha implicado definir la estructura de cliente libre aplicable que considera además la aplicación de los cargos por peajes correspondientes hasta el nivel de MT.

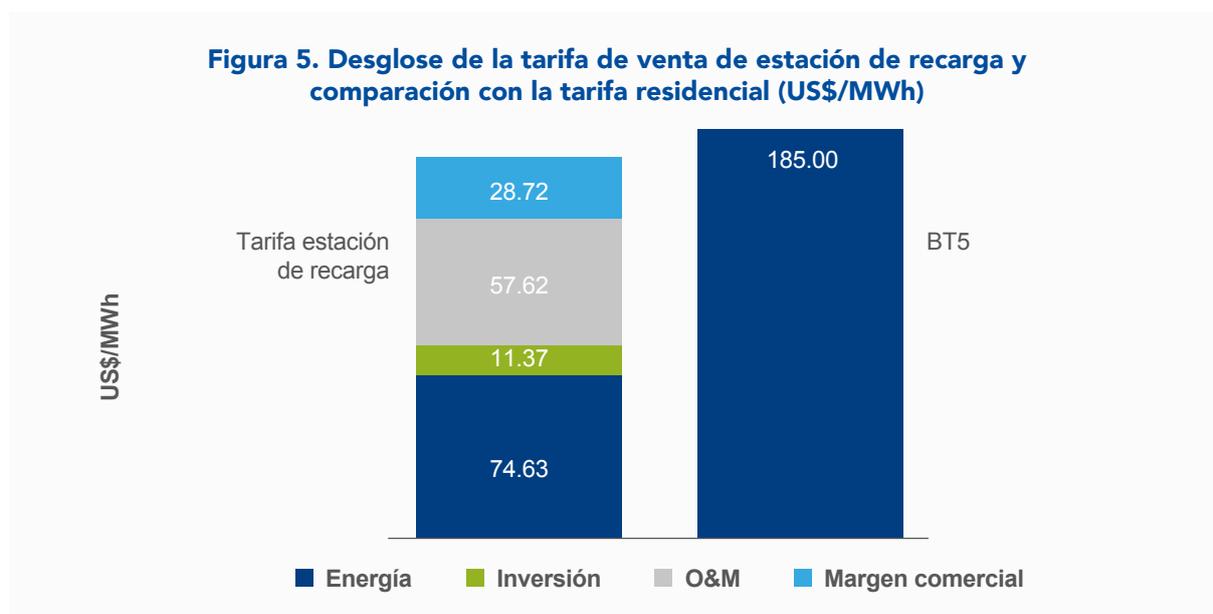
En la Tabla 5 se muestra el detalle del cálculo de la tarifa de recarga, considerando la anualidad de la inversión para la amortización de los costos fijos, los gastos anuales de O&M y los gastos por compra de energía. Al valor obtenido se ha considerado un margen comercial de 20% para la EDE.

**Tabla 5. Cálculo de tarifa de recarga aplicable al usuario del vehículo eléctrico.**

Cálculo del Precio	Unidades	Valor
<b>Inversión Anualizada</b>	<b>US\$</b>	<b>11,954.45</b>
<b>COyM Anual</b>	<b>US\$</b>	<b>60,568.04</b>
		47%
Potencia de la estación de carga	kW	150.00
Factor de utilización		80.0%
Energía disponible	MWh	1,051.20
<b>Compra de Energía - Condiciones Tarifarias</b>		
Cargo por Energía Activa	US\$/MWh	40.00
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	US\$/kW	16.72
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	US\$/kW	3.51
<b>Costo de Compra de Energía</b>	<b>US\$</b>	<b>77,451.78</b>
<b>Costo Unitario de Energía</b>		<b>74.63</b>
<b>Total de Costo Anual (Distribución + Estación de Carga)</b>		<b>150,974.28</b>
<b>Precio de Venta Final (inc. Margen 20% para la EDE)</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>172.35</b>
Tipo de Cambio	S./US\$	3.70
<b>Precio de Venta Final</b>	<b>Soles/kWh</b>	<b>0.64</b>

Fuente: Elaboración propia.

El resultado obtenido por el precio de venta de la estación de recarga es de 172.35 US\$/MWh, En la Figura 5 se presenta el desglose de esta tarifa por componente principal y, a manera de comparación, se presenta además la tarifa actual BT5 aplicable al usuario residencial, resultando que la tarifa de recarga es US\$ 13 menos que la BT5.



Fuente: Elaboración propia.

## Proyección de la demanda y flujo de caja económico

Para la proyección de la demanda se ha considerado la tendencia actual del crecimiento del parque vehicular; para lo cual se tomó como referencia las proyecciones del informe final del Plan Nacional de Electromovilidad<sup>13</sup> correspondiente al escenario con baja intervención del Estado o *Business as Usual* (BAU).

En la Tabla 6 se presenta la proyección de la demanda en el horizonte 2025-2044 que será atendida por la estación de recarga. Se estima que iniciará operaciones con una atención a 38 vehículos eléctricos y al final de los 20 años, al 2044, podría atender 960 vehículos, lo cual implicará ventas de energía eléctrica al inicio y al final del periodo de 132 MWh y 3,378 MWh, respectivamente.

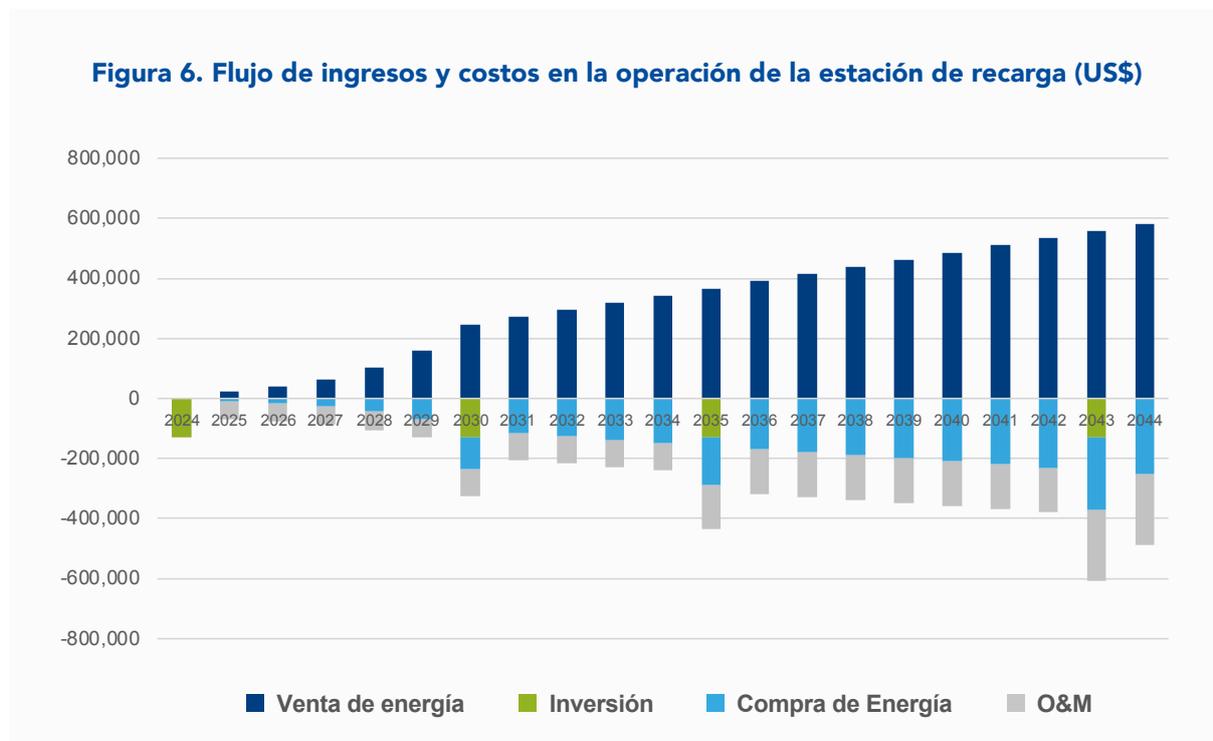
**Tabla 6. Proyección de la demanda y flujo de caja económico de las estaciones de recarga.**

Año	Demanda de VE [#]	Venta anual de energía [MWh]	Ingreso por venta de energía [US\$]	Inversión [US\$]	O&M [US\$]	Compra de energía [US\$]	Flujo de caja económica [US\$]	Cantidad de estaciones de recarga [#]
2024			-	129,385	-	-	-129,385	
2025	38	132	22,780	-	60,568	9,864	-47,653	1
2026	66	232	39,980	-	60,568	17,313	-37,901	1
2027	104	367	63,209	-	60,568	27,371	-24,731	1
2028	169	595	102,619	-	60,568	44,437	-2,386	1
2029	262	923	159,144	-	60,568	68,914	29,662	1
2030	407	1,432	246,879	129,385	89,948	106,906	-79,360	2
2031	447	1,571	270,827	-	89,948	117,276	63,603	2
2032	486	1,710	294,775	-	89,948	127,647	77,181	2
2033	526	1,849	318,724	-	89,948	138,017	90,758	2
2034	565	1,988	342,672	-	89,948	148,387	104,336	2
2035	604	2,127	366,620	129,385	148,708	158,758	-70,231	3
2036	644	2,266	390,568	-	148,708	169,128	72,732	3
2037	683	2,405	414,517	-	148,708	179,498	86,310	3
2038	723	2,544	438,465	-	148,708	189,869	99,888	3
2039	762	2,683	462,413	-	148,708	200,239	113,466	3
2040	802	2,822	486,361	-	148,708	210,609	127,044	3
2041	841	2,961	510,310	-	148,708	220,980	140,622	3
2042	881	3,100	534,258	-	148,708	231,350	154,200	3
2043	920	3,239	558,206	129,385	236,848	241,720	-49,748	4
2044	960	3,378	582,154	-	236,848	252,091	93,215	4
<b>VAN</b>			2,033,159	268,924	821,121	880,420	62,694	

Fuente: Elaboración propia.

13. EY (2021). Plan Nacional de Electromovilidad. Estudio elaborado para la Asociación Automotriz del Perú.

En la Figura 6 se presenta el desglose de ingresos (barras positivas) y los costos (barras negativas) como resultado de la implementación y operación de la estación de carga. Como se puede apreciar, se incurre en inversiones adicionales de estaciones de carga en los años 2030, 2035 y 2043. Sin embargo, en el resto de los años es apreciable el saldo positivo que se obtiene de la operación de las estaciones de carga que permite compensar con suficiente holgura los gastos incurridos.



Fuente: Elaboración propia.

A partir del flujo de caja económico, se calcularon los indicadores económico-financieros de valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y relación beneficio-costos (BCR) de la estación de carga, considerando una tasa de descuento de 10% y en el horizonte de 20 años.

Con ello, y en términos de valor presente, se han obtenido las estimaciones de ingresos por un total de US\$ 2.03 millones y costos totales de US\$ 1.97 millones, lo que corresponde a un BCR de 1.03. El VAN es de US\$ 62,694, permitiendo alcanzar una TIR de 12% de la inversión.

### 3.3 Evaluación económica desde la perspectiva del usuario – Análisis TCO

Para evaluar la razonabilidad del precio de venta de la energía calculado (tarifa de recarga), se ha considerado, de forma complementaria, evaluar el costo total de propiedad (TCO) en que incurrirían los usuarios de los vehículos eléctricos con respecto a la opción de vehículo a combustión interna (ICE). En la Tabla 7 se presentan los parámetros empleados para el análisis TCO y en la Tabla 8, por su parte, se muestra el detalle del análisis y los resultados obtenidos.

Tabla 7. Datos de partida para la evaluación TCO.

Variable	Valor	Unidad
Costo del vehículo convencional	20,890.00	US\$
Costo del VE	39,990.00	US\$
Costo por unidad de combustible suministrada	5.11	S/. /l
Costo por unidad de energía suministrada	0.64	S/. /kWh
Rendimiento vehículo convencional	9.8	km/l
Rendimiento VE	7.1	km/kWh
Distancia recorrida por día	200	km
Distancia recorrida por año	73,000	km
Costo mantenimiento vehículo convencional	2,000	S/.
Costo mantenimiento VE	1,000.00	S/.
Seguros+Perm. Circ.+Rev. Téc.	250.00	S/.
Periodo de evaluación	8	años
Tasa de descuento	12%	%
Tipo de cambio	3.7	US\$/S/.

Fuente: Elaboración propia.

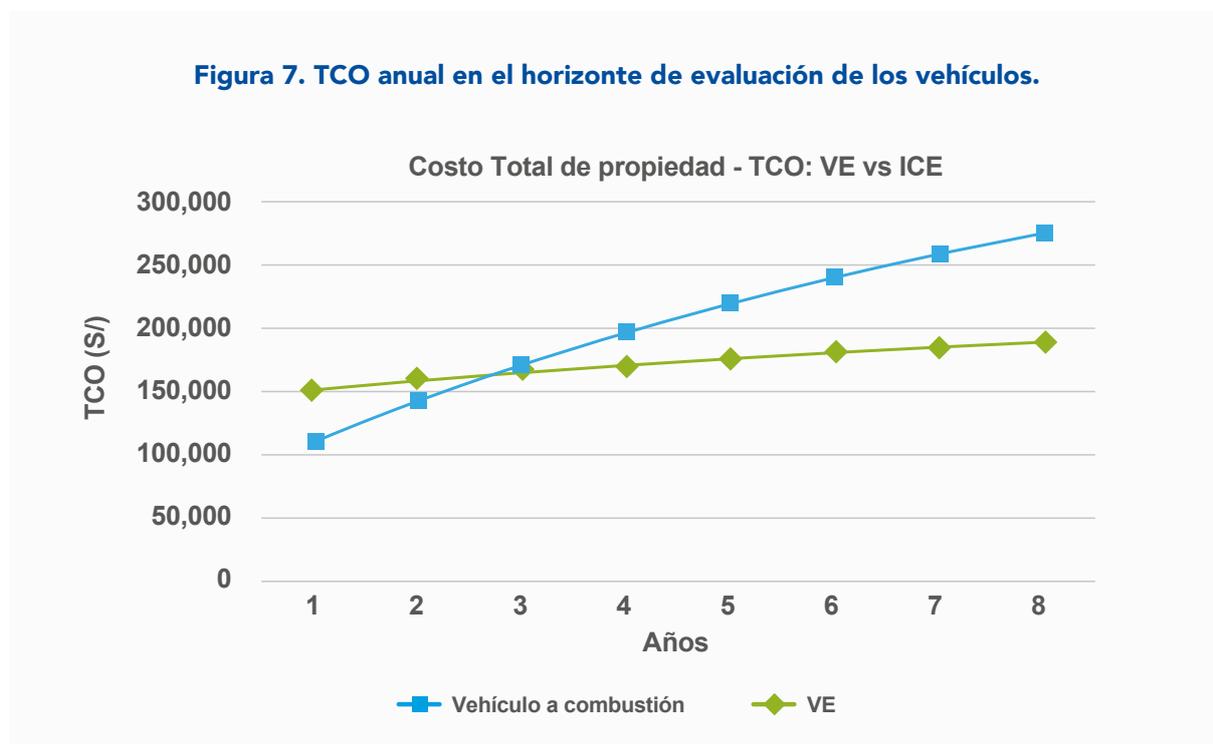
Tabla 8. Análisis del Costo Total de Propiedad (TCO)<sup>14</sup>.

		VAN	0	1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Análisis TCO</b>											
<b>TCO Vehículo Convencional (ICE)</b>											
Operación (Combustible)	[S/.]	188,998		38,046	38,046	38,046	38,046	38,046	38,046	38,046	38,046
Mantenimiento	[S/.]	9,935		2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
Seguros+Perm. Circ.+Rev. Téc.	[S/.]	1,242		250	250	250	250	250	250	250	250
Costo del vehículo	[S/.]	77,293	77,293								
<b>Total Costos</b>	<b>[S/.]</b>	<b>277,468</b>	<b>77,293</b>	<b>40,296</b>							
<b>TCO Vehículo Eléctrico (VE)</b>											
Operación (Energía eléctrica)	[S/.]	32,688		6,580	6,580	6,580	6,580	6,580	6,580	6,580	6,580
Mantenimiento	[S/.]	4,968		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Seguros+Perm. Circ.+Rev. Téc.	[S/.]	1,242		250	250	250	250	250	250	250	250
Costo del vehículo	[S/.]	147,963	147,963								
<b>Total Costos</b>	<b>[S/.]</b>	<b>186,861</b>	<b>147,963</b>	<b>7,830</b>							

Fuente: Elaboración propia.

14. En este análisis no se considera el valor residual del vehículo al término de los ocho años.

En la Figura 7 se presenta los valores del TCO por año en el horizonte de ocho años de la evaluación. El tiempo de retorno de la inversión es inferior a 3 años para las condiciones particulares de operación que se han considerado.



Fuente: Elaboración propia.

### 3.4 Comentarios finales del caso de negocio

- La evaluación económica del caso de uso planteado para el despliegue de estaciones de recarga rápida de vehículos eléctricos es esencial para que la EDE pueda tomar decisiones bien fundamentadas y determinar si la inversión en esta infraestructura es económicamente viable y beneficiosa en el largo plazo.
- Para ello resulta fundamental, además de la estimar las inversiones necesarias y costos incurridos en la operación y mantenimiento de las estaciones, cuantificar la demanda de vehículos eléctricos. Los problemas críticos para los potenciales compradores de vehículos eléctricos no solamente están asociados a los costos del vehículo a lo largo de su vida, sino también a los factores de conveniencia, tales como el tiempo de carga y la falta de cobertura de estaciones de recarga, que son factores difíciles de cuantificar.
- Los resultados obtenidos de la evaluación económica financiera resultan favorables, obteniéndose un VAN de US\$ 62 mil y una TIR de 12%. La proporción entre los beneficios netos esperados del proyecto y los costos totales requeridos para llevarlo a cabo es de 1.03. El precio de la recarga obtenido es de 0.64 \$/kWh; es decir, casi 10% menos que la tarifa regulada aplicable al usuario residencial, lo que muestra la conveniencia de la inversión desde el punto de vista del usuario, dado que éste no tendrá que incurrir en gastos adicionales para adquirir e instalar un cargador en su domicilio.

# 4

## CASO DE NEGOCIO: USO DE ENERGÍA DE ORIGEN RENOVABLE SOLAR PARA CARGA DE MOTOCICLETAS ELÉCTRICAS

### 4.1 Descripción del caso

Este caso de negocio que se desarrollará tiene como objetivo mostrar la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema fotovoltaico que permita la recarga de baterías de una flota de motocicletas eléctricas de uso del personal de ELOR en su sede Iquitos.

### 4.2 Dimensionamiento de sistema de generación fotovoltaica y producción de energía

El sistema fotovoltaico estaría dimensionado para cubrir la demanda energética del parque de motocicletas eléctricas que emplearía el personal de ELOR de Iquitos y que se recargaría en la sede central de la empresa.

Para ello, en la Tabla 9, se presentan los datos operativos de las motocicletas eléctricas a ser empleadas. El tamaño del parque vehicular de motocicletas eléctricas se ha considerado de un total de 20 unidades.

**Tabla 9. Datos operativos de las motocicletas eléctricas.**

Datos de la motocicleta eléctrica		
Variable	Valor	Unidad
Recorrido diario	40	km
Días de operación	260	días
Recorrido anual	10,400	km
Capacidad batería	1.42	kWh
Autonomía	53.33	km
Rendimiento	37.56	km/kWh
Tiempo de carga	6.00	h
Consumo	1.06	kWh/día
Datos para el parque de motocicletas		
Cantidad de unidades	20	Ud.
Energía total	21.20	kWh/día
Potencia total	3.6	kW

Fuente: Elaboración propia.

Se ha considerado que el generador fotovoltaico estará conectado a la red de distribución de ELOR, teniendo en cuenta las siguientes características:

- Red trifásica 220 VAC, a la cual se conectará el inversor On Grid.
- El generador fotovoltaico solar se instalará en el techo del estacionamiento.
- Se emplearán tomas de carga de calidad industrial instaladas como “múltiple de carga”, con tomacorriente acorde a los cargadores de las motos eléctricas (normalmente convencional).

## Dimensionamiento y selección de componentes

Para el modelado y simulación del sistema fotovoltaico fue empleado el software PVsyst, el cual permite diseñar y configurar los sistemas solares, realizar simulaciones detalladas de rendimiento energético y optimizar el diseño del sistema, como la selección de inversores, configuraciones de paneles y la distribución de sombreado, para maximizar la producción de energía y minimizar los costos. El software, asimismo, incorpora bases de datos climáticas que incluyen información sobre la radiación solar, temperaturas y otros datos meteorológicos.

Utilizando el motor de cálculo y dimensionamiento del PVsyst, para satisfacer las necesidades energéticas de la recarga de las baterías de las motos eléctricas, se obtuvieron los siguientes resultados (Figura 8).

**Figura 8. Selección de componentes del sistema fotovoltaico conectado a red.**

**Subconjunto**

Nombre y orientación del subconjunto  
 Nombre: Generador FV  
 Inclinación: 15°  
 Oriente: Plano inclinado fijo  
 Azimut: 0°

Ayuda de pre-dimensionamiento  
 Sin dimensionamiento  
 Ingrese potencia planeada: 9.0 kWp  
 ... o área disponible (módulos): 42 m²  
 Redimens.

Selección del módulo FV  
 Disponible ahora:  Filtro: Todos los módulos F  Módulos necesarios aprox.: 16  
 Trina Solar: 550 Wp 27V Si-mono TSM-DE19-550Wp Desde 2022 Datasheets 2022   
 Usar optimizador  
 Dimensiona. voltaje: Vmpp (60°C) 27.5 V  
 Voc (-10°C) 41.5 V

Selección del inversor  
 Disponible ahora:  Voltaje de salida: 220 V Tri 50Hz  
 Huawei Technologies: 5.0 kW 140-980 V TL 50/60 Hz SUN2000-5KTL-M1 220VAC Desde 2021   
 Núm. de inversores: 1  Voltaje de funcionamiento: 140-980 V Poder global inversor: 5.0 kWca  
 Utilizar multi-MPPT Voltaje máximo de entrada: 1100 V **inversor con 2 MPPT**

Diseño del conjunto  
 Núm. de módulos y cadenas  
 Mód. en serie: 13  entre 6 y 26  
 Núm. cadenas: 1  única posibilidad 1  
 Pérdida sobrecarga: 0.9%   
 Proporción Pnom: 1.43  
 Núm. de módulos: 13 Área: 34 m²

Condiciones de operación  
 Vmpp (60°C): 357 V  
 Vmpp (20°C): 414 V  
 Voc (-10°C): 539 V

Irradia. plano: 1000 W/m²  
 Imp (STC): 17.6 A  
 Isc (STC): 18.5 A  
 Isc (en STC): 18.5 A

La potencia del inversor es ligeramente inferior.  
 Máx. en datos  STC  
 Potencia de funcionamiento máx. (en 1000 W/m² y 50°C): 6.5 kW  
**Potencia nom. conjunto (STC) 7.2 kWp**

**Lista de subconjuntos**

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
Generador FV		
Trina Solar - TSM-DE19-550Wp	13	1
Huawei Technologies - SUN2000-5KTL-M1 220VAC	1	1

**Resumen sistema global**

Núm. de módulos	13
Área del módulo	34 m²
Núm. de inversores	1
Potencia FV nominal	7.2 kWp
Potencia FV máxima	6.9 kWCC
Potencia de CA nominal	5.0 kWCA
Proporción Pnom	1.430

Fuente: PVsyst.

En ese sentido, se obtuvo un arreglo solar consistente en 13 módulos fotovoltaicos monocristalinos, de 550 Wp cada uno, dispuestos en serie con 1 *string*. La potencia total del sistema fotovoltaico es de 7.2 kWp. Asimismo, se seleccionó un inversor de 5 kW trifásico, salida 220 V.

## Producción de energía

En la Tabla 10 se presenta el balance oferta-demanda de energía. Para el cálculo de la carga eléctrica requerido por el parque las 20 motocicletas eléctricas, se consideró un 20% de pérdidas en el proceso de carga, debido tanto la eficiencia del cargador (de los usuarios), como del cableado eléctrico y del "múltiple de carga", en el que se conectarán los enchufes de los cargadores.

De esta manera, puede apreciarse como durante todos los meses del mes del año –excepto el mes de noviembre–, la producción mensual del arreglo fotovoltaico de 7.2 kWp cubre las necesidades de carga de las baterías. La generación anual de energía solar es de 11,168 kWh, de los cuales 1,469 kWh (13% de lo producido) son excedentes que son inyectados a la red de distribución a la que el sistema está conectado en paralelo, para mantener los valores de voltaje y frecuencia estables. Apenas 72 kWh (0.64% de lo generado) son tomados de la red para cubrir el déficit de energía que se necesita para completar la carga de las baterías.

**Tabla 10. Balance oferta-demanda de energía producida por el sistema fotovoltaico.**

Mes	Energía generada [kWh]	Performance Ratio [#]	Días-mes [#]	Carga eléctrica del parque [kWh]	Diferencia [kWh]
Enero	861	0.828	31	822	40
Febrero	792	0.832	29	769	24
Marzo	961	0.827	31	822	140
Abril	1,054	0.834	30	795	259
Mayo	1,042	0.836	31	822	221
Junio	1,020	0.841	30	795	225
Julio	1,082	0.842	31	822	261
Agosto	1,016	0.835	31	822	195
Septiembre	936	0.83	30	795	141
Octubre	857	0.833	31	822	36
Noviembre	723	0.838	30	795	-72
Diciembre	824	0.837	31	822	3
<b>Total (año)</b>	<b>11,168</b>	<b>0.834</b>		<b>9,699</b>	<b>1,469</b>

Fuente: Elaboración propia.

### 4.3 Evaluación del costo de la energía producida por el sistema

Para estimar los costos de generación de la energía producida por el sistema fotovoltaico se empleó la técnica del LCOE<sup>15</sup> (costo nivelado de energía). El LCOE es una medida utilizada para evaluar el costo promedio total de producción de energía eléctrica a lo largo del tiempo. Lo importante del LCOE es que se calcula en base a la estimación del valor presente de todos los costos incurridos en la vida útil del proyecto de generación y la cantidad equivalente anual de energía generada. Para ello, en las Tablas 11 y 12 se presentan los costos de inversión y de operación y mantenimiento (O&M) del sistema de generación solar conectado a la red, respectivamente.

**Tabla 11. Costos de inversión del sistema de generación fotovoltaico.**

Descripción	Cantidad [#]	Unidad	Costo unitario (US\$)	Costo total (US\$)
Módulos FV 550 Wp monocristalino	13	Ud.	180	2,340
Inversor 5 kW	1	Ud.	850	850
Smart meter (gestor de energía)	1	Ud.	120	120
Tablero eléctrico con protecciones	1	Gl.	100	100
Estructura metálica (Tipo coplanar Aluminio anodizado sobre techo)	1	Gl.	200	200
Cables eléctricos DC y AC	1	Gl.	30	30
Accesorios eléctricos	1	Gl.	200	200
Instalación	1	Gl.	300	300
<b>Total</b>				<b>4,140</b>

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 12. Costo de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico.**

Descripción	Cantidad [#]	Unidad	Costo unitario (US\$)	Costo total (US\$)
Limpieza de módulos	2	Semestre	20	40
Revisión de cableado ajustes	2	Semestre	15	30
Monitoreo en plataforma	4	Trimestre	10	40
<b>Total</b>				<b>110</b>

Fuente: Elaboración propia.

15. LCOE (*Levelized Cost of Electricity*). Es una herramienta útil para comparar los costos de diferentes fuentes de energía, como la solar, eólica, nuclear o de combustibles fósiles, y para tomar decisiones informadas sobre la inversión en nuevas plantas de energía.

De manera general, de acuerdo con el método de cálculo desarrollado por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) el LCOE se expresa mediante la siguiente ecuación<sup>16</sup>:

$$LCOE = \frac{I \times FRC + O\&M}{E_A}$$

**Donde:**

- I:** Costo de inversión.
- O&M:** Costo anual de operación y mantenimiento del sistema fotovoltaico.
- E<sub>A</sub>:** Energía anual producida.
- FRC:** Factor de recuperación de capital.

El factor de recuperación de capital (FRC) viene a ser la parte del costo total de inversión que debe recuperarse cada año durante la vida útil del sistema fotovoltaico para cubrir los costos de capital. Su fórmula tiene en consideración la tasa de descuento y la vida útil de la planta y se expresa así:

$$FRC = \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

**Donde:**

- i:** tasa de descuento, que es la tasa utilizada para descontar los flujos de efectivo futuros a su valor presente, teniendo en cuenta el costo de capital y la oportunidad de inversión.
- n:** vida útil, que viene a ser el período estimado en el cual se espera que el sistema esté operativo o, en su defecto, el periodo de tiempo establecido para la evaluación.

En la Tabla 13 se muestran los principales parámetros empleados para el cálculo del LCOE para el sistema de generación fotovoltaico; entre los cuales destacan el costo de inversión, que representa un costo unitario de 575 US\$/kWp y el costo de O&M, el cual representa el 2.6% del costo de inversión.

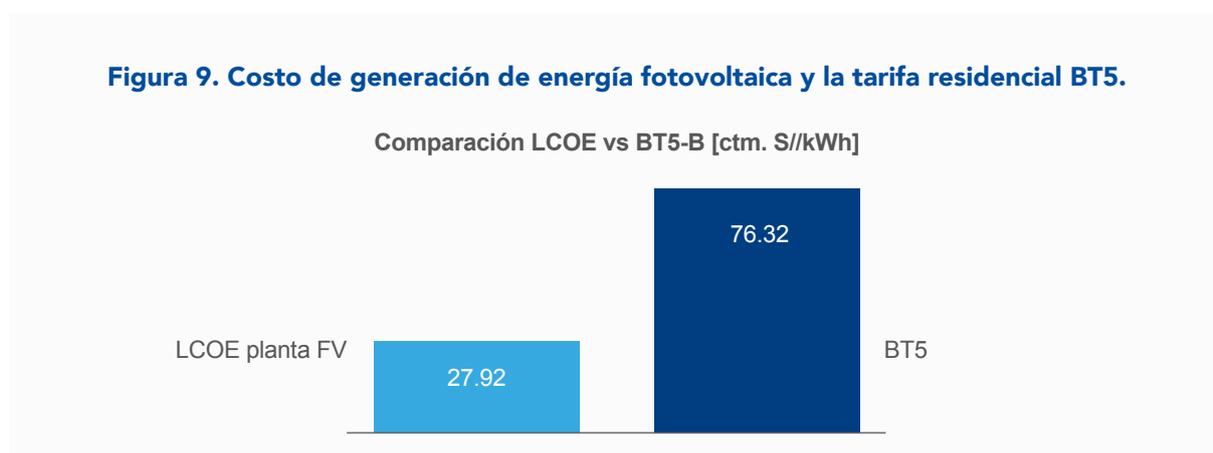
16. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>

**Tabla 13. Cálculo del costo nivelado de energía (LCOE)**

<b>Producción de energía</b>			
1	Producción energética unitaria por año	[kWh/kWp]	1,551
2	Tamaño de la planta solar	[kWp]	7.20
3	Producción energética anual	[kWh]	11,168
<b>Costos de capital</b>			
4	Costo unitario por kWp instalado	[US\$/kWp]	575
5	Costo total inversión	[US\$]	4,140
<b>O&amp;M</b>			
6	Costo anual O&M expresado como % costo inversión	[%]	3%
7	Costo anual O&M	[US\$]	110
<b>Factor de recuperación de capital</b>			
8	Vida útil del SFV	[años]	10
9	Tasa de descuento	[%]	0.12
10	Tipo de cambio	[S//US\$]	3.70
11	Factor de recuperación de capital	[#]	0.18
<b>Costo nivelado de energía</b>			
12	Amortización anual de la inversión	[US\$]	732.71
13	Total Costo O&M anual	[US\$]	110.00
14	Costo nivelado de energía	[US\$/kWh]	0.08
15	Costo nivelado de energía	[US\$/MWh]	75.46
16	Costo nivelado de energía	[ctm. S//kWh]	27.92

Fuente: Elaboración propia.

El resultado obtenido del costo de generación del sistema fotovoltaico es de 27.92 céntimos de sol por cada kWh. En la Figura 9 se presenta la comparación entre el costo de generación y la tarifa actual BT5-B aplicable al usuario residencial de Iquitos; pudiéndose verificar que la tarifa de generación obtenida es muy competitiva: representa apenas el 37% de la tarifa regulada.

**Figura 9. Costo de generación de energía fotovoltaica y la tarifa residencial BT5.**

Fuente: Elaboración propia

## 4.4 Evaluación económica del sistema de generación y de la adquisición de las motocicletas eléctricas – Análisis TCO

Para la evaluación de los costos totales incurridos por el uso del vehículo eléctrico –y que incluyen la implementación del sistema de generación– se empleará la metodología del Costo Total de Propiedad (TCO).

Para ello se ha evaluado el TCO de las motos eléctricas cargadas con el sistema fotovoltaico con relación a la tecnología equivalente basada en motor de combustión interna. Se han considerado para este caso de negocio, a manera de ejemplo, que la tarifa de carga coincide con el valor calculado del LCOE. En la Tabla 14 se presentan los parámetros empleados para el análisis TCO y en la Tabla 15 se muestra el detalle del análisis de los TCO, consignando los diferentes rubros de gastos evaluados.

**Tabla 14. Análisis del Costo Total de Propiedad (TCO)**

Variable	Valor	Unidad
Costo motocicleta convencional	1,300.00	US\$
Costo motocicleta eléctrica	1,800.00	US\$
Costo por unidad de combustible suministrada	4.23	S/. /l
Costo por unidad de energía suministrada	0.2792	S/./kWh
Rendimiento moto convencional	34.35	km/l
Rendimiento moto eléctrica	37.56	km/kWh
Distancia recorrida por día	40	km
Días de operación por año	260	días
Distancia recorrida por año	10,400	km
Costo mantenimiento vehículo convencional	100	S/.
Costo mantenimiento VE	100	S/.
Periodo de evaluación	10	años
Tasa de descuento	12%	%
Tipo de cambio	3.7	US\$/S/.
Parque de motos (cantidad)	20	ud.
Inversión en planta FV	4,140	US\$
O&M planta FV	110	US\$

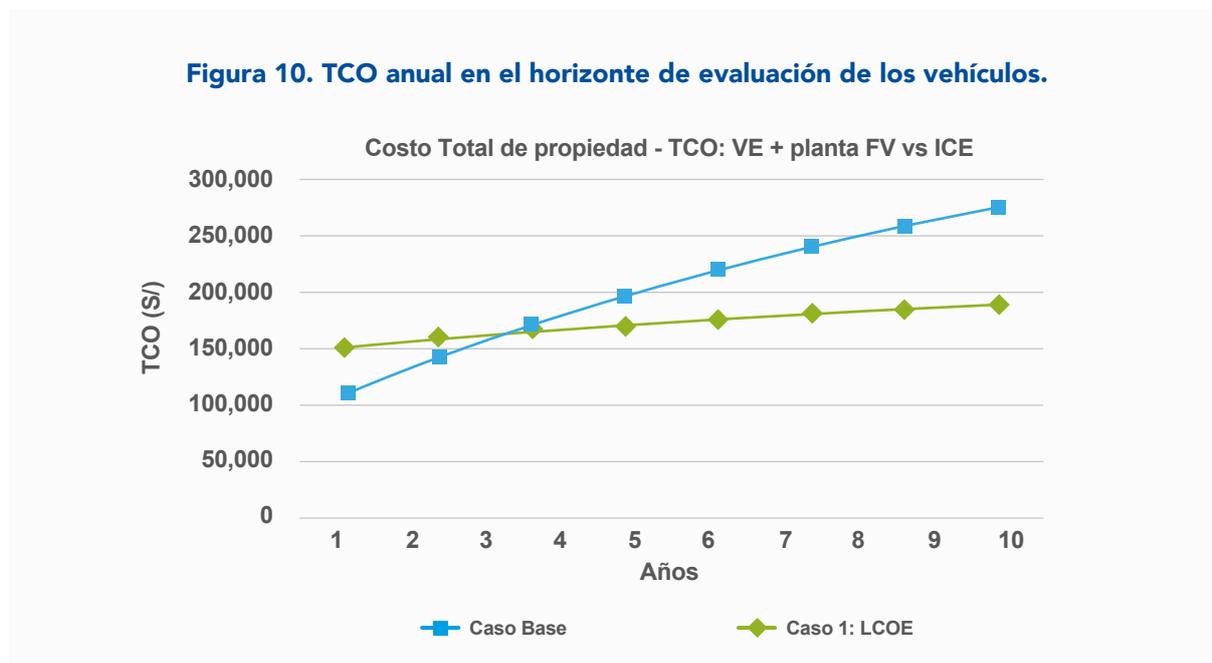
**Fuente:** Elaboración propia.

**Tabla 15. Análisis del Costo Total de Propiedad (TCO)**

		VAN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Análisis TCO</b>													
<b>TCO moto ICE</b>													
Combustible	[S/.]	144,725		25,614	25,614	25,614	25,614	25,614	25,614	25,614	25,614	25,614	25,614
Mantenimiento	[S/.]	11,300		2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
Costo del vehículo	[S/.]	96,200	96,200										
<b>Total Costos</b>	<b>[S/.]</b>	<b>252,225</b>	<b>96,200</b>	<b>27,614</b>									
<b>TCO moto eléctrica</b>													
Operación	[S/.]	8,736		1,546	1,546	1,546	1,546	1,546	1,546	1,546	1,546	1,546	1,546
Mantenimiento	[S/.]	11,300		2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000	2,000
Costo del vehículo	[S/.]	133,200	133,200										
Inversión planta FV	[S/.]	15,318	15,318										
O&M planta FV	[S/.]	2,300		407	407	407	407	407	407	407	407	407	407
<b>Total Costos</b>	<b>[S/.]</b>	<b>170,854</b>	<b>148,518</b>	<b>3,953</b>									

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la Figura 10, la inversión en adquisición de motocicletas eléctricas e incluyendo el sistema de generación fotovoltaico conectado a red a partir del tercer año es más rentable que la opción de adquirir y operar las motos convencionales.



Fuente: Elaboración propia

## 4.5 Comentarios finales del caso de negocio

- Los resultados obtenidos de la evaluación del TCO son favorables, permitiendo integrar la implementación de un sistema de generación fotovoltaico para la carga de las motos eléctricas; siendo esta alternativa más económica que la opción convencional de motocicletas a combustión interna. Una de las razones principales es el precio de generación competitivo que ofrece la solución del sistema fotovoltaico conectado a red, que resulta en un costo nivelado de energía (LCOE) de 27.92 céntimos de sol por cada kWh; es decir, representa apenas el 37% de la tarifa regulada.
- Si bien la integración de la generación renovable con la operación de las motos eléctricas llega a ser a partir del tercer año más económica que la opción de adquirir y operar las motos convencionales a la tarifa dada por el LCOE, los indicadores económico-financieros al analizar solo el componente de generación mejoran considerablemente cuando se fija como tarifa de recarga un precio intermedio entre el LCOE y la tarifa regulada, permitiéndole a la EDE rentabilizar aún más su inversión.
- El caso de negocio planteado, al integrar la operación de las motos eléctricas a una fuente alimentación de energía de energía renovable, genera beneficios ambientales considerables frente al contexto de producción de energía desde fuentes térmica en Iquitos, permitiendo reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y contaminantes locales que afectan la salud de las personas, además de entregar un carácter más sostenible al uso de las unidades eléctricas.

## Bibliografía

Davis, Brian A. & Figliozzi, Miguel A. (2013). A methodology to evaluate the competitiveness of electric delivery trucks. *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review*, Elsevier, vol. 49(1), pages 8-23.

EY. (2021). Plan Nacional de Electromovilidad. Estudio elaborado para la Asociación Automotriz del Perú.

EY. (2023). El mercado del vehículo eléctrico aumenta un 55% a nivel mundial. Nota de Prensa. 18 de mayo de 2023. [https://www.ey.com/es\\_es/news/2023/05/el-mercado-vehiculo-electrico-aumenta-55-nivel-mundial](https://www.ey.com/es_es/news/2023/05/el-mercado-vehiculo-electrico-aumenta-55-nivel-mundial)

IEA. (2022). Global EV Outlook. Paris. License: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022>

Mateo et al. (2011). Evaluación del impacto de la integración del coche eléctrico en las redes de distribución de energía eléctrica. LYCHNOS. Cuadernos de la Fundación General CSIC N° 6, páginas 56-61.

MINEM. (2022). Integración de electromovilidad en Perú. Informe Final.

National Renewable Energy Laboratory (NREL). <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>

Robinson et al. (2022). Propuesta Regulatoria y tarifaria para las estaciones de recarga pública de vehículo eléctrico en Perú.

**AUTORIDADES ACTUALES  
DE ENERGÍA Y MINAS**

**OSCAR ELECTO VERA GARGUREVICH**  
Ministro de Energía y Minas

**JAIME EULOGIO LUYO KUONG**  
Viceministro de Electricidad

**JOSÉ NEIL MEZA SEGURA**  
Director General de Eficiencia Energética

**EQUIPO TÉCNICO DEL PROYECTO  
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0 A CARGO  
DE LA ELABORACIÓN DEL BOLETÍN**

**CARLOS CERVANTES**

**ANA MORENO**

Cooperación alemana, implementada por la GIZ

**Revisado por la DGEE/MINEM**

Decimoctava Edición - Lima - Septiembre de 2023

Este boletín ha sido elaborado en el marco del PROYECTO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 4.0 con el apoyo de la cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

