



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

**SEDE CUENCA**

**CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA ELECTROLINERA CON  
ENERGÍA SOLAR Y ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS**

Trabajo de titulación previo a la obtención  
del título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: ELVIS ADRIAN BUESTAN MORALES  
STEVEN JOSÉ FAJARDO CASTILLO

TUTOR: ING. EDGAR ANTONIO BARRAGÁN ESCANDÓN, PhD.

Cuenca – Ecuador

2024


## CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Elvis Adrian Buestan Morales con documento de identificación N° 0106703903 y Steven José Fajardo Castillo con documento de identificación N° 0350007159; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 20 de febrero del 2024

Atentamente,



---

Elvis Adrian Buestan Morales

0106703903



---

Steven José Fajardo Castillo

0350007159

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL  
TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA  
SALESIANA**

Nosotros, Elvis Adrian Buestan Morales con documento de identificación N° 0106703903 y Steven José Fajardo Castillo con documento de identificación N° 0350007159, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del artículo científico: “Análisis de viabilidad de una electrolinera con energía solar y almacenamiento en baterías”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 20 de febrero del 2024

Atentamente,



---

Elvis Adrian Buestan Morales

0106703903



---

Steven José Fajardo Castillo

0350007159

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Edgar Antonio Barragán Escandón con documento de identificación N° 0102516457 , docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UNA ELECTROLINERA CON ENERGÍA SOLAR Y ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS”, realizado por Elvis Adrian Buestan Morales con documento de identificación N° 0106703903 y por Steven José Fajardo Castillo con documento de identificación N° 0350007159, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción artículo científico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 20 febrero del 2024

Atentamente,



---

Ing. Edgar Antonio Barragán Escandón, PhD.

0102516457

# Análisis de viabilidad de una electrolinera con energía solar y almacenamiento en baterías

Elvis Buestan<sup>1</sup>, Steven Fajardo<sup>1</sup> and Edgar Barragán<sup>1,\*</sup>

<sup>1</sup> Facultad de ingeniería eléctrica, Universidad Politécnica Salesiana, Calle Vieja y Elia Liut, Cuenca 010102, Ecuador; ebuestanm@est.ups.edu.ec (E.A.B.M.); sfajardoc@est.ups.edu.ec (S.J.F.C.)

\* Correspondencia: ebarragan@ups.edu.ec (A.B.-E.)

**Resumen:** Ecuador como todo país del mundo requiere una conversión urgente de transporte a combustión por eléctrico, por condiciones económicas como ambientales. En la actualidad, existe una gran evolución en la producción y el uso de vehículos eléctricos, sin embargo, se ha identificado la necesidad de una infraestructura de carga para vehículos eléctricos para apoyar esta transición hacia una matriz energética más sostenible. En este contexto, el presente trabajo se enfoca en realizar una evaluación de viabilidad técnico-económica de una electrolinera alimentada por energía solar y almacenamiento en baterías para la carga de vehículos eléctricos en Cuenca, Ecuador. A través de una revisión del estado del arte, se analiza el impacto ambiental de la movilidad eléctrica, con el potencial de disminuir la dependencia de combustibles fósiles y generar ahorros energéticos. El análisis contempla diversos factores como el consumo energético de los vehículos eléctricos, dimensionamiento sistema de energía solar, la cantidad de energía producida y la capacidad de almacenamiento en baterías.

**Palabras clave:** Estación de carga eléctrica, vehículos eléctricos (VE), energía solar (FV), almacenamiento en baterías, viabilidad técnico-económica

---

## 1. Introducción

La necesidad económica y ambiental de reducir la dependencia del petróleo ha llevado a una mayor implementación de tecnologías renovables [1]. El cambio de la matriz energética es una necesidad social para reducir el consumo de combustible [2]. Los VE se han convertido en una alternativa de crecimiento exponencial en las economías que han impulsado decididamente su desarrollo [3]. Para lograrlo, es necesario planificar estaciones de recarga. Introducir las supone un reto en un mercado en el que, por razones económicas, se mantiene el impulso del transporte de vehículos de combustión con subvenciones. La ausencia inicial de estaciones de recarga eléctrica representa un obstáculo importante para el cambio de tecnología.

En todo el mundo está aumentando el número de estaciones de recarga eléctrica. China destaca como el país con mayor número de puntos de recarga, con 1,15 millones, incluidos 677.000 de carga lenta y 470.000 de carga rápida. Le sigue Estados Unidos, con 113.527 puntos de recarga [4], mientras que otros países de Europa, Asia y América Latina también contribuyen significativamente a la expansión de las estaciones de recarga. En Ecuador, se identificaron 65 puntos de recarga disponibles hasta el primer semestre de 2022 [5]. Cuenca como ciudad ecuatoriana caso de este análisis también empieza a incorporar lugares de carga. A futuro el crecimiento de VE traerá desafíos a la red de distribución y producción eléctrica, para que sea segura una alternativa sustentable, se debe procurar la generación desde fuentes limpias y renovables [6,7].

Ferrer [8], estudia el transporte público del Ecuador y los beneficios ambientales de la migración de autobuses diésel a otros de tracción eléctrica. Los resultados revelan la

---

reducción de emisiones de  $CO_2$  al medio ambiente debido a la migración tecnológica hacia un sistema de electromovilidad. Según los resultados presentados en [9], la huella de carbono de un vehículo de combustión interna en Ecuador es de  $236,16 \text{ gCO}_2/\text{km}$ , en comparación con los  $63,14 \text{ gCO}_2/\text{km}$  emitidos por un vehículo eléctrico. Asimismo, Messagie [10], determinó que la huella de carbono de un vehículo de combustión interna en Europa es de  $215 \text{ gCO}_2/\text{km}$ , mientras que un vehículo eléctrico emite  $95 \text{ gCO}_2/\text{km}$ . Por otro lado, en [11] reveló que, debido a la alta participación de generación renovable y nuclear en la región central y sur de China, los VE logran una eficiencia de  $16 \text{ gCO}_2/100\text{km}$  con emisiones cercanas a  $140 \text{ gCO}_2/\text{km}$ .

### *1.1. Importancia y justificación*

En Ecuador, en el primer trimestre de 2023, según datos de VARUS Ecuador [12], las ventas de VE registraron un incremento en comparación con el mismo periodo del año anterior, llegando a contar con 1.899 VE circulando en país. Las estaciones de carga constituyen un factor fundamental para impulsar este crecimiento [13]. La carga de los VE puede adoptar distintos formatos, dependiendo de una serie de factores: el nivel de potencia de la estación de carga, la corriente eléctrica, el tipo de conector y el tamaño de la batería [14].

Entre estos aspectos, puede ser desde estaciones de carga como electrolineras normalmente en forma de carga rápida, o el cargado particular en estaciones de carga lenta, normalmente desplegadas en estacionamientos o en las propias viviendas, lo cual puede resultar muy ventajoso desde varios aspectos, e incluso ser alimentado desde energía limpia autogenerada, convirtiéndose el vehículo en un electrodoméstico más [15].

La Ley orgánica del servicio público de electricidad [16], introduce cambios en la legislación sobre el servicio público de energía eléctrica al crear el servicio de carga para VE. Delega la autoridad para establecer el costo máximo de carga a la ARCERNNR, considerando además que estas actividades serán realizadas por personas naturales o jurídicas habilitadas mediante la firma de un contrato [17]. A través de la resolución ARCONEL 038/15, aprobó el esquema tarifario eléctrico para la carga de VE en hogares. Este esquema establece un precio preferencial de energía de  $0,05 \text{ USD/kWh}$  para la carga realizada durante el periodo de 22h00 a 08h00, eliminando cargos adicionales como recolección de basura, donaciones a bomberos y otros cargos vinculados al consumo eléctrico [17].

Según la estructura tarifaria para proveedores del servicio de carga de energía a VE [18], se identifican cuatro modalidades de carga conforme a la normativa establecida por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) en la norma IEC 61851-1. Actualmente, en Ecuador no existen regulaciones específicas para la infraestructura y los elementos de carga destinados a VE. En este contexto, se recurre a normativas internacionales que han sido ajustadas para cumplir con los objetivos establecidos para garantizar la seguridad y funcionamiento del sistema de carga.

Por otra parte, para los sistemas de generación distribuida (SGDA) de autoabastecimiento se rige en base a la regulación Nro. ARCERNNR 008/23 [19], la cual establece disposiciones para la habilitación, instalación, conexión, operación, y mantenimiento de SGDA para autoabastecimiento. Asimismo, se definen disposiciones para la medición y facturación de la energía eléctrica de consumidores regulados con SGDA para autoconsumo. Se enfatiza la promoción de tecnologías limpias y energías alternativas, así como la preferencia por la electricidad generada a partir de fuentes renovables.

### *1.2. Estudio de electrolineras con sistema fotovoltaico y almacenamiento en baterías*

Se han revisado estudios relevantes sobre la implementación de electrolineras con energía solar, que destacan el compromiso de diversas investigaciones en el ámbito de la movilidad eléctrica y la sostenibilidad. En [20], se enfoca en la integración de sistema fotovoltaico (FV) y VE como una solución para abordar los desafíos en la movilidad eléctrica. El aspecto más destacado de este análisis es la evaluación del autoconsumo, que

busca optimizar la interacción entre los sistemas propuestos. Los aspectos vinculados a la producción del sistema FV, la carga de VE y la energía absorbida e inyectada a las redes eléctricas, destacan la sostenibilidad técnica del proyecto.

Y. Ledmaoui y otros [21], plantean una solución integral para la carga de VE mediante energía solar. El diseño de una estación de 7,4 kW de tipo AC se complementa con un análisis del recurso solar disponible en París, Francia. Se desarrolla un datalogger aprovechando la tecnología IoT para el monitoreo eficiente en tiempo real de la producción de energía solar y se almacenan los datos en la nube con acceso a través de una interfaz web.

P. Saranya y otros [22], presentan una solución para estaciones de carga de VE que operan de forma independiente de la red eléctrica convencional. La propuesta aborda el almacenamiento de energía y los desafíos del factor de potencia en fuentes renovables. Por otro lado S. Qadir y otros [23], plantean una perspectiva al tema de las estaciones de carga de VE. Proponen una estación de carga híbrida que utiliza energía solar, red eléctrica y baterías de reserva en caso de emergencia. El artículo presenta un prototipo y una unidad de control que selecciona la fuente de energía más económica según su costo unitario en kWh.

Y. Zhang [24], analiza la posibilidad de un sistema de gestión de energía distribuida en una estación de carga de 1,5 MW de sistema FV y 2,5 MWh de almacenamiento en baterías. El estudio se basó en las distintas respuestas de comportamiento de los conductores de VE mediante aprendizaje supervisado. La estación de carga y los VE se modelan como actores independientes con preferencias diversas según si proveen o consumen energía.

Turan y Gokalp en [25], analizan el dimensionamiento óptimo y estudios de integración para la carga de VE y plantas de energía solar ubicadas en la red de distribución. El estudio cuenta con 12 plantas solares con un total de 6.228 kW de potencia instalada. La red propuesta está equipada con un sistema de protección para garantizar la estabilidad y confiabilidad de la red mejorando los perfiles de voltaje ante la integración de VE.

B. Guany y otros [26], además se centran en el análisis de las características de consumo de energía de una estación de metro elevada y en la evaluación del potencial FV en su techo. Este estudio, analiza el perfil de consumo de energía de una estación de metro y propone un modelo de múltiples objetivos para investigar la flexibilidad energética de la estación con la integración de almacenamiento de energía en baterías para maximizar el uso de electricidad renovable.

A. Allouhi y S. Rehman [27], abordan la implementación de sistemas de energía híbrida FV/eólico/batería de energías renovables conectados a la red para supermercados en Marruecos que cuentan con plataformas de carga para VE en sus áreas de estacionamiento. El estudio se centra en la optimización y análisis de sensibilidad de estos sistemas.

Existen diversos estudios científicos que han analizado la contribución de la energía solar en la carga de VE. La Tabla 1 presenta un resumen de las características principales de casos referentes.

**Tabla 1.** Resumen de estudios de electrolineras con sistema FV

Estudio	Año	Técnicas utilizadas	Tipo de estación	Potencia SFV	Parámetros evaluados
[21]	2022	FV- Almacenamiento de energía en baterías (BESS)	Carga lenta	6 kW para 50% de demanda	Energía, medio ambiente y economía.
[22]	2021	FV	Carga lenta	-	Perfiles de voltaje
[23]	2022	FV- Almacenamiento de energía en baterías (BESS)- Red	Carga lenta	-	Energía, medio ambiente y economía.
[24]	2019	FV- Almacenamiento de energía en baterías (BESS)	Carga rápida	1,5 MW	Energía, medio ambiente y economía.

[25]	2022	FV-Red	Carga lenta, carga rápida	270-180-504-315-774,1-828-540-467,9-126,1-440,9-899,9-315,1 kW	Perfiles de voltaje, corriente
[26]	2023	FV- Almacenamiento de energía en baterías (BESS)- Red	Carga rápida	120 kW	Energía, medio ambiente y economía.
[27]	2023	FV- Almacenamiento de energía en baterías (BESS)- Red	Carga rápida	100 kW	Energía, medio ambiente y economía.

### 1.3. Desafíos actuales en electrolinerías.

La expansión de la infraestructura de carga para VE juega un papel fundamental en la transición hacia la movilidad eléctrica; no obstante, este avance se enfrenta a desafíos significativos. El aumento en la demanda de carga para VE plantea una serie de obstáculos técnicos como la capacidad y velocidad de carga. La interoperabilidad de los sistemas se presenta como un elemento esencial para garantizar la eficiencia de esta infraestructura. C. Rodríguez y otros [28], abordan la cuestión de la interoperabilidad con la red eléctrica en la actualidad, no se tiene una respuesta concreta respecto a cuándo y cómo integrar la tecnología vehículo conectado a la red (V2G). La cual permite comunicarse con la red eléctrica e incluso devolver la electricidad a la red en caso de apagón, debido a que depende de una serie de parámetros clave, como la capacidad disponible en el sistema de distribución, la implementación de SGDA, entre otros.

La masificación de VE genera un aumento en la demanda del sistema eléctrico [29], si bien los VE representan un aumento en la carga, la energía que almacenan podría resultar de gran utilidad. Hacia finales de 2020 se contaba con 10 millones de VE a nivel mundial, lo que se traduce en una capacidad de energía instalada de 296 GWh en baterías de Ion-Litio [30]. La energía nominal disponible en las baterías de los VE, más la energía en flotas de buses eléctricos alcanza los 394 GWh. E. Bravo [31], analiza el consumo energético diario durante la etapa de pruebas del sistema tranviario de Cuenca, se evidencia un comportamiento regular alcanzando los 5,86 MWh, el cual representa apenas el 0.0015% de la energía nominal en baterías de VE y buses eléctricos.

Cervantes y Prado [32], hablan sobre el desarrollo de software que administre y controle el suministro de energía, el cobro de las electrolinerías constituye el principal desafío ya que localmente no existe un proveedor que haya desarrollado una herramienta integral que permita ejecutar eficientemente los procesos. Otras electrolinerías tienen un sistema de recarga por tarjetas que permite a los clientes cargar la batería de sus vehículos en el mismo lugar donde pagan por el servicio, con forma de pago en efectivo, haciendo convencionalmente filas para esperar turno de carga [32].

La implementación de electrolinerías mediante la integración de tecnologías de energía renovable y almacenamiento de energía garantizara un suministro continuo y sostenible incluso en época de apagones. Un reto futuro es elaborar estrategias para gestionar la demanda de manera eficiente, especialmente durante periodos de alta demanda, con el objetivo de prevenir congestiones en las electrolinerías.

## 2. Materiales y Métodos

Este artículo analiza el parqueadero de la Universidad Politécnica Salesiana como potencial lugar de carga, este sitio proporciona condiciones de uso, tales como frecuencia, duración y disponibilidad, entre otros, con el propósito de conocer la demanda de energía al introducir VEs en distintos escenarios. Para estimar la demanda de energía de los vehículos se recurrió a la base de datos almacenada por el sistema de control de acceso y salida de la universidad durante un período de dos semanas laborables. Se analizan los datos previos en los horarios establecidos por el pliego tarifario que son de 08h00-18h00,



18h00-22h00 y 22h00-08h00 [18]. En el horario de 22h00-08h00 solo se considera entre 06h00 a 08h00, debido que en las noches y madrugadas permanece desocupado.

Para determinar el recorrido de los vehículos que ingresan al parqueadero del campus, y establecer la autonomía en un escenario en el que estos sustituyan a los vehículos de combustión, se realizó una encuesta. La encuesta tiene como objetivo determinar el promedio de kilometraje recorrido por vehículos de los usuarios del parqueadero en el campus universitario durante una semana. A partir de los datos registrados por el control de acceso y salida, se ha determinado que 348 usuarios ingresan al día, y en promedio un usuario recorre 274 kilómetros a la semana y realiza 2 ingresos diarios como se muestra en la Figura 1.

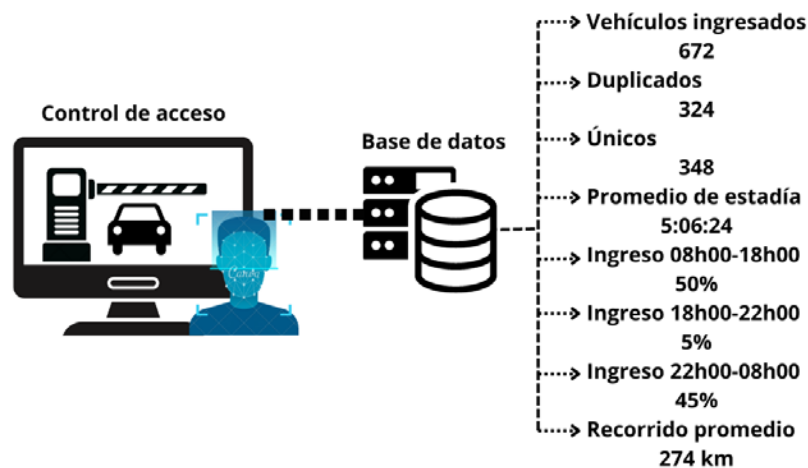


Figura 1. Proceso de datos.

Para abordar de manera comprensiva la demanda eléctrica por las nuevas cargas planteadas, se analiza distintos escenarios de penetración de VE. La evaluación se llevará a cabo con los datos del promedio único de vehículos ingresados que se muestran en la Figura 1. Se analiza para diferentes escenarios en que el 10%, 20%, y 30% de los vehículos en el parqueadero sean eléctricos como se muestra en la Figura 2.

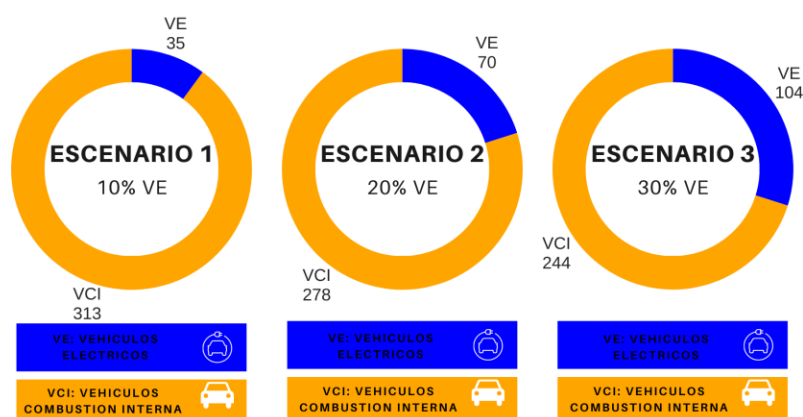


Figura 2. Escenarios de penetración de vehículos eléctricos.

### 2.1. Estimación de la demanda de energía.

Para la estimación de la demanda, se seleccionaron dos de los VE más destacados en el mercado ecuatoriano [33], el vehículo eléctrico KIA Soul EV y Nissan Leaf, sus precios varían entre los \$ 30.000 hasta \$ 35.000. A continuación, en la Tabla 2 se presenta información de las especificaciones eléctricas de carga de los vehículos analizados.

**Tabla 2.** Especificaciones de carga de los VEs.

Tipo de vehículo	Kia Soul EV	Nissan Leaf
<b>Tipo de carga</b>		
<b>Carga CA</b>		
Puerto de carga	Tipo 2	Tipo 2
Máx. potencia de salida de CA	7.2 kW	6.6 kW
Tiempo de carga	10h 30m	10h 45m
<b>Tipo de carga</b>		
<b>Carga CC</b>		
Puerto de carga rápida	CCS	CHAdEMO
Máx. potencia de carga CC	77 kW	100 kW
Tiempo de carga	44 m	37 m
Autonomía	276 km	280 km

Según la Tabla 2, el Kia Soul y el Nissan Leaf tienen autonomías de 276 km y 280 km respectivamente. Dado que el promedio de recorrido de un vehículo es de 274 km/semana, se deduce que un automóvil requerirá en promedio una carga completa a la semana. El consumo energético para cargar VE varía dependiendo del modelo del vehículo y del tipo de cargador utilizado.

Para determinar la cantidad óptima de puntos de carga necesarios para abastecer de energía eléctrica, se ha elaborado una planificación para la carga de VE como se evidencia en la Tabla 3. Cada vehículo requiere una potencia de carga de 77 kW y 100 kW, con un tiempo promedio de 0,5 y 0,7 horas, respectivamente, según la Tabla 2.

**Tabla 3.** Planificación para la carga de VE.

Escenario 1				Escenario 2				Escenario 3			
1 CCS		1 CHAdEMO		2 CCS		2 CHAdEMO		2 CCS		3 CHAdEMO	
4 VE	2,8 h	4 VE	2 h	8 VE	2,8 h	8 VE	2 h	8 VE	2,8 h	12 VE	2 h
4 VE	2,8 h	4 VE	2 h	8 VE	2,8 h	8 VE	2 h	8 VE	2,8 h	12 VE	2 h
4 VE	2,8 h	4 VE	2 h	8 VE	2,8 h	8 VE	2 h	8 VE	2,8 h	12 VE	2 h
4 VE	2,8 h	4 VE	2 h	8 VE	2,8 h	8 VE	2 h	8 VE	2,8 h	12 VE	2 h
4 VE	2,8 h	4 VE	2 h	8 VE	2,8 h	8 VE	2 h	8 VE	2,8 h	12 VE	2 h
<b>20 VE</b>	<b>14 h</b>	<b>20 VE</b>	<b>10 h</b>	<b>40 VE</b>	<b>14 h</b>	<b>40 VE</b>	<b>10 h</b>	<b>40 VE</b>	<b>14 h</b>	<b>60 VE</b>	<b>10 h</b>

En la Tabla 3, se observó que, para un 10% de VEs, se recomienda contar con dos puntos de recarga. Para un 20% de VEs, la sugerencia es instalar cuatro puntos de carga, y para un 30%, se aconseja una electrolinera con cinco puntos de recarga. Los tiempos de carga para los escenarios propuestos varían entre 10 y 14 horas dependiendo del tipo de cargador utilizado, y es importante destacar que estos tiempos se encuentran dentro del límite de tiempo durante el cual el parqueadero del campus universitario permanece abierto.

Para calcular la demanda de energía eléctrica se utilizó la Ecuación (1). Para el cálculo en el caso del escenario 1, se emplea 2 tipos de cargadores para el Kia Soul (CCS) de 77 kW y para el Nissan Leaf (CHAdEMO) de 100 kW. En el escenario 2, se emplea 4 tipos de cargadores, 2 para el Kia Soul (CCS) de 77 kW y 2 para el Nissan Leaf (CHAdEMO) de 100 kW. En el escenario 3, se emplea 5 tipos de cargadores, 2 para el Kia Soul (CCS) de 77 kW y 3 para el Nissan Leaf (CHAdEMO) de 100 kW. Considerando una carga rápida entre 0,5

y 0,7 h respectivamente para los tres escenarios, además se considera como medida de mantenimiento cargar hasta el 80 % de su capacidad para alargar el ciclo de vida útil de las baterías. En la Figura 3 (a), se presenta la demanda de energía semanal y en la Figura 3 (b), la demanda de energía mensual.

$$E = P(\text{Wattios}) \cdot t(\text{horas}) \quad (1)$$

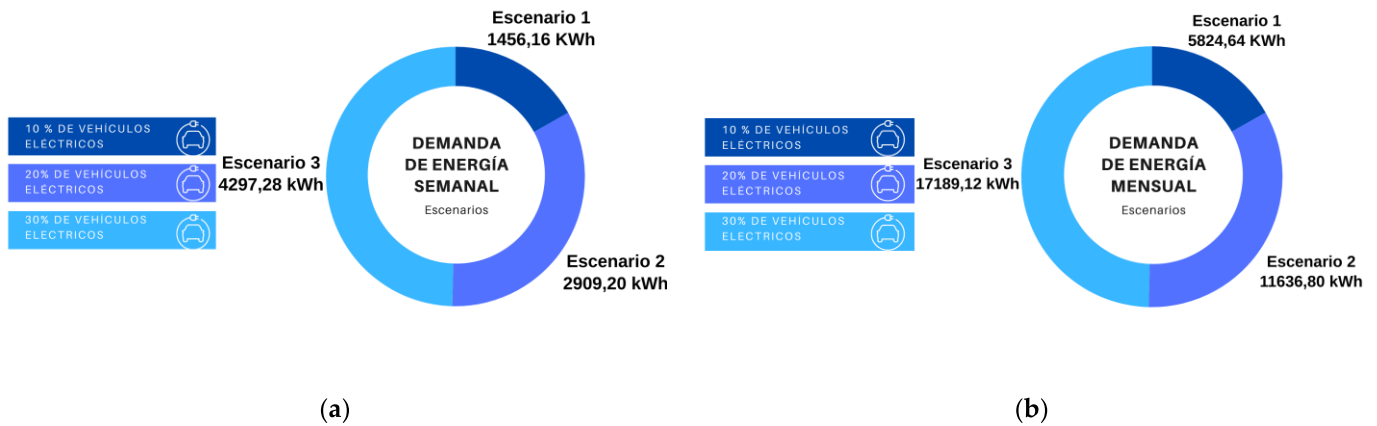


Figure 3. (a) Demanda de energía semanal; (b) Demanda de energía mensual.

Considerando los resultados, se realizó una comparación con otros estudios del consumo de energía eléctrica que requiere un vehículo eléctrico en un recorrido de 100 km para cada modelo. En la Tabla 4 se puede observar que los resultados obtenidos varían levemente, los cuales se atribuyen al año del modelo y a su autonomía.

Table 4. Comparación el consumo de energía eléctrica.

Estudio	Año	Modelo	Consumo [kWh/100 km]
[34]	2020	Nissan Leaf	15,86
Autores	2023	Nissan Leaf	14,28
[35]	2020	Kia Soul EV	13,26
Autores	2023	Kia Soul EV	15,62

Según la evaluación del consumo energético semanal necesario para la incorporación del 10% de VE (35 unidades) para una autonomía de 274 km. En investigaciones previas [33,34], se registró un consumo de 1392,74 kWh/semana, en contraste con los resultados de la presente investigación revelan un incremento del 4,55% en el consumo, alcanzando un total de 1456,16 kWh/semana, considerando que la recarga de estos vehículos se realizará exclusivamente en el campus.

## 2.2. Sistema fotovoltaico.

Para calcular la potencia requerida por el sistema FV, se empleará la ecuación derivada del factor de planta. Este factor se calcula como la relación entre la energía total producida durante un período de tiempo específico y la energía que podría haberse generado a la capacidad máxima durante el mismo período. A partir de la ecuación del factor de planta se despeja la potencia como se tiene la Ecuación (2).

$$\text{Potencia} = \frac{\text{Energía}}{F_p \cdot 8760 \text{ h}} \quad (2)$$

Para el cálculo se tiene en cuenta el factor de planta del estudio [36], el cual es de 16,55%, este factor se aplica a la demanda de energía mensual previamente calculada. A continuación, se realiza el cálculo de la potencia requerida para los tres escenarios:

$$P_{Escenario1} = \frac{5824,64 \cdot 12}{0,1655 \cdot 8760} = 48,211 \text{ kW}$$

$$P_{Escenario2} = \frac{11636,80 \cdot 12}{0,1655 \cdot 8760} = 96,319 \text{ kW}$$

$$P_{Escenario3} = \frac{17189,12 \cdot 12}{0,1655 \cdot 8760} = 142,276 \text{ kW}$$

### 2.3. Determinación del potencial solar.

Para ofrecer una perspectiva concreta, se recopilan los niveles de irradiación solar global y difusa que inciden en Cuenca. Estos datos han sido obtenidos a través de Meteo-norm 8.1 (2016-2021) del software PVsyst. En la Figura 4 (a), se presenta un resumen detallado de los parámetros de irradiación, en la Figura 4 (b), se presenta un mapa de calor que ilustran los patrones de comportamiento de la irradiancia promedio por hora durante el mes.

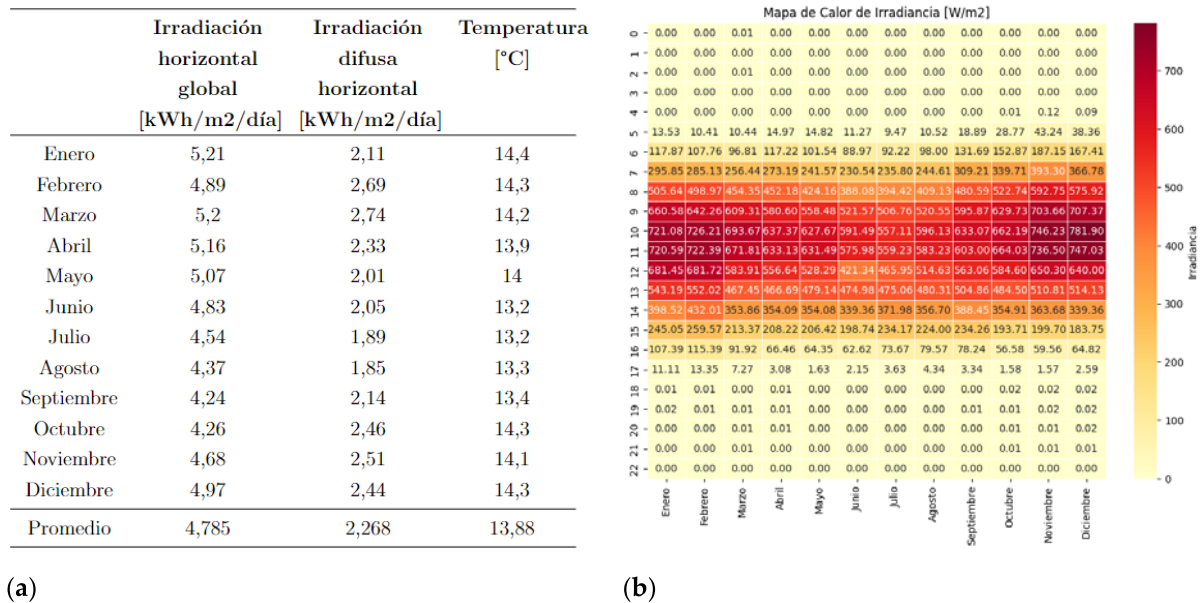


Figure 4. (a) Parámetros de irradiación obtenidos de PVsyst; (b) Irradiancia promedio por hora durante el mes.

### 2.3. Factores por considerar para el sistema fotovoltaico.

Para el número mínimo y máximo de módulos en serie del sistema FV, se utiliza la Ecuación (3) y la Ecuación (4). El número mínimo en serie está vinculado a la relación entre el voltaje mínimo DC del inversor y el punto de máxima potencia  $V_{mp}$  del módulo. Mientras que el número máximo en serie se relaciona con el voltaje máximo DC del inversor y el voltaje de circuito abierto  $V_{oc}$  del módulo.

$$N_{MSmin} \geq \frac{V_{min DC}}{V_{mp}} \quad (3)$$

$$N_{MSmax} \leq \frac{V_{max DC}}{V_{oc}} \quad (4)$$

El número de cadenas en paralelo se determina con la Ecuación (5), la cual se calcula a partir de la relación entre la potencia pico del inversor y el número de módulos en serie multiplicado por la potencia del módulo. Con este resultado, se puede obtener el número total de módulos con la Ecuación (6).

$$N_{CP} \approx \frac{P_{pk}}{N_{MS} \cdot P_{mod}} \quad (5)$$

$$N_{TM} = N_{MS} \cdot N_{CP} \quad (6)$$

Además, el voltaje en el punto de máxima potencia (MPP) a la salida de la cadena se determina utilizando la Ecuación (7). Para la potencia de pico del campo FV se determina mediante la Ecuación (8).

$$V_{MMP} = V_{MPP \text{ mod}} \cdot N_{MS} \quad (7)$$

$$P_{pk} = N_{TM} \cdot P_{mod} \quad (8)$$

El voltaje de entrada en DC del sistema FV varía con la temperatura de funcionamiento de los módulos FV. La Ecuación (9) [37], modela cómo la temperatura influye en el voltaje de circuito abierto. A medida que la temperatura aumenta o disminuye con respecto a la temperatura en condiciones estándar, el voltaje de circuito abierto experimenta cambios proporcionales.

$$V_{oc}(T) = V_{oc_{stc}} - N_S \cdot \beta \cdot (25 - T_{mod}) \quad (9)$$

Donde

$V_{oc}$ : Voltaje de circuito abierto,

$V_{oc_{stc}}$ : Voltaje de circuito abierto en condiciones estándar,

$N_S$ : Numero de módulos en la cadena,

$\beta$ : Coeficiente de variación de voltaje con la temperatura,

$T_{mod}$ : Temperatura del módulo.

Considerando las condiciones climáticas de Cuenca, donde la temperatura ambiente mínima y máxima para los módulos oscilan entre 7,6 °C y 17,6 °C [38]. Las condiciones para garantizar la correcta disposición del sistema FV. En primer lugar, deberá cumplir la condición A, donde se verifica que el voltaje sin carga en la salida de cada cadena a temperatura mínima (7,6 °C) sea menor o igual al voltaje máximo que el inversor puede soportar, como se expresa en la Inecuación (10).

$$V_{oc_{max}} \leq V_{max} \quad (10)$$

Dado que el voltaje a la salida de los módulos está en función de la temperatura, es necesario verificar que bajo las condiciones de servicio previstas (7,6 °C y 17,6 °C) el inversor funcione dentro del rango de voltaje declarado. Por ende, se requiere cumplir la condición B mediante la Inecuación (11) y la condición C a través de la Inecuación (12) que se muestran a continuación.

$$V_{min} \geq V_{MPPT \text{ min}} \quad (11)$$

$$V_{max} \leq V_{MPPT\ max} \quad (12)$$

Adicionalmente al cumplimiento de las tres condiciones referente al voltaje, la corriente máxima de cortocircuito total de las cadenas del generador FV funcionando en el punto de máxima potencia no debe ser superior a la corriente máxima soportada por el inversor. Así, para la condición D se debe cumplir con la Inecuación (13).

$$I_{max\ stc} \leq I_{max\ inversor} \quad (13)$$

Para que la conexión del inversor-cadena sea correcta, es necesario verificar si el voltaje sin carga al final de la cadena es menor que el voltaje de entrada máximo admitido por el inversor. Además, el voltaje mínimo de la cadena MPP no debe ser menor que el voltaje mínimo MPPT del inversor, y el voltaje máximo de la cadena MPP no debe ser mayor que el voltaje máximo MPPT del inversor.

#### 2.4. Capacidad de almacenamiento en baterías

La capacidad de almacenamiento necesaria para el sistema se determina a partir de la evaluación de la demanda energética, el voltaje del sistema, los días de autonomía y la profundidad de descarga. Además, el valor máximo para la capacidad de las baterías se determina eligiendo el valor más alto entre la capacidad nominal diaria y la capacidad nominal estacional.

Para calcular la capacidad nominal diaria y estacional de almacenamiento de la batería necesaria para el sistema fotovoltaico se utiliza la Ecuación (14). El ciclo de máxima profundidad de descarga diaria está en 15% mientras que para la profundidad de descarga estacional se utiliza 70% [39]. La capacidad de almacenamiento, para el caso del ciclo estacional, el rango máximo de días que puede descargarse una batería sin recibir irradiación solar es de 3-10 días [40].

$$C_B = \frac{D_E \cdot D_A}{V_S \cdot P_D} \quad (14)$$

Donde

$C_B$ : Capacidad de la batería [Ah],

$D_E$ : Demanda energética[kWh/día],

$D_A$ : Días de autonomía,

$V_S$ : Voltaje del sistema [V],

$P_D$ : Profundidad de descarga.

El modelo por utilizar es una batería de 880,6V-296,40 Ah. Luego se debe determinar el número de baterías que se deberá utilizar para suplir con la demanda de energía, para ello se utiliza la Ecuación (15).

$$N_B = \frac{C_B}{E_B} \quad (15)$$

Donde

$N_B$ : Numero de baterías,

$E_B$ : Energía de la batería [Ah],

### 3. Resultados

### 3.1. Simulación del sistema

Para la simulación de la generación de energía solar fotovoltaica, se llevó a cabo en PVsyst. Se introduce el número de paneles solares en serie, la cantidad de cadenas y el número de inversores, siguiendo las especificaciones establecidas en la Tabla 5, que resume la configuración serie-paralelo de los módulos fotovoltaicos para los tres escenarios establecidos.

**Tabla 5.** Configuración serie-paralelo

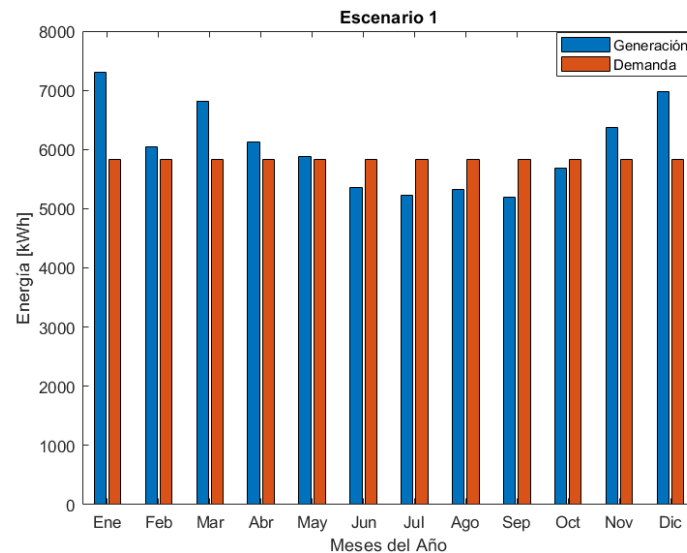
GFV	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Potencia del módulo [W]	450	450	450
Numero de módulos en serie	18	18	16
Cadenas en paralelo por inversor	3	4	4
Numero de inversores	2	3	5
Número total de módulos	108	216	320
Potencia pico del sistema [W]	48600	97200	144000
Área total de los módulos [ $m^2$ ]	234,74	469,47	695,52

A continuación, se presentan los resultados de la simulación con almacenamiento y sin almacenamiento en baterías para los tres escenarios estudiados.

#### 3.1.1. Escenario con el 10% de VE

- **Sistema sin almacenamiento en baterías**

El escenario en el que se contempla la incorporación del 10% de VE, la Figura 5 presenta los resultados energéticos correspondientes. Para el sistema FV se utiliza 2 inversores de 30 kW, 108 paneles solares de 450 Wp los mismo que están configurados 18 módulos en serie y 3 en paralelo. Para la electrolinera se utiliza un conector CC2 de 77 kW y uno CHAdEMO de 100 kW.



**Figura 5.** Generación y demanda del sistema para 10% VE

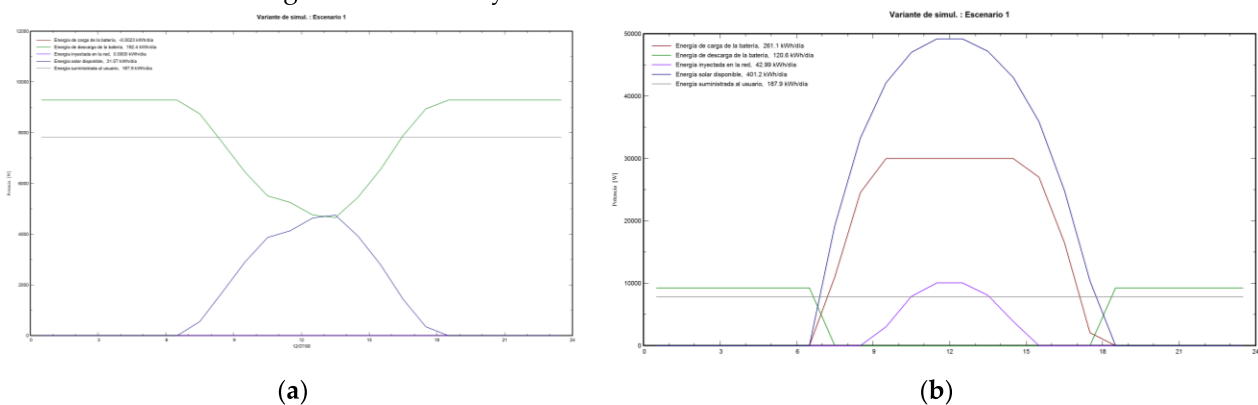
Se puede observar que el sistema FV abastecerá de energía eléctrica, salvo en meses de junio 5355 kWh, julio 5222 kWh, agosto 5327 kWh, septiembre 5196 kWh y octubre 5693 kWh, donde la generación está por debajo de la demanda 5824,64 kWh. Cabe recalcar que se considera el balance energético que donde existan situaciones en las que la generación del sistema FV es inferior a la demanda, la distribuidora verificara si el consumidor cuenta con un saldo acumulado de energía a su favor. Si es así, se procederá a debitar parcial o

totalmente dicho saldo para cubrir la energía correspondiente al mes en el que se excede la demanda.

- **Sistema con almacenamiento en baterías**

Según la energía producida por el sistema fotovoltaico de 48,6 kWp y la demanda energética que tiene que suplir de 291,232 kWh/día. Se considera trabajar con una capacidad nominal estacional de 2698,09 Ah, la conexión de las baterías se realiza en paralelo, logrando así una capacidad de 719,6V-2698,09 Ah.

Considerar el almacenamiento en baterías proporciona servicios de respuesta rápida para estabilizar la red eléctrica, mejorando la calidad y la confiabilidad del suministro de energía. A continuación, se muestra los resultados obtenidos utilizando almacenamiento en baterías, en la Figura 6(a) se muestra el perfil diario cuando la generación solar es mínima, en la Figura 6(b) se muestra el perfil diario cuando la generación solar es máxima. Además, en la Figura 6(b) se puede observar que debido a la generación máxima la energía excedida se inyecta a la red.

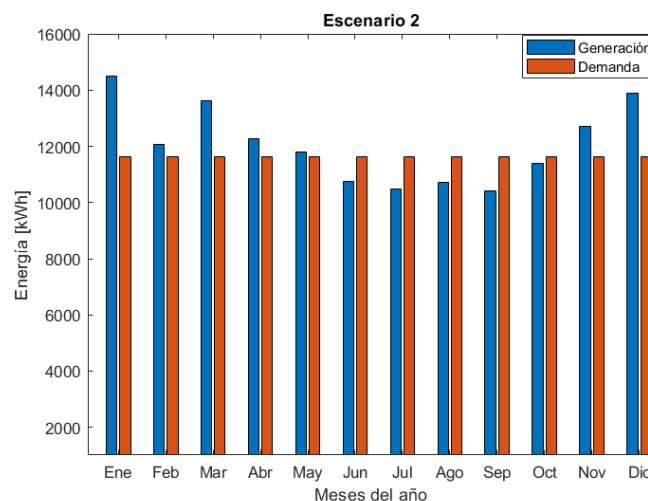


**Figure 6.** (a) Perfiles diarios cuando la generación es mínima (Escenario 10% VE); (b) Perfiles diarios cuando la generación es máxima (Escenario 10% VE).

### 3.1.2. Escenario con el 20% de VE

- **Sistema sin almacenamiento en baterías**

Para el caso en el cual se plantea una inserción del 20% de VE, la Figura 7 muestra los resultados energéticos. Para el sistema FV se utiliza 3 inversores de 30 kW, 216 módulos de 450 Wp los mismo que están configurados 18 módulos en serie y 4 en paralelo. Para la electrolinera se utiliza dos conectores CC2 de 77 kW y dos CHAdeMO de 100 kW.



**Figura 7.** Generación y demanda del sistema para 20% VE

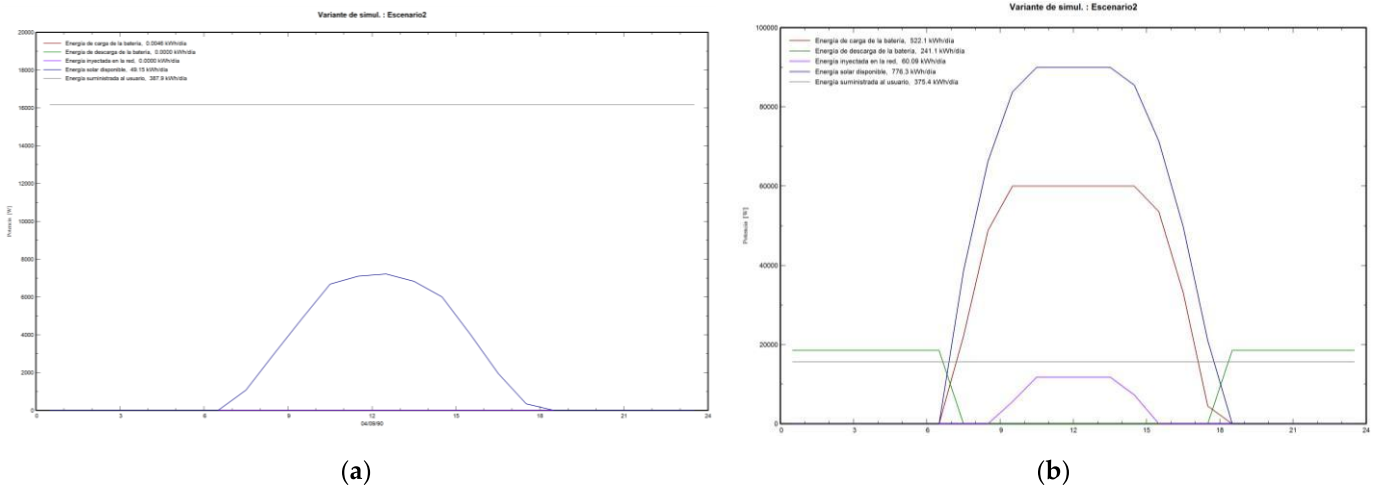


A medida que aumenta el porcentaje de VE al 20% requiere más capacidad generación. El sistema FV dimensionado demuestra ser capaz de satisfacer la demanda energética de manera eficiente, salvo durante los meses de baja irradiación, donde experimenta una disminución en su rendimiento (junio 10.755 kWh, julio 10.499 kWh, agosto 10.710 kWh, septiembre 10.434 kWh y octubre 11.392 kWh), donde la generación está por debajo de la demanda 11.636,80 kWh.

- **Sistema con almacenamiento en baterías**

Según la energía producida por el sistema fotovoltaico de 97,2 kWp y la demanda energética que tiene que suplir de 581,84 kWh/día. Se considera trabajar con una capacidad nominal estacional de 5390,40 Ah, la conexión de las baterías se realiza en paralelo, logrando así una capacidad de 719,6V-5034,14 Ah.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos mediante el uso de almacenamiento en baterías. La Figura 8(a) ilustra el perfil diario cuando la generación solar es mínima, mientras que la Figura 8(b) muestra el perfil diario durante la generación solar máxima.

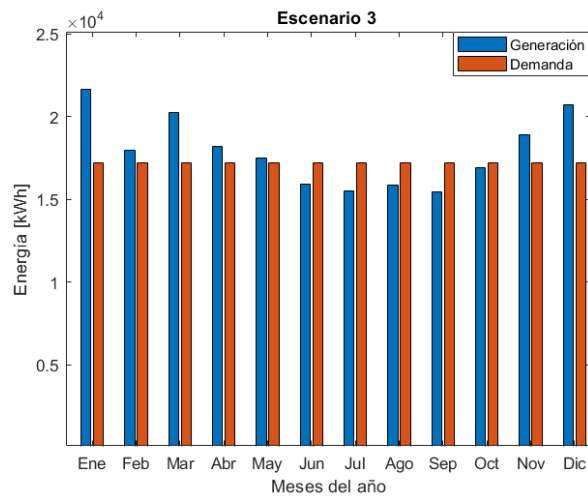


**Figure 8.** (a) Perfiles diarios cuando la generación es mínima (Escenario 20% VE); (b) Perfiles diarios cuando la generación es máxima (Escenario 20% VE).

### 3.1.3. Escenario con el 30% de VE

- **Sistema sin almacenamiento en baterías**

Para el caso en el cual se plantea una inserción del 30% de VE, la Figura 9 muestra los resultados energéticos. Para el sistema FV se utiliza 5 inversores de 30 kW los mismo que están configurados 16 módulos en serie y 4 en paralelo. Para la electrolinera se utiliza dos conectores CC2 de 77 kW y tres CHAdeMO de 100 kW.



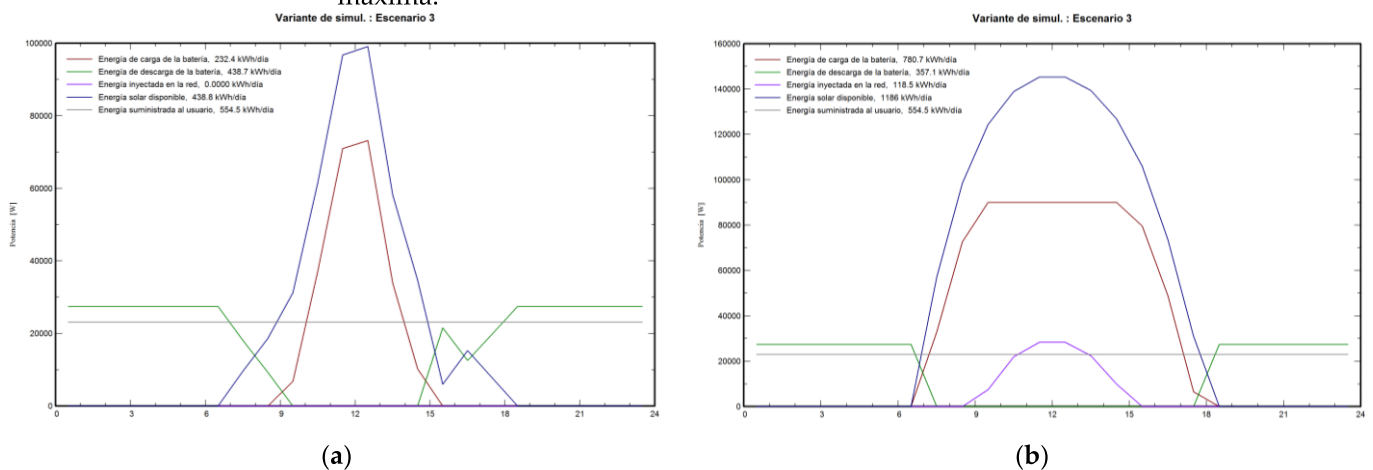
**Figura 9.** Generación y demanda del sistema para 30% VE

El sistema FV dimensionado muestra eficacia en la satisfacción de la demanda energética, salvo en los meses de menor irradiación, donde se observa una reducción en su rendimiento (junio: 15.916 kWh, julio: 15.529 kWh, agosto: 15.842 kWh, septiembre: 15.445 kWh y octubre: 16.920 kWh), donde la generación está por debajo de la demanda 17.189,12 kWh.

- **Sistema con almacenamiento en baterías**

Según la energía producida por el sistema fotovoltaico de 144 kWp y la demanda energética que tiene que suplir de 859,456 kWh/día. Se considera trabajar con una capacidad nominal estacional de 7962,34 Ah, la conexión de las baterías se realiza en paralelo, logrando así una capacidad de 719,6V-7962,34 Ah.

De igual modo que en los resultados anteriores, el uso de almacenamiento en baterías será de gran utilidad en situaciones en las que la generación este por debajo de la demanda. A continuación, se presentan los resultados obtenidos mediante el uso de almacenamiento en baterías. La Figura 10(a) ilustra el perfil diario cuando la generación solar es mínima, mientras que la Figura 10(b) muestra el perfil diario durante la generación solar máxima.



**Figure 10.** (a) Perfiles diarios cuando la generación es mínima (Escenario 30% VE); (b) Perfiles diarios cuando la generación es máxima (Escenario 30% VE).

### 3.2. Análisis económico

Se realiza un análisis económico para evaluar la viabilidad del proyecto para los tres escenarios estudiados. Se considera parámetros como costo de operación, mantenimiento, y la inversión para el desarrollo de esta investigación. El análisis se realiza para almacenamiento con baterías y sin considerar baterías.

### 3.2.1. Análisis económico del sistema sin considerar almacenamiento en baterías.

Para esta evaluación se realiza un flujo de caja el constituye una representación de las entradas y salidas financieras, para la evaluación de viabilidad de un proyecto. La evaluación del flujo de caja se realiza para tres escenarios distintos durante un periodo de 25 años, que es la vida útil establecida para un sistema FV según la regulación Nro. AR-CERNR-008/23 [33]. Durante este análisis, se incluyen indicadores financieros clave como la TIR (Tasa Interna de Retorno) el VAN (Valor Actual Neto) y el Pay-Back. El Valor Actual Neto (VAN), permite calcular el valor actual de un determinado número de flujos de caja futuros originados por una inversión [70]. Según la regla de decisión asociada al VAN, se acepta si el VAN es mayor que cero ( $> 0$ ) y se rechaza si el VAN es menor que cero ( $< 0$ ). Por otro lado, la tasa interna de retorno (TIR) se define como aquella tasa que descuenta el valor de los futuros ingresos netos esperados igualándolos con el desembolso inicial de la inversión. Mientras tanto, el Pay-Back representa el periodo de tiempo necesario para recuperar la inversión inicial.

En la Tabla 6 se presenta un resumen de Los resultados del flujo de caja para cada uno de los tres escenarios. Para este análisis, el VAN es positivo y el TIR es mayor que cero en los tres escenarios, lo que indica que el proyecto es aceptable desde el punto de vista financiero.

**Tabla 6.** Resultados flujo de caja

Escenarios	Inversión	O&M	VAN	TIR	Total ahorro neto en 25 años
Escenario 1	\$ 76.668,26	\$ 920,02	\$ 32.264,70	9,18%	\$110.127,48
Escenario 2	\$ 149.438,91	\$ 1.793,27	\$ 67.134,00	9,43%	\$222.463,82
Escenario 3	\$ 224.902,63	\$ 2.698,83	\$84.741,74	8,79%	\$304.833,77

### 3.2.1. Análisis económico del sistema considerando almacenamiento en baterías.

En este análisis, se introduce un nuevo valor para la inversión total debido al aumento en el número de bacterias. Además, se incluyen los costos de operación y mantenimiento, previamente calculados. Posteriormente, se lleva a cabo el análisis del flujo de caja para los tres escenarios. En la Tabla 7, se proporciona un resumen de los resultados del flujo de caja para el sistema FV con almacenamiento en baterías.

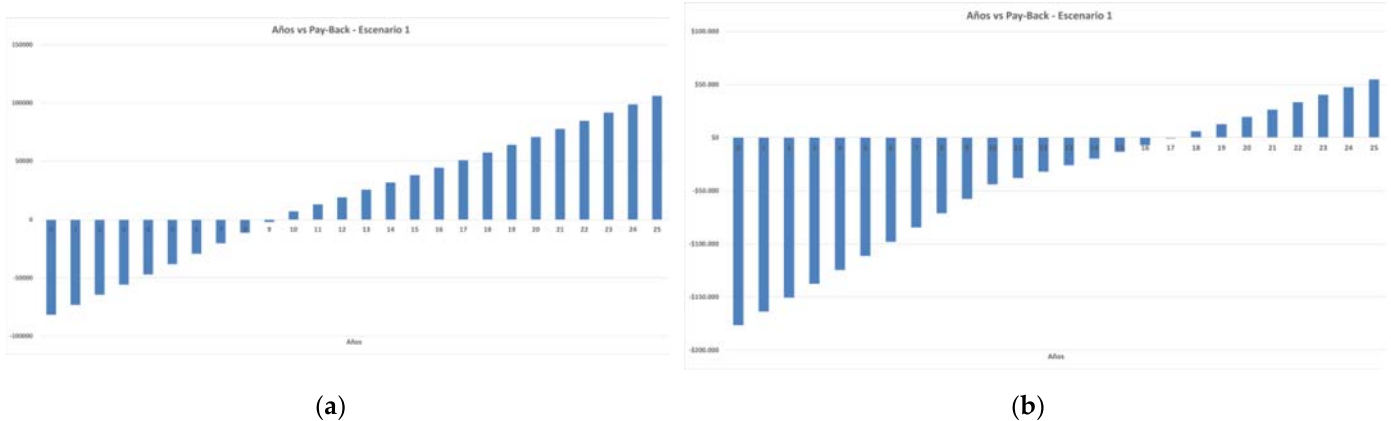
**Tabla 7.** Resultados flujo de caja

Escenarios	Inversión	O&M	VAN	TIR	Total ahorro neto en 25 años
Escenario 1	\$ 174.470,95	\$ 2.093,65	-\$ 33.083,78	2,65%	\$ 54.700,74
Escenario 2	\$ 345.044,29	\$ 4.140,53	-\$ 63.563,31	2,72%	\$111.610,33
Escenario 3	\$ 518.310,71	\$ 6.219,73	-\$ 98.934,56	2,63%	\$ 161.305,68

El Valor Actual Neto (VAN) refleja un resultado negativo en los tres escenarios analizados, indicando que no se cumple con la regla del VAN. En consecuencia, desde la perspectiva financiera, se considera que este proyecto no es viable. La Tasa Interna de Retorno (TIR) supera el 0% en todos los escenarios evaluados indicando que la rentabilidad es limitada.

### 3.2.3. Comparación del retorno de inversión.

Para poner en perspectiva los análisis realizados anteriormente se realiza una comparación del retorno de inversión para el escenario 1. A continuación en la Figura 11(a) se presenta el retorno de la inversión para el escenario 1, y en la Figura 11(b) se presenta el retorno de la inversión para el escenario 1 considerando almacenamiento en baterías.



**Figure 11.** (a) Retorno de la inversión para el escenario 1; (b) Retorno de la inversión para el escenario 1 con almacenamiento en baterías.

Observando las imágenes presentadas anteriormente, el retorno de inversión para una electrolinera con sistema FV sin almacenamiento en baterías para el escenario 1 puede resultar de interés. El retorno de inversión es a partir del noveno año, donde los beneficios económicos superan las inversiones iniciales. En contraste, en el caso de una electrolinera con sistema FV con almacenamiento en baterías, en lo que respecta al retorno de inversión, es notable se necesitan al menos 17 años para recuperar la inversión. Este periodo de recuperación de la inversión es muy alto, considerando que la vida útil de un proyecto FV es de 25 años. Este análisis es aplicable a los tres escenarios estudiados, ya que el aumento de potencia conlleva un aumento proporcional en los costos de inversión.

## 4. Discusión

Con el propósito de llevar a cabo el presente análisis, se ha determinado el consumo energético específico para la electrolinera. Para evaluar dicho consumo, se llevó a cabo una encuesta donde se recopilaban datos sobre el kilometraje actual de los usuarios, y posteriormente, tras una semana de seguimiento, se registraron las distancias recorridas por los usuarios. Según los resultados, se determinó que, en promedio, un vehículo recorre 274 kilómetros semanalmente, equivalente a 39,14 kilómetros diarios lo que significa un consumo de 6,16 kWh. En [41], se establece que los vehículos recorren, en promedio, entre 10 y 50 kilómetros diarios en la ciudad de Cuenca. El consumo energético se determina a partir de patrones de carga y reabastecimiento de combustible por parte de usuarios que poseen vehículos de combustión interna.

En [35], se evalúa el consumo de una compañía de taxis en la ciudad de Loja (Electric Loja Ecolosur S.A. "Ecotaxi"), la cual consta de 51 taxis, 35 de la marca BYD E5 y 16 de la marca Kia soul EV. Según el estudio indica que un vehículo de la marca Kia soul EV consume 13,26 [kWh/100km]. En contraste, para este proyecto, se realizó el análisis del consumo de energía eléctrica que requiere el vehículo Kia soul EV, el cual se basó en recorrido promedio de los usuarios. Para el estudio se consideró la autonomía y las características eléctricas, este vehículo presenta un consumo de 15,73 [kWh/100km]. Además, en [8], proporciona información sobre la eficiencia de los VE en la región central y sur de China, los VE en esa región tienen un consumo energético de 16 [kWh/100km]. Esta variación puede

deberse a diferencias en las condiciones de conducción, los hábitos de los usuarios, el relieve o las metodologías empleadas en cada estudio.

En [35], el consumo energético diario durante la etapa de pruebas del sistema tranviario de Cuenca alcanza los 5,86 MWh para las 14 unidades que tienen una capacidad para 300 pasajeros. En este estudio si se considera una inserción del 10% de vehículos (35 unidades) la energía requerida semanalmente será de 1456,16 kWh, para el 20% de vehículos (70 unidades) la energía requerida es de 2909,20 kWh y para el 30% de vehículos (104 unidades) la energía requerida será de 4297,28 kWh. Esta comparación proporciona una perspectiva útil sobre la escala y la demanda de energía para diferentes infraestructuras de transporte a tracción eléctrica y cómo se relacionan con las necesidades de carga de VE en el mismo entorno urbano. Además, resalta la importancia de considerar las capacidades y requerimientos energéticos al planificar la infraestructura de transporte y la adopción de VE en áreas urbanas.

En [42], realiza un estudio de costos del kWh por país y determinó que Chile es el país con menor costo para la carga de VE, dado que dispone de una gran cantidad de energía proveniente de fuentes hidroeléctricas, geotérmicas y solares, donde el costo es de \$0,071 por kWh, donde la recarga completa asciende a \$7,35. En Ecuador según el pliego tarifario para los proveedores del servicio de carga a VE [43], el límite máximo del costo del servicio de carga es de \$0,1994 por kWh, donde la recarga completa para el Kia Soul EV alcanza un total de \$10,74 USD y para el Nissan Leaf la recarga completa llega a un total de \$9,74. El ahorro mensual generado por el sistema FV para los tres escenarios propuestos sería de \$1.161,43; \$2.320,17; \$3.427,50 respectivamente.

Para el sistema FV, los elementos se seleccionaron a partir de la potencia requerida por el sistema, la cual fue calculada en base a la energía consumida por los vehículos en distintos escenarios. En el primer escenario se considera una inserción del 10% de vehículos (35 unidades), la potencia del sistema será de 48,211 kW, la cual contará con dos puntos de carga. Mientras que en el segundo escenario se considera el 20% (70 unidades), el sistema contara con una potencia nominal de 96,319 kW y contara con 4 puntos de carga. Y, por último, para el tercer escenario se considera el 30% (104 unidades), la potencia nominal del sistema será de 142,276 kW y contará con 5 puntos de carga. Comparando con otras investigaciones, en [25], cuenta con 12 plantas solares con un total de 6228 kW de potencia instalada para cubrir con la demanda de 1894 vehículos con varios puntos de carga ubicados en la red de distribución. Por otro lado, en [44], cuenta con una potencia total de 303 kW, la estación de carga cuenta con 4 cargadores con 3 conectores cada uno. En función de las particularidades de cada entorno local, se deben diseñar estrategias de carga adaptadas para garantizar una respuesta efectiva a las necesidades específicas de movilidad eléctrica.

En el presente estudio, en base a los resultados de generación obtenidos a través de la simulación realizada en PVsyst, ha permitido calcular el factor de planta para los tres escenarios estudiados. Para la simulación considera no solo la potencia requerida del sistema FV, sino también aspectos como la inclinación y orientación de los paneles solares, que influyen significativamente en la cantidad de energía solar captada. En el primer escenario el factor de planta es de 16,98%, para el segundo escenario el factor de planta es de 16,99% y para el tercer escenario el factor de planta es de 17,03%. En comparación al sistema FV de 12,6 kW existente en la Universidad Politécnica Salesiana, que alcanzó un factor de planta del 15,2% en el año 2019 según [45]. Los resultados sugieren que el sistema FV diseñado en este estudio tiene el potencial de ser altamente eficiente y efectivo en la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, lo que respalda su viabilidad como una opción sostenible y rentable para la carga de VE.

En [9], la huella de carbono entre un vehículo con motor de combustión interna (KIA Soul) y otro con motor eléctrico a baterías (KIA Soul EV) en el contexto del panorama energético de Ecuador donde en gran medida depende de la energía hidroeléctrica y del petróleo. Las emisiones de gases de efecto invernadero de un VCI es de 236,16  $gCO_2/km$ , mientras que el VE emite solo 63,14  $gCO_2/km$ . Para este proyecto, considerando una

inserción del 10% de VE (35 VE), la huella de carbono generada es de 220.990  $gCO_2/100km$  en comparación a la huella de carbono para 35 VCI es de 826.560  $gCO_2/100km$ , lo que representa una reducción del 73,3% las emisiones de  $CO_2$ . En comparación con [5], donde se realiza un estudio del sistema de transporte público del Ecuador y los beneficios ambientales ante la migración del 25%, 50% y 100% de autobuses diésel por sistemas de movilidad eléctrica para el 2025, la huella de carbono ante la penetración del 25% de movilidad eléctrica será de 21.370  $tCO_2$  en relación con los 723.783  $tCO_2$  emitidos por el parque de autobuses a diésel, reduciendo en un 97,05%.

Desde una perspectiva económica en [46], considera los costos asociados con la instalación y mantenimiento de un sistema FV, con una inversión de \$ 120.024,72. Mediante la realización de un flujo de caja para 20 años y la evaluación de indicadores económicos, se determinó que el VAN es positivo con un valor de \$ 634.667. Además, el TIR, muestra un retorno de inversión de 21% desde el segundo año estabilizándose a partir del año 15 con 112%, por ello se determinó que el proyecto es viable. En [47], se realiza un estudio económico en el programa HOMER, se consideran dos hipótesis, la primera en la que un empresario se hace cargo de todos los gastos y la segunda en la que los gastos son subvencionados. Cuando no hay subvención, se realiza una inversión inicial de 147.795 euros, lo que da como resultado un Valor Actual Neto (VAN) de € 231.422 euros y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 14,78%. El período de recuperación de la inversión, o Payback, comienza en el séptimo año. Por el contrario, cuando se concede una subvención parcial, la inversión inicial disminuye hasta los 84.688 euros. En esta hipótesis, el VAN aumenta hasta los 294.529 euros, la TIR sube hasta el 31,64% y el Payback se consigue a partir del cuarto año. Los resultados indican que las dos hipótesis son viables, sin embargo, en la segunda hipótesis debido a la subvención, la inversión se recupera en menos años. Mientras que en este proyecto para el análisis económico se realizó para una electrolinera alimentada por energía solar sin considerar el almacenamiento en baterías y considerando las baterías. Se ha llevado a cabo un análisis mediante un flujo de caja para 25 años, considerando indicadores económicos como el VAN, TIR y PayBack. Contemplando el estudio sin almacenamiento en baterías, el primer escenario con una inversión de \$77.588,27 el VAN es de \$32.264,70 con un TIR de 9,18%, en el segundo escenario con una inversión de \$151.232,18 el VAN es de \$67.134,00 con un TIR de 9,43%, y para el tercer escenario con una inversión de \$227.601,46 el VAN es de \$87.741,74 con un TIR de 8,79%, para los tres escenarios el PayBack es a partir del noveno año. Mientras que, al considerar almacenamiento en baterías, en el primer escenario con una inversión de \$176.564,60 el VAN es de -\$33.083,78 con un TIR de 2,65%, en el segundo escenario con una inversión de \$349.184,83 el VAN es de -\$63.563,31 con un TIR de 2,72%, y para el tercer escenario con una inversión de \$524.530,43 el VAN es de \$98.934,56 con un TIR de 2,63%, para los tres escenarios el PayBack es a partir del año 17. Demostrando que el proyecto es viable sin considerar el almacenamiento en baterías.

## 5. Conclusiones

Se abordó la integración de sistemas de generación de energía solar FV y estaciones de carga para VE, explorando diferentes escenarios y considerando la posibilidad de incorporar almacenamiento en baterías. La comprensión del consumo de energía de los VE proporciona una base sólida para la adaptación del sistema a las necesidades específicas del lugar de estudio. Asimismo, la evaluación del potencial solar y de almacenamiento destaca la importancia de un diseño equilibrado para garantizar un suministro de energía fiable y sostenible.

Los sistemas FV demostraron ser eficientes en la generación de energía eléctrica para abastecer estaciones de carga de VE. La simulación reveló variaciones estacionales en la generación solar, destacando la importancia de dimensionar adecuadamente los sistemas para mantener la fiabilidad del suministro de carga, permitiendo gestionar los excedentes de generación y mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico. La inserción de VE afecta

directamente la demanda de energía, siendo esencial considerar este factor en el diseño de sistemas FV para garantizar la capacidad de carga requerida.

Para que los VE contribuyan significativamente a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, es importante que la energía utilizada para recargarlos provenga de fuentes renovables. Si la electricidad proviene de centrales térmicas o fuentes no renovables, se podría neutralizar el impacto ambiental positivo de los VE, ya que seguirían siendo responsables de las emisiones asociadas a la generación de energía. Por lo tanto, es fundamental avanzar hacia una infraestructura de carga alimentada por energías limpias y renovables, garantizando así un transporte más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

En el análisis económico de los tres escenarios planteados, se destaca la viabilidad financiera de implementar sistemas FV para estaciones de carga de VE. La preferencia recae en escenarios sin almacenamiento en baterías, donde la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN) positivos indican un retorno de inversión satisfactorio. Sin embargo, se observa que la introducción de almacenamiento en baterías afecta negativamente la viabilidad económica del proyecto, presentando VAN negativo y periodos de retorno de inversión largos.

Desde una perspectiva económica, el sistema sin almacenamiento en baterías demuestra ser viable, considerando los factores económicos analizados. Sin embargo, se resalta la importancia de un diseño cuidadoso y adaptado a las variaciones estacionales en la generación solar. A pesar de la viabilidad financiera, se debe ponderar la introducción de almacenamiento en baterías, ya que, aunque mejora la estabilidad del sistema, puede tener un impacto negativo en la rentabilidad del proyecto. En última instancia, la implementación exitosa requiere no solo consideraciones económicas, sino también un enfoque integral que abarque aspectos ambientales y sociales para lograr un cambio sostenible en la movilidad eléctrica.

## Referencias

- [1] L. Dormido, I. Garrido, P. L'Hotellerie-Fallois, y J. Santillán, "El cambio climático y la sostenibilidad del crecimiento: iniciativas internacionales y políticas europeas", 2022.
- [2] J. Guamán, M. García, D. Guevara, y A. Ríos, "Evaluación del Impacto Económico en Diferentes Escenarios de Implementación de Tecnologías Eficientes de Calentamiento de Agua en el Ecuador", *Revista Técnica "energía"*, vol. 12, núm. 1, pp. 270–283–270–283, 2016.
- [3] A. Verma y B. Singh, "A Solar PV, BES, Grid and DG Set Based Hybrid Charging Station for Uninterruptible Charging at Minimized Charging Cost", en *2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, 2018, pp. 1–8.
- [4] M. P. Latinoamerica, "China concentra el 65% de estaciones de carga públicas para vehículos eléctricos en el mundo". [En línea]. Disponible en: <https://portalmovilidad.com/china-concentra-el-65-de-estaciones-de-carga-publicas-para-vehiculos-electricos-en-el-mundo/>
- [5] B. Camarillo, "Costa Rica es el cuarto país de Latinoamérica con más puntos de recarga para carros eléctricos". 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.larepublica.net/noticia/costa-rica-es-el-cuarto-pais-de-latinoamerica-con-mas-puntos-de-recarga-para-carros-electricos>
- [6] J. A. Soria Lara y L. M. Valenzuela Montes, "Dimensiones relevantes para la evaluación ambiental proactiva de la movilidad urbana", *Investigaciones geográficas*, núm. 87, pp. 5–24–5–24, 2015.
- [7] I. Kougiyas, A. Nikitas, C. Thiel, y S. Szabó, "Clean energy and transport pathways for islands: A stakeholder analysis using Q method", *Transp Res D Transp Environ*, vol. 78, p. 102180, 2020.

- 
- [8] V. Ferrer Felipe, "Estudio de la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> debido a la sustitución de vehículos de combustión por vehículos eléctricos en la distribución de la última milla de un comercio electrónico al por menor de alimentos", 2020.
- [9] J. Alvarado, R. Fernández, A. Mora, y J. Hernandez-Ambato, "Evaluación de la huella de carbono de vehículos con motor eléctrico y de combustión interna según la matriz energética de Ecuador: Caso de estudio KIA Soul vs KIA Soul EV", 2022.
- [10] M. Messagie, "Life cycle analysis of the climate impact of electric vehicles", *Journal of Life Cycle Assessment*, vol. 2014, p. 14, 2014.
- [11] W. Shen, W. Han, y T. J. Wallington, "Current and future greenhouse gas emissions associated with electricity generation in China: Implications for electric vehicles", *Environ Sci Technol*, vol. 48, núm. 12, pp. 7069–7075–7069–7075, 2014.
- [12] VARUS, "Historial de ventas en Ecuador". 2023. [En línea]. Disponible en: <https://varusecuador.com/estadisticas-historial-de-ventas/>
- [13] J. M. Salmerón Ozores, "Diseño de la instalación eléctrica de una electrolinera". 2012.
- [14] B. Orts Torregrosa, "Modelo de Negocio y Análisis Financiero de la Start-up E-Plug. Tecnología IoT." 2020.
- [15] E. Doroudchi, K. Alanne, Ö. Okur, J. Kyyrã, y M. Lehtonen, "Approaching net zero energy housing through integrated EV", *Sustain Cities Soc*, vol. 38, pp. 534–542–534–542, 2018.
- [16] L. O. de Eficiencia Energética, "Ley Orgánica de Eficiencia Energética", *Recuperado de www.registroficial.gob.ec*, 2019.
- [17] J. Gómez, "Revista Panorama Eléctrico", *Panorama Eléctrico*, vol. Edición 5, 2021, [En línea]. Disponible en: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/09/PanoramaElectricoV-Julio-Baja.pdf>
- [18] ARCERNNR, "PLIEGO TARIFARIO PARA LOS PROVEEDORES DEL SERVICIO DE CARGA DE energía a vehículos eléctricos límites máximo DEL COSTO". 2023. [En línea]. Disponible en: [https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/02/Pliego-Tarifario-SCVE-Ano-2023\\_Certificado.pdf](https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/02/Pliego-Tarifario-SCVE-Ano-2023_Certificado.pdf)
- [19] ARCERNNR, "Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica". 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/11/Regulacion-Nro.-ARCERNNR-008-23-signed1.pdf>
- [20] M. Brenna, A. Dolara, F. Foadelli, S. Leva, y M. Longo, "Urban Scale Photovoltaic Charging Stations for Electric Vehicles", *IEEE Trans Sustain Energy*, vol. 5, núm. 4, pp. 1234–1241, 2014.
- [21] Y. Ledmaoui, A. El Maghraoui, y A. Chebak, "Solar Charging Station for Electric Vehicles with IoT Solution for Monitoring Energy Production", en *Smart Applications and Data Analysis*, M. Hamlich, L. Bellatreche, A. Siadat, y S. Ventura, Eds., Springer International Publishing, 2022.
- [22] P. Saranya, K. S. Madhulika, C. Yamini, P. T. Sri, y A. H. Chander, "Design of Grid Independent EV Charging Station", en *2021 IEEE International Conference on Intelligent Systems, Smart and Green Technologies (ICISSGT)*, 2021, pp. 144–149.
- [23] S. Qadir, M. A. Khan, O. Idress, y S. Akhtar, "Design and Analysis of On-Campus Hybrid Charging Station for Electric Vehicles", en *2022 International Conference on Recent Advances in Electrical Engineering & Computer Sciences (RAEE & CS)*, 2022, pp. 1–5.
- [24] Y. Zhang, B. Jiang, H. Yan, y et al., "Distributed Power Control Considering Different Behavioural Responses of Electric Vehicle Drivers in Photovoltaic Charging Station", *J. Shanghai Jiaotong Univ. (Sci.)*, vol. 24, pp. 597–604, 2019, [En línea]. Disponible en: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2582/10.1007/s12204-019-2100-8>



- [25] M. T. Turan y E. Gökalp, "Integration Analysis of Electric Vehicle Charging Station Equipped with Solar Power Plant to Distribution Network and Protection System Design", *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 17, pp. 903–912–903–912, 2022, [En línea]. Disponible en: <https://bibliotecas.ups.edu.ec:2582/10.1007/s42835-021-00927-x>
- [26] B. Guan, H. Yang, H. Li, H. Gao, T. Zhang, y X. Liu, "Energy consumption characteristics and rooftop photovoltaic potential assessment of elevated metro station", *Sustain Cities Soc*, vol. 99, 2023, [En línea]. Disponible en: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85171624994&doi=10.1016%2fj.scs.2023.104928&partnerID=40&md5=b3bde49ac637e71313ef35279dcc2627>
- [27] A. Allouhi y S. Rehman, "Grid-connected hybrid renewable energy systems for supermarkets with electric vehicle charging platforms: Optimization and sensitivity analyses", *Energy Reports*, vol. 9, pp. 3305 – 3318–3305 – 3318, 2023, [En línea]. Disponible en: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-85150391617&doi=10.1016%2fj.egyr.2023.02.005&partnerID=40&md5=42fb8f37c4b76bd33f7cda94d32ef80e>
- [28] C. Rodríguez, C. Vidal, M. Díaz, E. Contreras, G. Guggisberg, y I. Rivas, "An overview of challenges and benefits associated to the development of vehicle to grid technology", en *2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*, 2021, pp. 1–6–1–6.
- [29] R. Moghe, F. Kreikebaum, J. E. Hernandez, R. P. Kandula, y D. Divan, "Mitigating distribution transformer lifetime degradation caused by grid-enabled vehicle (GEV) charging", en *2011 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, 2011, pp. 835–842.
- [30] BloombergNEF, "More EVs Are Being Designed to Push Power to The Electrical Grid - Bloomberg". 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.bloomberg.com/news/newsletters/2021-04-27/more-evs-are-being-designed-to-push-power-to-the-electrical-grid>
- [31] E. G. Bravo Padilla, "Estudio de factibilidad de un sistema integral de transporte público eléctrico. Caso de estudio: integración de electrolineras a la infraestructura eléctrica del Tranvía de Cuenca", 2020. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/34430>
- [32] D. N. Cervantes Lugo y A. M. Prado Silva, "PROYECTO INTEGRADOR". 2022.
- [33] Primicias, "Estos son los carros eléctricos e híbridos más vendidos en Ecuador". 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.primicias.ec/noticias/economia/carros-electricos-hibridos-ventas-precios/>
- [34] C. Labrín Espinoza, "Desarrollo de un Gemelo Digital de Nissan Leaf eléctrico basado en modelos y datos operacionales", 2021. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/182174>
- [35] E. G. Bravo Padilla, "Estudio de factibilidad de un sistema integral de transporte público eléctrico. Caso de estudio: integración de electrolineras a la infraestructura eléctrica del Tranvía de Cuenca", 2020.
- [36] C. Walter, "Análisis del factor de planta de un sistema fotovoltaico en la provincia de Cotopaxi a partir de su disponibilidad de generación y la radiación solar." 2021. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/8180>
- [37] C. E. I. (CEI), "Guía para el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos (PV) conectados a redes MT y BT". [En línea]. Disponible en: <http://www.die.ing.unibo.it/pers/grandi/bologna/fv/2011/CEI-82-25-mod.pdf>
- [38] C. Data, "CUENCA: TABLA CLIMÁTICA Y CLIMA DURANTE TODO EL AÑO". [En línea]. Disponible en: <https://es.climate-data.org/america-del-sur/ecuador/provincia-del-azuay/cuenca-875185/t/junio-6/>
- [39] H. S. N. Silva, D. J. P. Guerrero, y J. J. M. Martinez, "Energía solar en paradas de bus una aplicación moderna y vanguardista", *Revista InGenio*, vol. 4, núm. 1, pp. 58–68–58–68, 2021.
- [40] C. D. Ochoa Malhaber y I. D. Ortega Romero, "Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico modular aplicado a la iluminación ornamental en la ciudad de Cuenca", 2021.

- 
- [41] L. M. Martínez Barrera y H. P. Quito Jara, "Gestión de la demanda para la recarga de vehículos eléctricos aplicada a la regulación ecuatoriana con generación solar fotovoltaica", 2022.
- [42] W. M. Viñán y E. M. García, "Mercados Eléctricos para Nano-Redes Inteligentes.", *Ingeniería y Competitividad*, vol. 21, núm. 2, p. NA-NA-NA-NA, 2019.
- [43] ARCERNNR, "Pliego tarifario para los proveedores del servicio de carga de energía a vehículos eléctricos límites máximos del costo". 2023. [En línea]. Disponible en: [https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/02/Pliego-Tarifario-SCVE-Ano-2023\\_Certificado.pdf](https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/02/Pliego-Tarifario-SCVE-Ano-2023_Certificado.pdf)
- [44] J. Heredia Martínez, "Diseño del sistema eléctrico de una electrolinera conectada a red con aporte de energía solar fotovoltaica", 2022.
- [45] U. P. Salesiaan, "Sede Cuenca se beneficia de la planta de energía solar fotovoltaica". 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.ups.edu.ec/noticias?articleId=576914&byid>
- [46] M. C. García Erick, "Análisis técnico, económico y ambiental para definir las condiciones para la implementación de electrolineras, estudio de caso en la ciudad de Azogues". 2023. [En línea]. Disponible en: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/24607>
- [47] D. Arnau López, "Proyecto de una instalación fotovoltaica para autoconsumo conectada a red integrando una electrolinera para una estación servicio que consume anualmente 430 MWh ubicada en Tébar, Cuenca", 2023.