

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
INFORMÁTICA Y MECÁNICA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TESIS**

**MODELO ELÉCTRICO DE UNA ELECTROLINERA BASADO EN LA  
GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD  
DE CUSCO**

**PRESENTADO POR:**

Br. ALFREDO PUCHO LEON

Br. YURY INFA CCALLO

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL  
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

**ASESOR:**

Dr. JOSE WILFREDO CALLASI QUISPE

**CUSCO – PERÚ**

**2025**

# INFORME DE ORIGINALIDAD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-303-2020-UNSAAC)

El que suscribe, **Asesor** del trabajo de investigación/tesis titulada: MODELO ELÉCTRICO DE UNA ELECTROLINERA BASADO EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA SPINAR FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD DE CUSCO

Presentado por: Alfredo Puccho León DNI N° 71725933

presentado por: Yury Infa Ccallo DNI N°: 76278111

Para optar el título profesional/grado académico de Ingeniero Electricista

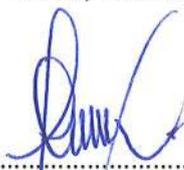
Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 2 veces, mediante el Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso de Sistema Antiplagio de la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 9%.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las correcciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, quien a su vez eleva el informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto las primeras páginas del reporte del Sistema Antiplagio.

Cusco, 20 de mayo de 2025



Firma

Post firma José Wilfredo Ccallasi Quispe

Nro. de DNI 23812797

ORCID del Asesor 0000 - 0003 - 0714 - 4499

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema Antiplagio: oid: 27259:460992464

# Pucho e Infa Tesis OK

## Desarrollo de tesis - Alfredo Pucho Leon (2).pdf

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

---

### Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:460992464

Fecha de entrega

20 may 2025, 6:27 p.m. GMT-5

Fecha de descarga

20 may 2025, 6:49 p.m. GMT-5

Nombre de archivo

Desarrollo de tesis - Alfredo Pucho Leon (2).pdf

Tamaño de archivo

6.8 MB

195 Páginas

44.187 Palabras

240.586 Caracteres

# 9% Overall Similarity

The combined total of all matches, including overlapping sources, for each database.

## Filtered from the Report

- ▶ Bibliography
- ▶ Quoted Text
- ▶ Cited Text
- ▶ Small Matches (less than 20 words)

---

## Top Sources

- 4%  Internet sources
- 0%  Publications
- 7%  Submitted works (Student Papers)

---

## Integrity Flags

### 1 Integrity Flag for Review

-  **Hidden Text**  
945 suspect characters on 9 pages  
Text is altered to blend into the white background of the document.

Our system's algorithms look deeply at a document for any inconsistencies that would set it apart from a normal submission. If we notice something strange, we flag it for you to review.

A Flag is not necessarily an indicator of a problem. However, we'd recommend you focus your attention there for further review.

## DEDICATORIAS

A Dios, por su siempre cercana compañía. A mi familia, por los innumerables momentos compartidos y por los que vendrán, en especial a mi madre Florencia, por su guía y apoyo incondicional, en todas las decisiones que he tomado siempre. A todos y cada uno de las personas que han vivido conmigo la realización de esta tesis.

Alfredo Pucho León

Que todo el honor y toda la gloria sean para Yahvé por siempre y para siempre y dedicar este trabajo también a todas las personas que han formado parte de mi vida y que han sido mi apoyo incondicional durante este proceso. A mi familia, por su amor incondicional, paciencia y comprensión. A mis amigos, por su ánimo y consejos en los momentos más difíciles. A mis profesores, por su sabiduría y guía académica. A todos ellos, gracias por estar siempre presentes y creer en mí. ¡Este logro también es de ustedes!

Yury Infa Ccallo

## **AGRADECIMIENTOS**

Quisiéramos expresar nuestro agradecimiento a la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco y a los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, por habernos brindado la oportunidad de mejorar nuestras capacidades académicas y profesionales.

De manera especial agradecemos a nuestro asesor de tesis, Dr. José Wilfredo Callasi Quispe, quien se comprometió con nuestra investigación, brindándonos su apoyo constante y excelentes consejos. Asimismo, agradecemos a las entidades y/o empresas que han hecho posible su realización, por la oportuna ayuda e información brindada a lo largo del trabajo de investigación.

Los autores

## RESUMEN

La investigación tuvo como objetivo desarrollar un modelo eléctrico eficiente de una electrolinera basado en la generación distribuida solar fotovoltaica con operación óptima en la ciudad de Cusco. El estudio se situó metodológicamente en una investigación del tipo aplicada, con un nivel explicativo, diseño no experimental con un enfoque cuantitativo de corte transversal y retroactivo. La muestra fue del tipo no probabilística, que estuvo constituido por dos puntos de recarga rápida con modo de carga 4 y potencias de salida de 60 kW y 49 kW respectivamente. Se emplearon como instrumentos de recolección de datos la ficha de registro de datos y guía de observación, utilizando como técnicas para el procesamiento y análisis de datos, los métodos analíticos y computacionales, tales como el software estadístico R, PVSyst y DigSILENT Power Factory. En la investigación realizada, los resultados obtenidos del uso de métodos analíticos y computacionales, desde un punto de vista técnico, demuestran que el modelo eléctrico de la electrolinera, con un sistema de alimentación híbrida solar-red, opera de manera óptima cuando el dimensionamiento del sistema de generación distribuida del tipo solar fotovoltaico tiene un porcentaje de participación del 83.16 % de la demanda total del sistema de 357.15 kW, durante las horas de mayor irradiación solar; además, es necesario la operación en paralelo con la red convencional en caso de necesidad de energía durante la recarga del vehículo eléctrico, lo que permite optimizar la cargabilidad del transformador en un 53.4 % en comparación con el escenario que no considera la generación solar, garantizando de esta manera la operación eficiente y segura del modelo eléctrico propuesto.

**Palabras clave:** Electrolinera, generación distribuida.

## ABSTRACT

The research aimed to develop an efficient electrical model for an electric charging station based on distributed solar photovoltaic generation with optimal operation in the city of Cusco. The study was methodologically situated within an applied research framework, with an explanatory level, a non-experimental design, and a quantitative cross-sectional and retrospective approach. The sample was non-probabilistic and consisted of two fast-charging stations with charging mode 4 and output powers of 60 kW and 49 kW, respectively. The data collection instruments employed were a data recording form and an observation guide, and analytical and computational methods were used for data processing and analysis, such as the statistical software R, PVsyst, and DigSILENT Power Factory. In the research conducted, the results obtained from the use of analytical and computational methods, from a technical perspective, demonstrate that the electric charging station's electrical model, with a hybrid solar-grid power system, operates optimally when the solar photovoltaic distributed generation system is sized to account for 83.16% of the total system demand of 357.15 kW during peak solar irradiation hours. Furthermore, parallel operation with the conventional grid is required in case of power needs while recharging the electric vehicle. This optimizes the transformer's chargeability by 53.4% compared to the scenario that does not consider solar generation, thus ensuring the efficient and safe operation of the proposed electrical model.

**Keywords:** Electric charging station, distributed generation.

## ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIAS.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
RESUMEN.....	iv
ABSTRACT.....	v
GLOSARIO.....	xviii
INTRODUCCIÓN.....	xxi
CAPÍTULO I.....	1
1. ASPECTOS GENERALES.....	1
1.1. Planteamiento del Problema.....	1
1.2. Formulación del Problema.....	6
1.2.1. Problema General.....	6
1.2.2. Problemas Específicos.....	6
1.3. Objetivos de la Investigación.....	6
1.3.1. Objetivo General.....	6
1.3.2. Objetivos Específicos.....	6
1.4. Justificación del Problema.....	7
1.4.1. Justificación Teórica.....	7
1.4.2. Justificación Práctica.....	7
1.4.3. Justificación Económica.....	7
1.4.4. Justificación Social.....	7
1.4.5. Justificación Investigativa.....	8
1.5. Alcances de la Investigación.....	8
1.6. Limitación de la Investigación.....	8
CAPÍTULO II.....	10
2. MARCO TEÓRICO.....	10

2.1. Antecedentes del Problema .....	10
2.1.1. Antecedentes Nacionales .....	10
2.1.2. Antecedentes Internacionales .....	11
2.2. Bases Teóricas .....	12
2.2.1. Tipos de Vehículos Eléctricos .....	12
2.2.2. Elementos del Auto Eléctrico .....	12
2.2.3. Definición de una Electrolinera .....	13
2.2.4. Categorías de Cargadores de Baterías para Vehículos Eléctricos .....	14
2.2.5. Partes de la Electrolinera .....	15
2.2.6. Modos de Carga.....	16
2.2.7. Sistema de Comunicación para la Recarga de Batería .....	20
2.2.8. Tipos de Conectores para Corriente Alterna (AC) .....	21
2.2.9. Tipos de Conectores para Corriente Continua (DC) .....	23
2.2.10. Estaciones de Recarga en Corriente Alterna (AC) para Vehículo Eléctrico ....	27
2.2.11. Estaciones de Recarga Rápida en Corriente Continua (DC) para Vehículo Eléctrico.....	28
2.2.12. Estaciones de Recarga .....	29
2.2.13. Procedimiento de Carga de Vehículos Eléctricos.....	30
2.2.14. Cargadores Rápidos y Lentos de Vehículos Eléctricos en el Perú .....	32
2.2.15. Marco Normativo de la Movilidad Eléctrica en el Perú .....	36
2.2.16. Revisión de la Normativa Nacional e Internacional .....	37
2.2.16.1. Normas Nacionales.....	37
2.2.16.2. Estándares Internacionales. ....	39
2.2.17. Definición de la Generación Distribuida .....	39
2.2.18. Clasificación de la Generación Distribuida .....	40

2.2.19. La Generación Distribuida en el Perú.....	41
2.2.20. Energía Solar Fotovoltaica .....	43
2.2.21. Elementos de una Instalación Solar Fotovoltaica.....	43
2.2.22. Módulo Fotovoltaico .....	43
2.2.22.1. Tipos de Paneles Solares. ....	44
2.2.22.2. Conexionado de Módulos Fotovoltaicos. ....	44
2.2.22.3. Principales Parámetros de un Módulo Fotovoltaico.....	47
2.2.23. Regulador de Carga .....	49
2.2.23.1. Funciones del Regulador. ....	50
2.2.23.2. Características de los Reguladores. ....	50
2.2.24. Batería.....	50
2.2.24.1. Funciones de la Batería. ....	51
2.2.24.2. Parámetros de los Acumuladores. ....	51
2.2.24.3. Tipos de Baterías. ....	52
2.2.25. Inversor .....	52
2.2.25.1. Características de los Inversores Conectados a la Red.....	53
2.2.25.2. Tipos de Inversores para Conexión a la Red. ....	53
2.2.26. Clasificación de las Instalaciones Solares Fotovoltaicas.....	57
2.2.26.1. Sistemas Fotovoltaicos Autónomos. ....	58
2.2.26.2. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red. ....	59
2.2.27. Marco Legal de la Energía Solar en el Perú .....	60
2.3. Marco Conceptual.....	61
2.4. Hipótesis .....	62
2.4.1. Hipótesis General .....	62
2.4.2. Hipótesis Específicas .....	62

2.5. Identificación de Variables e Indicadores .....	62
2.5.1. Variable Independiente.....	62
2.5.2. Variable Dependiente .....	62
2.5.3. Indicadores .....	63
2.6. Operacionalización de Variables .....	64
CAPÍTULO III .....	65
3. METODOLOGÍA.....	65
3.1. Ámbito de Estudio.....	65
3.2. Tipo y Nivel de Investigación .....	65
3.2.1. Tipo de Investigación .....	65
3.2.2. Nivel de Investigación.....	66
3.3. Diseños de Investigación.....	66
3.4. Población de Estudio y Tamaño de Muestra .....	67
3.4.1. Población de Estudio .....	67
3.4.2. Tamaño de Muestra .....	67
3.5. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.....	68
3.5.1. Técnicas .....	68
3.5.2. Instrumentos .....	68
3.6. Procedimientos para la Recolección de Datos.....	68
3.7. Técnicas para el Procesamiento y Análisis de Datos .....	69
CAPÍTULO IV .....	71
4. PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS .....	71
4.1. Resultados Respecto al Primer Objetivo Específico .....	71
4.1.1. Situación Actual de los Vehículos Eléctricos en el Perú.....	71
4.1.1.1. Venta de Vehículos Electrificados en el Perú. ....	71
4.1.1.2. Venta de Vehículos Electrificados en el Departamento de Cusco. ....	72

4.1.1.3. Venta de Vehículos Electrificados por Marca en el Perú.....	72
4.1.2. Estimación de las Ventas de Vehículos Electrificados al 2030.....	78
4.1.2.1. La Metodología Box-Jenkins (ARIMA). ....	78
4.1.3. Teoría de Colas.....	84
4.1.4. Selección de la Electrolinera .....	88
4.1.4.1. Tipos de Arquitecturas. ....	90
4.1.4.2. Descripción del Algoritmo. ....	92
4.1.4.3. Aplicación de Software BEA. ....	95
4.1.4.4. Modelo.....	98
4.1.4.5. Electrolineras Disponibles en el Mercado. ....	103
4.1.4.6. Vista General y Funciones.....	109
4.1.4.7. Especificaciones de la Instalación Eléctrica.....	111
4.1.4.8. Principio de Funcionamiento.....	112
4.1.5. Cálculo de la Demanda Máxima .....	113
4.2. Resultados Respecto al Segundo Objetivo Específico .....	115
4.2.1. Descripción de la Zona de Estudio .....	116
4.2.2. Estimación del Recurso Solar Disponible .....	116
4.2.3. Orientación e Inclinación de los Módulos Fotovoltaicos .....	117
4.2.4. Definición del Sistema de Red .....	118
4.2.4.1. Selección del Módulo Fotovoltaico.....	118
4.2.4.2. Selección del Inversor. ....	119
4.2.4.3. Diseño del Generador Fotovoltaico.....	123
4.2.5. Pérdidas Detalladas de la Instalación .....	125
4.2.6. Autoconsumo.....	126
4.2.7. Sombreados Cercanos .....	129

4.2.8. Producción del Sistema .....	130
4.3. Resultados Respecto al Tercer Objetivo Específico.....	133
4.3.1. Descripción del Sistema Eléctrico Actual del Grifo.....	133
4.3.2. Modelamiento del Sistema Eléctrico de la Electrolinera.....	134
4.3.2.1. Modelo Eléctrico de la Electrolinera sin Generación Distribuida. ....	135
4.3.2.2. Modelo Eléctrico de la Electrolinera con Generación Distribuida.....	137
4.3.3. Análisis del Flujo de Potencia en DIgSILENT Power Factory .....	143
4.3.3.1. Simulación del Modelo Eléctrico de la Electrolinera sin Generación Distribuida. ....	143
4.3.3.2. Simulación del Modelo Eléctrico de la Electrolinera con Generación Distribuida. ....	146
4.4. Análisis Económico.....	157
4.5. Resultados Respecto al Objetivo General .....	158
CAPÍTULO V .....	161
5. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	161
CONCLUSIONES.....	163
RECOMENDACIONES .....	165
BIBLIOGRAFÍA .....	166
ANEXOS .....	171
Anexo 1. Matriz de Consistencia.....	171
Anexo 2. Plano de Ubicación de la Electrolinera y Módulos Fotovoltaicos en el Grifo Primax.....	172
Anexo 3. Diagrama Unifilar de la Disposición de la Generación Distribuida del Tipo Solar Fotovoltaico en Vista de Planta .....	173

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 <i>Estimación de salida de Escenario Business as Usual de vehículos livianos</i> .....	3
Figura 1.2 <i>Estimación de salida de Escenario High Case de vehículos livianos</i> .....	4
Figura 1.3 <i>Diagrama del modelo eléctrico de la electrolinera</i> .....	6
Figura 2.1 <i>Esquema de componentes para la recarga del auto eléctrico</i> .....	13
Figura 2.2 <i>Esquema de recarga de batería en un auto eléctrico</i> .....	15
Figura 2.3 <i>Componentes de la electrolinera</i> .....	16
Figura 2.4 <i>Diagrama modo de recarga 1</i> .....	17
Figura 2.5 <i>Diagrama modo de recarga 2</i> .....	17
Figura 2.6 <i>Diagrama modo de recarga 3</i> .....	18
Figura 2.7 <i>Diagrama modo de recarga 4</i> .....	19
Figura 2.8 <i>Función de piloto de control</i> .....	20
Figura 2.9 <i>Conector SAE-J1772 - Yazaki</i> .....	21
Figura 2.10 <i>Conector Mennekes</i> .....	22
Figura 2.11 <i>Conector Tipo 3</i> .....	23
Figura 2.12 <i>Conector CHAdeMO</i> .....	24
Figura 2.13 <i>Conector GB/T (PRC)</i> .....	24
Figura 2.14 <i>Conector CCS1</i> .....	25
Figura 2.15 <i>Conector CCS2</i> .....	26
Figura 2.16 <i>Recarga convencional</i> .....	27
Figura 2.17 <i>Recarga semi rápida</i> .....	27
Figura 2.18 <i>Recarga rápida en AC</i> .....	28
Figura 2.19 <i>Recarga rápida en DC</i> .....	29
Figura 2.20 <i>Estación de recarga</i> .....	30
Figura 2.21 <i>Tendencias de voltaje y corriente durante la carga</i> .....	31
Figura 2.22 <i>Sistema eléctrico con generación distribuida</i> .....	40
Figura 2.23 <i>Componentes de la instalación</i> .....	43

Figura 2.24 <i>Conexión de <math>N_s</math> módulos en serie</i> .....	45
Figura 2.25 <i>Conexión de <math>N_p</math> módulos en paralelo</i> .....	46
Figura 2.26 <i>Conexión de <math>N_s</math> módulos en serie y <math>N_p</math> ramas en paralelo</i> .....	47
Figura 2.27 <i>Curvas características de un panel solar</i> .....	48
Figura 2.28 <i>Conexiones del regulador en una instalación fotovoltaica</i> .....	49
Figura 2.29 <i>Conexión de módulos a un inversor central</i> .....	54
Figura 2.30 <i>Conexión de módulos a inversores de cadena</i> .....	55
Figura 2.31 <i>Conexión de módulos a un inversor multicadena</i> .....	56
Figura 2.32 <i>Inversor integrado en el módulo</i> .....	57
Figura 2.33 <i>Sistema fotovoltaico autónomo directo con inversor</i> .....	58
Figura 2.34 <i>Sistema fotovoltaico autónomo con acumulación e inversor</i> .....	59
Figura 2.35 <i>Constitución básica de un sistema fotovoltaico para conexión a la red</i> .....	60
Figura 3.1 <i>Ámbito geográfico de la zona de estudio</i> .....	65
Figura 4.1 <i>Pronóstico de ventas próximos 7 años</i> .....	83
Figura 4.2 <i>Esquema de sistema de colas</i> .....	85
Figura 4.3 <i>Arquitectura 1</i> .....	90
Figura 4.4 <i>Arquitectura 2</i> .....	91
Figura 4.5 <i>Curvas de eficiencia de los dos conjuntos seleccionados de convertidores conectados en paralelo</i> .....	97
Figura 4.6 <i>Convertidores en funcionamiento para cada conjunto y para diferentes niveles de carga</i> .....	98
Figura 4.7 <i>Posibles configuraciones del cargador de baterías CCCV</i> .....	99
Figura 4.8 <i>Bloque de almacenamiento</i> .....	99
Figura 4.9 <i>Modelo Simulink del sistema simulado con arquitectura 1 estación UFC</i> .....	100
Figura 4.10 <i>Tendencias de voltaje, corriente y SOC durante la carga</i> .....	101
Figura 4.11 <i>Tendencia de la eficiencia a lo largo del tiempo durante la carga</i> .....	102
Figura 4.12 <i>Dynamic DC potencia compartida</i> .....	108
Figura 4.13 <i>Armario eléctrico, exterior</i> .....	109

Figura 4.14 <i>Poste de carga CP500 Generation 3, exterior</i> .....	110
Figura 4.15 <i>Principio de funcionamiento de la electrolinera</i> .....	112
Figura 4.16 <i>Parámetros del campo</i> .....	117
Figura 4.17 <i>Factor de Transposición en función de la inclinación y el acimut del plano</i> .	117
Figura 4.18 <i>Características V-I en función de la irradiancia del módulo fotovoltaico</i> .....	119
Figura 4.19 <i>Curva de rendimiento del inversor Solar Inverter M80H (480 VAC)</i> .....	121
Figura 4.20 <i>Curva de rendimiento del inversor Solar HPC-100HT</i> .....	123
Figura 4.21 <i>Perfil diario de autoconsumo</i> .....	129
Figura 4.22 <i>Diagrama de iso-sombreados</i> .....	130
Figura 4.23 <i>Producciones normalizadas (por kW instalado), primer escenario</i> .....	131
Figura 4.24 <i>Producciones normalizadas (por kW instalado), segundo escenario</i> .....	132
Figura 4.25 <i>Alimentador en MT DO06</i> .....	134
Figura 4.26 <i>Modelado de la electrolinera sin generación distribuida</i> .....	136
Figura 4.27 <i>Modelado de la electrolinera con generación distribuida, primer escenario</i>	139
Figura 4.28 <i>Modelado de la electrolinera con generación distribuida, segundo escenario</i> .....	142
Figura 4.29 <i>Flujo de potencia del modelo eléctrico de la electrolinera sin generación distribuida</i> .....	144
Figura 4.30 <i>Diagrama de potencias del modelo eléctrico de la electrolinera sin generación distribuida</i> .....	146
Figura 4.31 <i>Flujo de potencia del modelo eléctrico de la electrolinera con generación distribuida, primer escenario</i> .....	147
Figura 4.32 <i>Diagrama de potencias del modelo eléctrico de la electrolinera con generación distribuida, primer escenario</i> .....	149
Figura 4.33 <i>Diagrama de potencia consumida del modelo eléctrico de la electrolinera con generación distribuida, primer escenario</i> .....	150
Figura 4.34 <i>Flujo de potencia del modelo eléctrico de electrolinera con generación distribuida, segundo escenario</i> .....	151

Figura 4.35 <i>Diagrama de potencias del modelo eléctrico de electrolinera con generación distribuida, segundo escenario</i> .....	153
Figura 4.36 <i>Diagrama de potencia consumida del modelo eléctrico de electrolinera con generación distribuida, segundo escenario</i> .....	154

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 <i>Resumen modos de recarga para el auto eléctrico</i> .....	19
Tabla 2.2 <i>Resumen de tipos de conectores para el auto eléctrico</i> .....	26
Tabla 2.3 <i>Puntos de carga de vehículos eléctricos en el Perú</i> .....	32
Tabla 2.4 <i>Tecnologías de generación distribuida por sector</i> .....	41
Tabla 2.5 <i>Características de la generación distribuida en el Perú</i> .....	42
Tabla 2.6 <i>Características de los principales tipos de baterías</i> .....	52
Tabla 3.1 <i>Puntos de carga rápida de vehículos eléctricos en el Perú</i> .....	68
Tabla 4.1 <i>Venta de vehículos híbridos enchufables y eléctricos en el Perú</i> .....	71
Tabla 4.2 <i>Venta de vehículos electrificados en Cusco</i> .....	72
Tabla 4.3 <i>Venta de vehículos electrificados por marca a diciembre de cada año</i> .....	73
Tabla 4.4 <i>Datos técnicos de vehículos electrificados</i> .....	74
Tabla 4.5 <i>Capacidad promedio de baterías de vehículos electrificados</i> .....	77
Tabla 4.6 <i>Tipos de vehículos eléctricos y su consumo</i> .....	77
Tabla 4.7 <i>Pronóstico de ventas mensuales resultantes del modelo ARIMA (1,1,0)</i> .....	81
Tabla 4.8 <i>Pronóstico de ventas anuales de vehículos electrificados en Cusco al 2030</i> .....	84
Tabla 4.9 <i>Estudios internacionales sobre sistemas de carga de alta potencia para vehículos eléctricos</i> .....	89
Tabla 4.10 <i>Pesos asignados a las potencias de carga más frecuentes</i> .....	95
Tabla 4.11 <i>Tamaño y eficiencia de los rectificadores CA/CC</i> .....	96
Tabla 4.12 <i>Tamaño y eficiencia de los convertidores DC/DC</i> .....	96
Tabla 4.13 <i>Características técnicas de cargadores DC de alto voltaje</i> .....	104
Tabla 4.14 <i>Tiempos de carga de cada gama de cargador</i> .....	107
Tabla 4.15 <i>Especificaciones de salida de CC - Terra High Power - GEN III</i> .....	108
Tabla 4.16 <i>Especificaciones de la instalación eléctrica (Norteamérica)</i> .....	111
Tabla 4.17 <i>Cuadro de cargas de la electrolinera y del grifo</i> .....	114
Tabla 4.18 <i>Resumen de resultados del cálculo de la demanda máxima</i> .....	115

Tabla 4.19 <i>Parámetros del sitio geográfico</i> .....	116
Tabla 4.20 <i>Valores meteorológicos mensuales de Meteonorm 8.1</i> .....	116
Tabla 4.21 <i>Parámetros característicos del módulo fotovoltaico TSM-DEG21C-20-665Wp Vertex</i> .....	118
Tabla 4.22 <i>Parámetros del inversor Solar Inverter M80H (480 VAC)</i> .....	120
Tabla 4.23 <i>Parámetros del inversor Solar HPC-100HT</i> .....	122
Tabla 4.24 <i>Resultados de diseño del generador fotovoltaico, primer escenario</i> .....	123
Tabla 4.25 <i>Resultados de diseño del generador fotovoltaico, segundo escenario</i> .....	124
Tabla 4.26 <i>Resumen del sistema global del generador fotovoltaico</i> .....	124
Tabla 4.27 <i>Factor de pérdida IAM</i> .....	126
Tabla 4.28 <i>Distribución de probabilidad de inicio de conexión</i> .....	127
Tabla 4.29 <i>Valor de probabilidad asignados a las potencias de carga más frecuentes</i> ....	128
Tabla 4.30 <i>Producción del sistema fotovoltaico, primer escenario</i> .....	131
Tabla 4.31 <i>Producción del sistema fotovoltaico, segundo escenario</i> .....	132
Tabla 4.32 <i>Resultados de la generación distribuida solar fotovoltaica</i> .....	133
Tabla 4.33 <i>Valores nominales del generador solar fotovoltaica, primer escenario</i> .....	138
Tabla 4.34 <i>Valores nominales del generador solar fotovoltaica, segundo escenario</i> .....	141
Tabla 4.35 <i>Resultados del flujo de potencia del modelo eléctrico de la electrolinera sin generación distribuida</i> .....	145
Tabla 4.36 <i>Resultados del flujo de potencia del modelo eléctrico de la electrolinera con generación distribuida, primer escenario</i> .....	148
Tabla 4.37 <i>Resultados del flujo de potencia del modelo eléctrico de electrolinera con generación distribuida, segundo escenario</i> .....	152
Tabla 4.38 <i>Resumen de los resultados de la simulación del flujo de potencia con y sin generación distribuida</i> .....	155
Tabla 4.39 <i>Presupuesto total</i> .....	157
Tabla 4.40 <i>Flujo de caja financiero</i> .....	158

## GLOSARIO

GEI	Gases de efecto invernadero
APP	Asociación Público Privada
ENCC	Estrategia Nacional ante el Cambio Climático
BEV	Vehículo eléctrico
PHEV	Vehículo híbrido enchufable
HEV	Vehículo híbrido convencional
MHEV	Vehículo Microhíbrido Eléctrico
BaU	Escenario normal
HC	Escenario alto
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú
ONG	Organización no Gubernamental
VE	Vehículo eléctrico
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
DC	Corriente continua
AC	Corriente alterna
REEV	Vehículo eléctrico con autonomía extendida
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
BMS	Sistema de Gestión de Batería
IRVE	Infraestructura de Recarga para Vehículos Eléctricos
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
CP	Piloto de Control
SAVE	Sistema de Alimentación del Vehículo Eléctrico
PWM	Modulación por Ancho de Pulso
PE	Toma a tierra

CS (PP)	Comunicaciones
IP	Índice de Protección
OEMs	Fabricante de equipamiento original
CAN	Red de área de controlador
PLC	Controladores lógicos programables
ISO	Organización Internacional de Normalización
CV	Voltaje constante
CC	Corriente constante
SOC	Estado de Carga
MTC	Ministerio de Transportes y Comunicaciones
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
GNV	Gas natural vehicular
ITU-T	Unión Internacional de Telecomunicación
GD	Generación Distribuida
MGD	Mediana Generación Distribuida
MCD	Microgeneración Distribuida
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
MPP	Punto de Máxima Potencia
CEM	Condiciones Estándar de Medida
AAP	Asociación Automotriz del Perú
SUNARP	Superintendencia Nacional de los Registros Públicos
ARIMA	Modelos autorregresivos integrados de promedio móvil
UFC	Estación de carga ultra rápida
BEA	Arquitectura de máxima eficiencia
CU	Unidad de control
CCB	Caja de control de carga
CPI	Identificador del punto de carga

IMI	Interfaz de medición inteligente
FT	Factor de transposición
MPPT	Seguimiento del Punto de Máxima Potencia
FV	Fotovoltaico
STC	Condiciones de Prueba Estándar
LID	Degradación Inducida por Luz
IAM	Modificación por Ángulo de Incidencia
AMT	Alimentador en Media Tensión
SINTC	Angulo de instalación del módulo fotovoltaico
FRC	Factor de Recuperación de Capital
B/C	Relación Beneficio/Costo
PR	Período de Retorno de la Inversión

## INTRODUCCIÓN

Los efectos del cambio climático evidencian la urgencia de limitar el calentamiento global, lograrlo depende de la descarbonización de la economía global, incluyendo el sector transporte, por ser uno de los principales causantes de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y otros contaminantes que repercuten en la calidad del aire, por ende, en la salud.

En tal sentido, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, existen dos opciones, una es la electrificación del sector transporte y la otra es la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Es por este motivo, que la presente tesis, desarrolla un modelo de carga de vehículos eléctricos por medio de una electrolinera con fuente de alimentación híbrida solar-red, cuya constitución se presentó por medio de la culminación de los siguientes capítulos:

Capítulo I. En este capítulo se da a conocer los aspectos generales del estudio, desarrollándose el planteamiento del problema, formulación del problema, objetivos de la investigación, justificación del problema, alcances de la investigación y limitación de la investigación.

Capítulo II. Este capítulo comprende el marco teórico, como los antecedentes del problema, bases teóricas o la fundamentación teórica, marco conceptual o definición de términos básico, hipótesis, identificación de variables e indicadores, operacionalización de variables.

Capítulo III. Dentro de este capítulo se establece la metodología de la investigación, incluyéndose el ámbito de estudio, tipo y nivel de investigación, diseños de investigación, población de estudio y tamaño de muestra, técnicas e instrumentos de recolección de datos, procedimientos para la recolección de datos, técnicas para el procesamiento y análisis de datos.

Capítulo IV: Este capítulo engloba la presentación de los resultados, donde se desarrolló el procesamiento de datos, se muestran los resultados respecto a los objetivos específicos, el análisis económico y los resultados al objetivo general.

Capítulo V: En este capítulo se realiza la discusión de los resultados mediante la comparación crítica con los antecedentes del problema.

Finalmente se presentan las conclusiones propias de la tesis, conjuntamente con las recomendaciones, bibliografía utilizada y anexos.

# CAPÍTULO I

## 1. ASPECTOS GENERALES

### 1.1. Planteamiento del Problema

En el mundo entero, uno de los principales problemas a superar para una transición generalizada hacia la electromovilidad es la falta de infraestructura de carga, lo que hace que los vehículos eléctricos sean una opción menos atractiva frente a los automóviles tradicionales. Torrijos (2022) hizo un estudio sobre “Aplicación de la política industrial y tecnológica al sector de la automoción eléctrica en España” y concluyó que, la modificación de la regulación europea también incentiva este cambio de modelo, ya que no se permitirá la venta de vehículos de combustión pura a partir del año 2035. En consecuencia, que este horizonte temporal se cumpla dependerá del grado de adaptación del sector de la automoción a la nueva modalidad de movilidad, sin embargo, es de esperar que este límite pueda postergarse en caso de retraso de la industria. Además, este retraso puede verse condicionado en gran manera por la insuficiencia de infraestructura de recarga.

Las tendencias emergentes en América Latina exigen cambios orientados hacia la adopción de vehículos eléctricos y la implementación de estaciones de carga abastecidas por fuentes de energía renovable. No obstante, en varios países de la región aún no existe una conciencia sobre estos temas. En tal sentido, se espera que en los próximos años vaya aumentando el uso de vehículos eléctricos como la disponibilidad de infraestructura de carga. Ramón (2021) desarrolló el “Análisis y diseño de la instalación eléctrica de una estación de carga para vehículos eléctricos en la ciudad de Machala” Ecuador, y determinó que, las estaciones de carga o la infraestructura de carga son y serán siempre un punto clave para que existan vehículos eléctricos en nuestro medio, esto debido a que no solo existe un tipo o modo de carga sino existen más de 2 o 3 modos de carga, por lo cual a los propietarios de los vehículos eléctricos también se les complica la adquisición de dichos vehículos debido a la falta de infraestructura de carga.

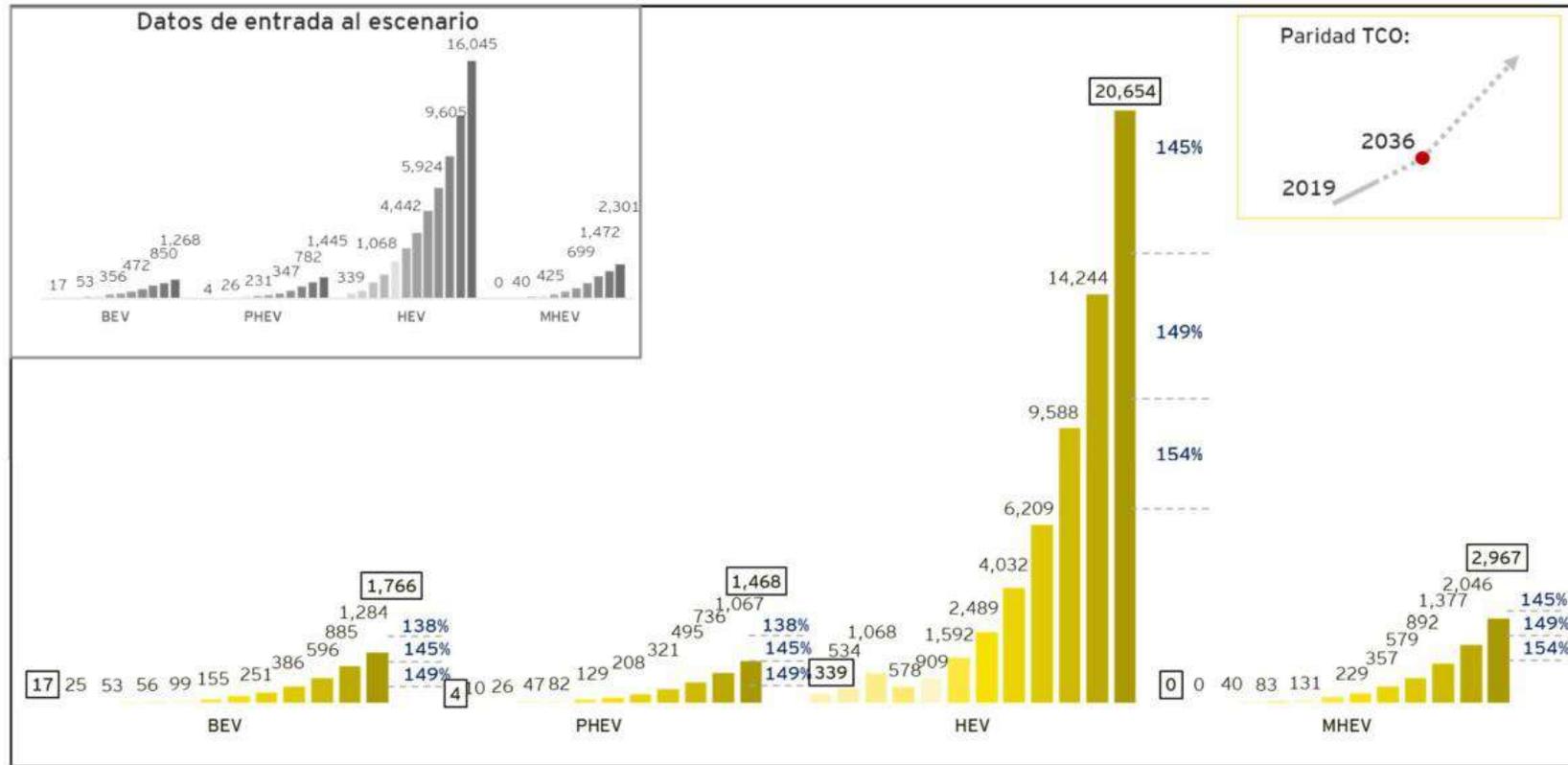
En el Perú, la evolución de la electromovilidad aún se encuentra rezagado en comparación con otros países. Asimismo, uno de los factores que limita su masificación es la falta de infraestructura de carga. Alvarez et al. (2022) estudiaron el “Despliegue de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos particulares en la ciudad de Lima”, e identificaron que la

implementación de infraestructura de carga para vehículos eléctricos en el Perú, es un factor relevante en la transición a la electromovilidad considerando su alta correlación con el incremento de ventas de vehículos eléctricos, determinando que el instrumento más adecuado ante un escenario de “impulso por el gobierno” es a través de una Asociación Público Privada (APP) en donde los mayores riesgos serán asumidos por el Privado.

Asimismo, el Gobierno del Perú, con el objetivo de alcanzar la carbono-neutralidad del país para 2050 y alinear su política climática con el Acuerdo de París, se encuentra actualmente en el proceso de actualizar su Estrategia Nacional ante el Cambio Climático (ENCC). En este contexto, el Plan Nacional de Electromovilidad (2021) estima la demanda de vehículos electrificados para el 2030 en el Perú, discriminados por categoría (livianos, buses y camiones), tecnología (BEV, PHEV, HEV y MHEV) y escenarios (BaU y HC); en la Figura 1.1 se muestran los resultados del modelo de análisis de difusión, que pronostica las ventas de vehículos de categoría livianos desde 2019 hasta 2030 para el Escenario Business as Usual (BaU); mientras tanto, en la Figura 1.2 se presentan los resultados de las proyecciones realizadas con el modelo de difusión para vehículos de categoría livianos, desde 2019 hasta 2030, para el Escenario High Case (HC). Además, como parte de las conclusiones del Plan Nacional de Electromovilidad (2021), se señala que la demanda de vehículos electrificados crece junto con la implementación de infraestructura de carga.

**Figura 1.1**

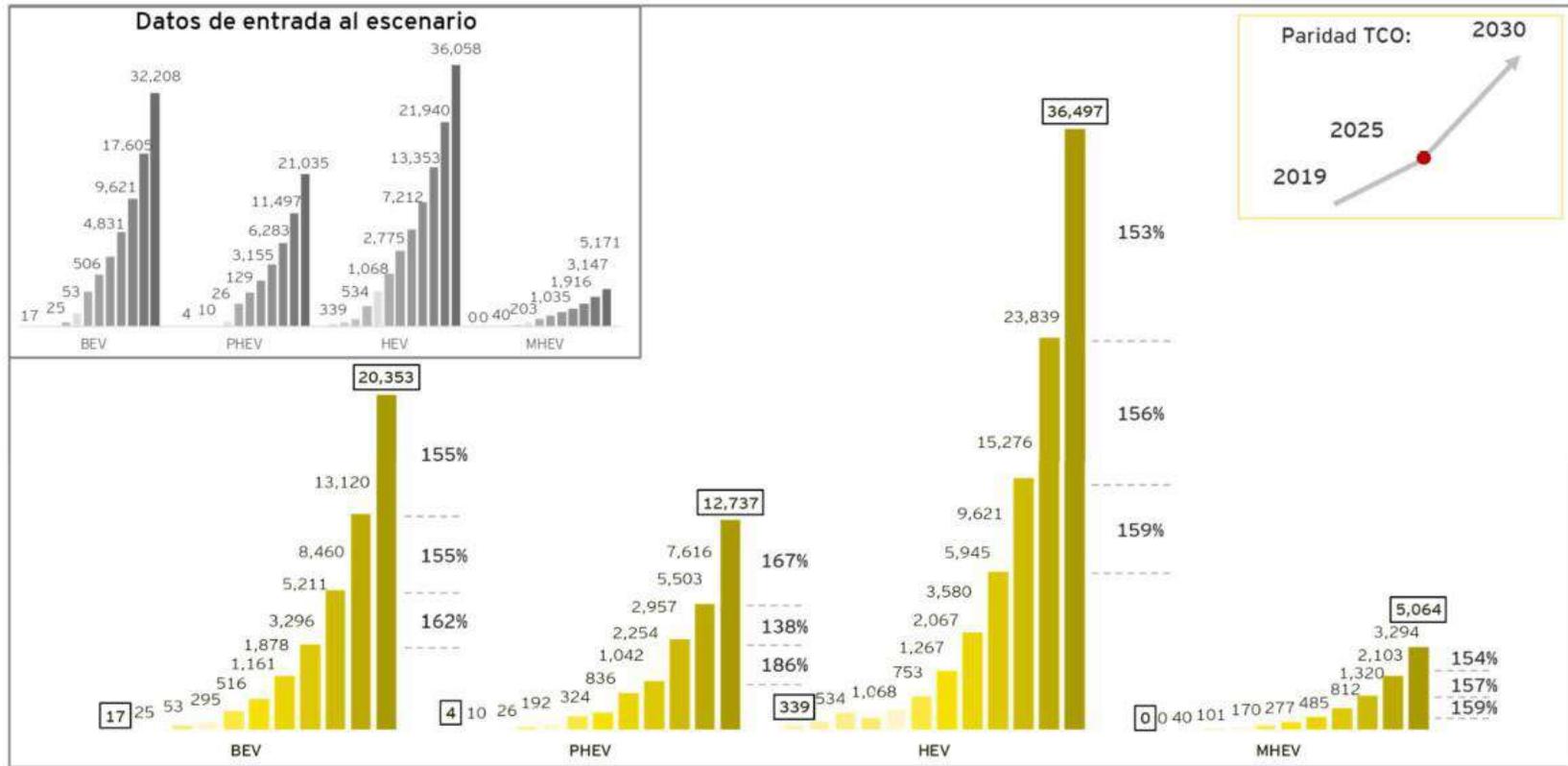
*Estimación de salida de Escenario Business as Usual de vehículos livianos*



Fuente. Plan Nacional de Electromovilidad, 2021.

**Figura 1.2**

*Estimación de salida de Escenario High Case de vehículos livianos*



Fuente. Plan Nacional de Electromovilidad, 2021.

En la ciudad de Cusco se presenta un problema para los usuarios de vehículos eléctricos, debido a la falta de infraestructura para la recarga de las baterías de estos vehículos. Para lograr la aceptación generalizada de este nuevo tipo de vehículos en nuestra ciudad, deben existir opciones de carga pública rápidas y eficientes que puedan competir con la experiencia de abastecimiento de combustible de los vehículos de combustión interna tradicionales; por esta razón, se hace necesario fomentar tecnologías de carga de vanguardia, como las electrolineras, que son capaces de reducir drásticamente el tiempo de carga, aumentando así el atractivo y la practicidad en el uso de vehículos eléctricos. Además, debido a que nuestra ciudad es nueva en la discusión sobre estos temas, no dispone de estudios previos para la instalación de electrolineras; por consiguiente, es imprescindible realizar un estudio con criterio de ingeniería. Por otra parte, las electrolineras actualmente instaladas en el Perú se abastecen de energía eléctrica proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que en parte se genera a partir de combustibles fósiles, como el gas natural; para continuar con los planes del país de promover el uso de energías renovables, la generación distribuida del tipo solar fotovoltaica se presenta como una alternativa adecuada para la implementación en la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos.

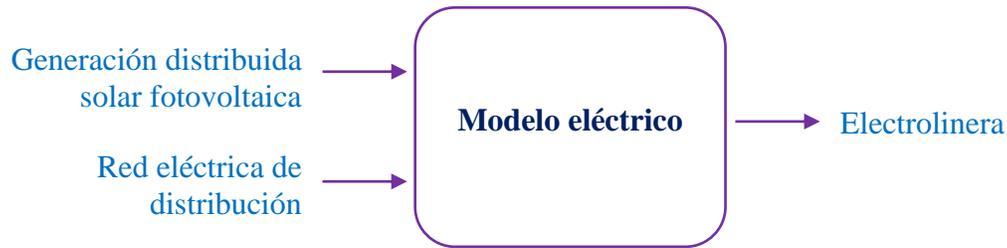
El problema que se acaba de mencionar se presenta debido a la falta de políticas y leyes de incentivos que faciliten el desarrollo del transporte eléctrico e infraestructura de carga por parte del estado. Además, las ventas actuales de vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco son casi nulas en comparación con los niveles de ventas a nivel nacional.

Este problema que se está identificando traerá como consecuencia el retraso en la adopción de nuevas tecnologías. Por consiguiente, continuará la alta contaminación ambiental generada por el sistema de transporte convencional, afectando la calidad del aire y la salud de las personas.

Se sugiere integrar fuentes de energía renovable en el modelo eléctrico de una electrolinera, que consiste en un modelo compuesto por un sistema de generación distribuida solar fotovoltaica y la red eléctrica de distribución, permitiendo intercambiar energía en caso de necesidad por alguna de las partes, tal como se observa en la Figura 1.3.

**Figura 1.3**

Diagrama del modelo eléctrico de la electrolinera



Fuente. Elaboración propia.

## 1.2. Formulación del Problema

### 1.2.1. Problema General

¿Cómo se podría suministrar energía eléctrica de manera eficiente a una electrolinera en la ciudad de Cusco?

### 1.2.2. Problemas Específicos

- 1) ¿Qué tipo de electrolinera es el adecuado para la demanda de vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco?
- 2) ¿Cómo se puede hacer más eficiente la electrolinera con energías renovables?
- 3) ¿Cómo es el análisis de los resultados de la operación óptima del modelo eléctrico de la electrolinera?

## 1.3. Objetivos de la Investigación

### 1.3.1. Objetivo General

Desarrollar un modelo eléctrico eficiente de una electrolinera basado en la generación distribuida solar fotovoltaica con operación óptima en la ciudad de Cusco.

### 1.3.2. Objetivos Específicos

- 1) Identificar la electrolinera más eficiente para la demanda de vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco.
- 2) Diseñar un sistema de generación distribuida solar fotovoltaica eficiente para la electrolinera.
- 3) Determinar la operación óptima del sistema de generación distribuida solar fotovoltaica con la red eléctrica de distribución para el suministro de energía eléctrica a la electrolinera.

## **1.4. Justificación del Problema**

### **1.4.1. Justificación Teórica**

Este estudio tiene una justificación teórica porque hay otros autores que ya han estudiado este tema, pero esos estudios se han hecho en su mayoría en edificios, hoteles, institutos, terminales, centros comerciales y estacionamientos. El presente estudio se realizó en un grifo por ser un lugar estratégico de acceso público a todos los usuarios de vehículos, y las empresas de este sector son un factor importante en la masificación de las electrolinerías, ante el inminente cambio de transporte mundial en el que la ciudad de Cusco necesite incorporarse.

### **1.4.2. Justificación Práctica**

Este estudio se realizó en un grifo por lo tanto solucionará el problema que los grifos enfrentarán con la incorporación masiva de vehículos eléctricos, ya que gran parte de sus clientes migrarán hacia el uso de los vehículos eléctricos, por lo tanto, será necesario buscar la forma de abastecer de energía a este tipo de automóviles. Luis Quispe Candia, presidente de la ONG Luz Ámbar, indicó que paralelamente los grifos deberían habilitar estas estaciones de carga rápida y lenta. Es como el gas natural, al inicio había pocas estaciones, pero a medida que se dan cuenta que es mucho más barato, los grifos han ido tomando interés y expandiéndolo. Lo mismo debería pasar con las electrolinerías. Si hay más vehículos, van a instalar más porque hay demanda. Por eso es importante que se incentive su uso en el país (Lengua, 2021).

### **1.4.3. Justificación Económica**

Este estudio beneficiará económicamente a las empresas proveedores de servicio de carga pública de vehículos eléctricos y a los usuarios de la misma, debido a que, con la integración de fuentes de energía renovable, como la generación distribuida del tipo solar fotovoltaica, los gastos en energía eléctrica podrían reducirse por el menor consumo de electricidad de la red convencional.

### **1.4.4. Justificación Social**

Este estudio tiene una justificación social, ya que beneficiará a la población de la ciudad de Cusco que opte por vehículos eléctricos de categoría livianos, tanto para uso particular como para servicio público de taxi. Puesto que, el modelo de electrolinería que planteamos es de

carga rápida, lo que permitirá a los propietarios recargar sus vehículos en un tiempo promedio de 30 minutos o menos, reduciendo así los tiempos de carga y la ansiedad de autonomía del usuario.

#### **1.4.5. Justificación Investigativa**

Este estudio se realizó con la finalidad de servir como base para futuras investigaciones. Además, los resultados obtenidos pueden ser aprovechados por otros estudiantes interesados en el tema, así como por las instituciones competentes en el ámbito de las electrolinerías.

#### **1.5. Alcances de la Investigación**

Este estudio se realizó en el Grifo Primax “San Martín”, ubicado en la Av. de La Cultura 1620 del distrito de Wanchaq (Cusco). El modelo eléctrico de la electrolinería que proponemos para el trabajo de investigación es de recarga rápida en corriente continua (modo 4), con una alimentación desde 50 kW aproximadamente o más, permitiendo cargar las baterías de forma rápida en un tiempo aproximado de 30 minutos o menos, la electrolinería cuenta con conectores Combo CSS y CHAdeMo; asimismo, la generación distribuida que planteamos, es la generación solar fotovoltaica con interconexión a la red eléctrica de distribución convencional.

#### **1.6. Limitación de la Investigación**

A continuación, se detallan las principales limitaciones que se presentaron durante el desarrollo de este estudio:

- En esta investigación, se propuso la ubicación del equipamiento de la electrolinería y del sistema solar fotovoltaico en espacios adecuados del Grifo Primax; no obstante, el estudio no abarca las fases de implementación.
- El estudio se llevó a cabo únicamente en un grifo, ya que para realizar investigaciones en las instalaciones de otras empresas similares es necesario obtener permisos. Sin embargo, el modelo desarrollado puede ser replicado en cualquier otro grifo.
- Falta de un informe anual sobre las ventas de vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco, puesto que, este dato es fundamental para conocer la evolución precisa del mercado de autos eléctricos.
- Falta de un informe de la relación de estaciones de carga rápida y lenta de vehículos eléctricos operativas de acceso público en la ciudad Cusco. Ya que, esta información es

necesario para identificar las mejores ubicaciones para la instalación de nuevos puntos de carga.

- Este estudio se enfoca únicamente en el análisis y evaluación de la infraestructura de carga para vehículos eléctricos de categoría livianos de uso particular o servicio público de taxi en la ciudad de Cusco. No se incluyen en el estudio los vehículos eléctricos de categoría buses y camiones, así como las empresas con flotas de buses o transporte pesado.
- Ausencia de estaciones meteorológicas cercanas al área de estudio que permitan obtener datos más precisos sobre la radiación solar.
- Dado que el espacio disponible en los grifos urbanos de la ciudad de Cusco para la instalación de paneles solares es limitado, el diseño se partió tomando en cuenta el área disponible. No obstante, se buscó asegurar que la generación distribuida del tipo solar fotovoltaica tuviera un porcentaje de participación eficiente en el suministro de energía eléctrica a la electrolinera.

## CAPÍTULO II

### 2. MARCO TEÓRICO

#### 2.1. Antecedentes del Problema

##### 2.1.1. Antecedentes Nacionales

Quinto (2023) realizó un estudio titulado “Diseño de una estación de carga para vehículos eléctricos con fuente híbrida en la ciudad de Puno”, Perú. Al respecto, la tesis tuvo como principal objetivo realizar una propuesta del diseño de una estación de carga para vehículos eléctricos con fuente híbrida en la ciudad de Puno. Por otra parte, los resultados obtenidos indican que el aporte del sistema fotovoltaico, que en un inicio se planteó para reducir el consumo de energía requiere de una gran cantidad de módulos para reducir un alto porcentaje del consumo de la red eléctrica. Dado que, esto no solo implica la adquisición de más módulos, sino también de disponer de un gran espacio donde instalar los paneles, por lo que se debe buscar un equilibrio entre estos valores, en ese sentido se determinó que fuese el 50% el aporte de energía fotovoltaica. Así mismo, el proyecto es viable siempre en cuando exista un convenio para la recarga de 06 VE, con un ingreso de 80 soles en promedio por día con dos puntos de recarga, recuperando el costo de inversión en 5 años desde su operación.

Ramos y Gonzales (2021) realizaron un estudio titulado “Diseño de una estación de carga solar para vehículos eléctricos en centros comerciales”, en el distrito de La Molina, provincia de Lima, región Lima, Perú. En tal sentido, los objetivos del artículo fueron, dimensionar el sistema fotovoltaico conectado a red para que brinde el 50 % de la energía que necesite las baterías de los vehículos eléctricos durante las horas que se cuente con el recurso solar. Así como evaluar la viabilidad técnica y económica de la estación de carga solar para vehículos eléctricos en centros comerciales. En consecuencia, los resultados obtenidos según las simulaciones y cálculos, indican que se cubriría más del 50% de la energía consumida por la carga de los vehículos eléctricos durante las 9:00 am – 6:00 pm. Asimismo, el proyecto es técnicamente viable, la tecnología actual permitiría realizar el proyecto. Además, el proyecto es viable económicamente, ya que el VAN y el TIR son viables, y el tiempo de retorno de la inversión es de unos 8 años.

### **2.1.2. Antecedentes Internacionales**

Trejos y Bejarano (2022) realizaron un estudio titulado “Diseño de un sistema de suministro de energía eléctrica solar fotovoltaica para una línea de electrolineras que conecte dos regiones del país” en la ciudad Bogotá del país Colombia. Aunado a esto, el objetivo general de la tesis fue diseñar un sistema de suministro de energía eléctrica solar fotovoltaica, para una línea de electrolineras que conecte dos regiones del país. En efecto, los resultados obtenidos demuestran que la potencia instalada requerida para alimentar 16 vehículos durante el día por medio del cargador de conectores de 50 kW (DC) y 43 kW (AC) marca ABB, es de 109,44 kW, lo que implica el uso de 288 paneles solares de 450 W (que ocupan un área de 626 m<sup>2</sup>), 3 inversores de 36 kW, 1 gestor energético y elementos de protección.

Vargas et al. (2024) realizaron un estudio titulado “Estación de carga híbrida (solar - red) para vehículos eléctricos de transporte periurbano”, en la ciudad Cochabamba del país Bolivia. En ese mismo contexto, el objetivo de este artículo fue proponer una metodología de diseño de una estación de carga híbrida solar-red para la recarga de vehículos eléctricos, evaluando sus costos e impactos. De ahí que, los resultados obtenidos a través de métodos analíticos y computacionales demuestran que el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y el respaldo convencional son adecuados para satisfacer la demanda energética proyectada en una instalación de recarga de baterías de vehículos eléctricos. Así pues, la generación fotovoltaica, calculada mediante métodos analíticos y computacionales, es de 3.768 kWh anuales. Además, los paneles solares, inclinados y orientados de manera óptima, permiten un aporte renovable de 16% durante el solsticio de invierno y 19% durante el solsticio de verano. Por lo tanto, estos datos confirman la capacidad del sistema fotovoltaico para reducir el consumo eléctrico de la red, mejorando la sostenibilidad del proyecto. Asimismo, en cuanto a los componentes del sistema, se utilizaron conductores de cobre aislados XLPE, dimensionados según la capacidad de corriente, regulación de voltaje y normas locales. Por otro lado, la inversión total, aproximadamente 5.056,17 USD, se recuperaría en un periodo estimado de 8 años, basado en un modelo preliminar de ingresos por evento de carga.

## 2.2. Bases Teóricas

### 2.2.1. Tipos de Vehículos Eléctricos

En la actualidad existen varios tipos de vehículos eléctricos y los más comunes son:

**a) Vehículo Híbrido Convencional (HEV).** A este tipo de vehículos se les denomina como HEV (Hybrid Electric Vehicle) o también híbridos no enchufables, “es aquel propulsado por un motor térmico y uno o más motores eléctricos alimentados por baterías que se recargan por un generador accionado por el motor térmico y por el sistema de freno regenerativo” (Ministerio de Transportes y Comunicaciones, 2018).

**b) Vehículo Eléctrico (BEV).** A estos vehículos se le conoce como BEV (Battery Electric Vehicle) o también EV (Electric Vehicle), “es aquel propulsado únicamente por uno o más motores eléctricos alimentados por una o más baterías que se recargan conectadas a la red eléctrica” (Ministerio de Transportes y Comunicaciones, 2018).

**c) Vehículo Híbrido Enchufable (PHEV).** Estos vehículos son nombrados como PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle), “es aquel propulsado por un motor térmico y uno o más motores eléctricos alimentados por baterías que se recargan conectadas a la red eléctrica” (Ministerio de Transportes y Comunicaciones, 2018).

**d) Vehículo Eléctrico con Autonomía Extendida (REEV).** Estos vehículos son conocidos como REEV (Range Extender Electric Vehicle), “es aquel vehículo eléctrico cuyas baterías se recargan conectadas a la red eléctrica y cuenta además con un motor térmico de apoyo que acciona un generador eléctrico para recargar sus baterías y aumentar su autonomía” (Ministerio de Transportes y Comunicaciones, 2018).

Además, “los vehículos eléctricos se dividen en tres tipos diferentes en función de su uso y peso, es decir, vehículos ligeros, vehículos de servicio mediano y vehículos pesados” (Ilahi et al., 2024, p.2).

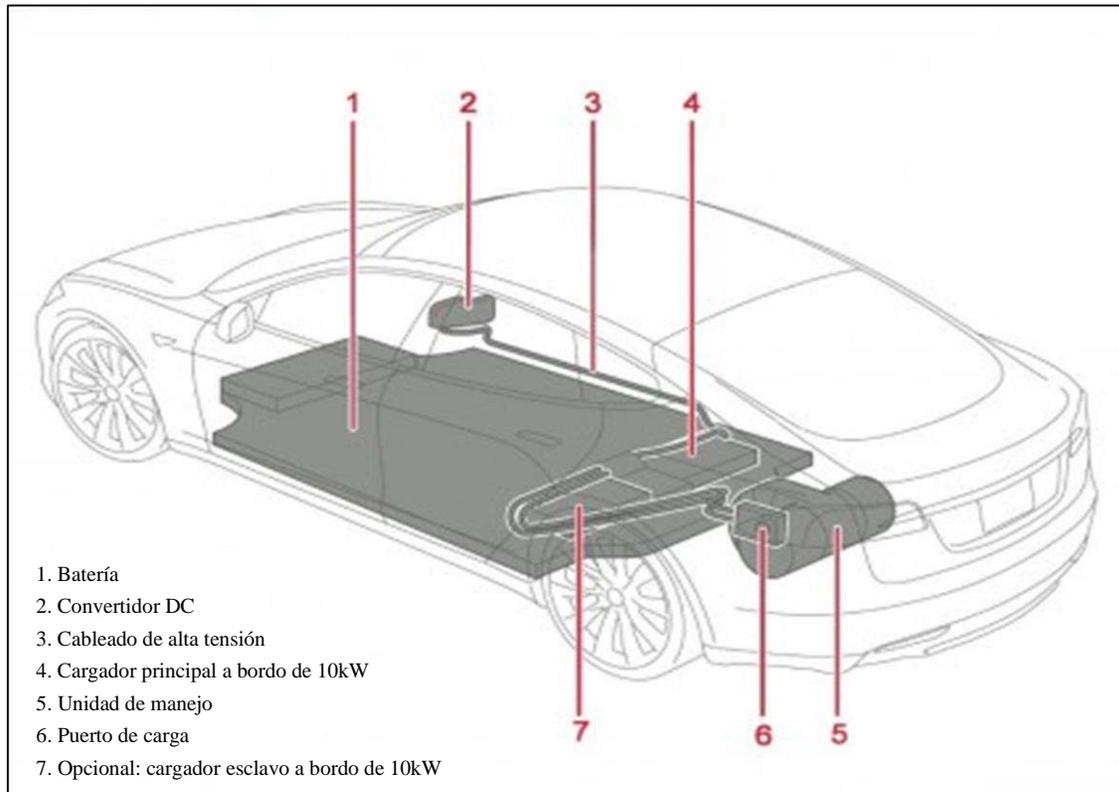
Esta investigación abarca exclusivamente el estudio de los vehículos eléctricos enchufables y ligeros.

### 2.2.2. Elementos del Auto Eléctrico

La distribución referencial de los elementos del auto eléctrico o vehículo ligero, es como se muestra en la Figura 2.1.

**Figura 2.1**

*Esquema de componentes para la recarga del auto eléctrico*



*Fuente. Hutchinson, 2013.*

### **2.2.3. Definición de una Electrolinera**

Después de ver los diferentes tipos de vehículos eléctricos y sus componentes, es momento ahora de que estudiemos los cargadores en sí mismos.

En ese sentido Catalá (2019) afirma que:

Las recargas que hacemos en una electrolinera están dentro del modo 4, de cargas de alta potencia en corriente continua y alta velocidad. En su conjunto, está conformada por los surtidores eléctricos, los cargadores o postes, y por toda la maquinaria asociada de alta tecnología que permita a la energía fluir desde la red eléctrica hasta los postes. (p. 98)

Por su parte, el Ministerio de Energía y Minas (2019), dice que una estación de carga de baterías o electrolinera es:

Una infraestructura de abastecimiento instalada con el fin de brindar el servicio de carga de baterías de los vehículos eléctricos e híbridos, la cual debe cumplir

estándares internacionales y las condiciones técnicas y de seguridad correspondientes, y son sujetas a la supervisión y fiscalización de las autoridades competentes.

De las anteriores definiciones de la electrolinera nos adherimos al concepto de Catalá, debido a que el presente estudio se centra en estudiar los cargadores que nos permitan cargar el vehículo lo más rápido posible, que sea de alta potencia y con cargas en modo 4.

#### **2.2.4. Categorías de Cargadores de Baterías para Vehículos Eléctricos**

La batería de un auto eléctrico puede recargarse con corriente alterna (AC) o con corriente continua (CC): “en el primer caso, el convertidor CA/CC se instala dentro del vehículo eléctrico, mientras que en el segundo caso se instala dentro de la estación de carga” (Lamedica et al., 2023, p. 1). En tal sentido, según la infraestructura existen dos tipos de sistemas de carga, conocidos como sistemas de carga a bordo y sistemas de carga fuera de bordo (Ilahi et al., 2024, p.2).

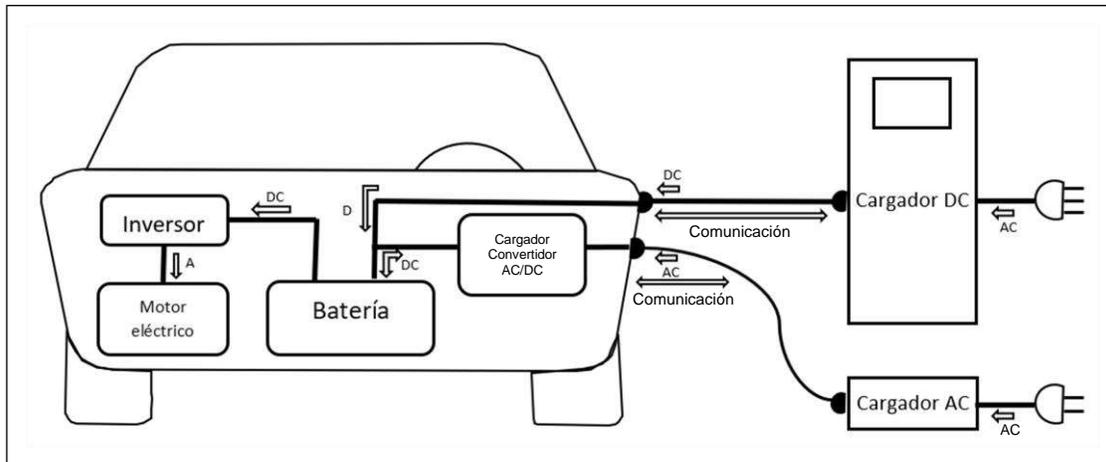
**a) Carga a Bordo.** La carga a bordo en los vehículos eléctricos consiste en convertir la energía de corriente alterna (CA) externa en corriente continua (CC) para recargar la batería del vehículo. Este proceso es crítico y requiere de componentes como rectificadores y transformadores para asegurar una carga segura y eficiente. Generalmente, la carga a bordo es integrada en el tren motriz del vehículo o se ubica cerca de la batería y puede estar incorporado dentro del vehículo o ser parte del cable de carga. Los propietarios pueden cargar sus vehículos en cualquier lugar que disponga de una toma de corriente o estaciones de carga adecuadas (Zentani et al., 2024, p. 13).

**b) Carga Fuera de Bordo.** La carga fuera de bordo se refiere a la recarga de las baterías de los vehículos fuera del propio vehículo, generalmente en estaciones de carga externas o infraestructura relacionada. Entre los métodos comunes de carga fuera de bordo se encuentran las estaciones de carga públicas, la carga rápida en corriente continua (CC) y la carga inalámbrica. Estos métodos suelen tener menos etapas de conversión, lo que mejora la eficiencia de la carga, especialmente cuando se utiliza una fuente de alimentación en CC, eliminando la necesidad de etapas de conversión de CA a CC y corrección del factor de potencia (Zentani et al., 2024, p. 14).

A partir de estas afirmaciones, la Figura 2.2 resume la recarga de la batería del auto eléctrico.

**Figura 2.2**

Esquema de recarga de batería en un auto eléctrico



Fuente. Ministerio de Energía y Minas, 2019.

### 2.2.5. Partes de la Electrolinera

Este estudio se centra en proponer un sistema de carga rápida y eficiente para vehículos eléctricos, por lo que nos enfocaremos en analizar los sistemas de carga fuera de bordo. A continuación, se describen en detalle los elementos principales de este sistema de carga, también conocidos como electrolineras.

**a) Centro de Seccionamiento y Transformación de MT a BT.** Será el responsable de convertir la electricidad de la red de media tensión a baja tensión y de conectar la electrolinera a la red de media tensión, respetando las normas establecidas por la distribuidora de electricidad a cuya red se va a conectar. Es importante este componente porque garantiza la operatividad del resto de elementos que aseguran la carga del vehículo eléctrico, a su vez, es un punto fundamental desde el punto de vista de la seguridad (Ormazabal, 2024).

**b) Convertidor de Potencia.** “Este conjunto de equipos cumple la función de adaptar la electricidad, que llega en corriente alterna, a continua, que es la que admiten las baterías de los vehículos eléctricos” (Ormazabal, 2024).

**c) Poste de Carga o Dispensador.** Son el interfaz con el vehículo, que una vez realizado el pago permiten que el automóvil se cargue. Su potencia puede variar, en la actualidad puede aproximarse a 50 kW, así como puede haberlos de 100 kW, 150 kW, o más. El poste obedece a lo que dice el coche, es decir, el hecho de que el poste puede entregar 50 kW, no significa que siempre los vaya a suministrar al coche, sino que, cada coche tiene un BMS que puede

limitar la velocidad de carga si lo estima conveniente; esto significa limitar la cantidad de kW que se suministran, en ese sentido podríamos estar cargando con 45 kW, siendo algo normal y no por ello algún componente del coche o cargador pueda estar mal (Catalá, 2019, p. 99).

En la Figura 2.3 se detalla el funcionamiento de la electrolinera.

**Figura 2.3**

*Componentes de la electrolinera*



*Fuente. Ormazabal, 2019.*

### 2.2.6. Modos de Carga

La normativa internacional ya define los modos de recarga y los tipos de conectores utilizados para este fin. La norma IEC 61851-1, define cuatro modos de recarga:

**a) Modo 1: Recarga Lenta en Corriente Alterna (AC).** Según Ministerio de Energía y Minas (2019), las características del Modo 1 de recarga son las siguientes:

- Modo de recarga no exclusivo para autos eléctricos. Exclusivo para pequeños vehículos eléctricos, como bicicletas, ciclomotores o cuatriciclos, entre otros.
- Modo de recarga de mayor uso en las viviendas.
- No cuenta con conector específico para vehículo eléctrico.
- Tipo recarga: Lenta en corriente alterna (AC).
- Corriente máxima: 16 A por fase de 3.7 kW hasta 11 kW.
- Protecciones: La instalación requiere de protección diferencial y magnetotérmica.
- Características especiales: Conexión a la red de corriente alterna (AC) del vehículo eléctrico utilizando tomas de corriente normalizadas.
- Comunicación: Sin comunicación entre vehículo y punto de recarga.

**Figura 2.4**

Diagrama modo de recarga 1



Fuente. Electromovilidad, (s.f.).

**b) Modo 2: Recarga Lenta y Semi-Rápida en Corriente Alterna (AC).** Según Ministerio de Energía y Minas (2019), las características del Modo 2 de recarga son las siguientes:

- Se emplea para la recarga lenta y semi-rápida de vehículos eléctricos en corriente alterna (AC).
- Mayormente es usado en estacionamientos internos o externos, garajes y viviendas.
- No cuenta con conector específico para vehículo eléctrico.
- Tipo recarga: Lenta en corriente alterna (AC).
- Corriente máxima: 32 A por fase de 3.7 kW hasta 22 kW.
- Protecciones: La instalación debe contar con protección mediante interruptores diferencial y magnetotérmica.
- Características especiales: Cable especial con un dispositivo electrónico integrado con función de comunicación denominada piloto de control (CP) y protecciones.

**Figura 2.5**

Diagrama modo de recarga 2



Fuente. Electromovilidad, (s.f.).

**c) Modo 3: Recarga Rápida en Corriente Alterna (AC).** Según Ministerio de Energía y Minas (2019), las características del Modo 3 de recarga son las siguientes:

- Empleado para la recarga rápida de vehículos eléctricos en corriente alterna (AC).
- Modo de recarga con circuito eléctrico acondicionado especialmente para la recarga de vehículos eléctricos, más usado en las playas de estacionamiento, estacionamientos públicos y privados (internos o externos), así como en electrolineras públicas y privadas.
- Si cuenta con conector específico para vehículo eléctrico.
- Tipo recarga: Lenta o semi-rápida. Monofásica o trifásica.
- Corriente máxima: Según conector, máximo 64 A por fase de 14.8 kW hasta 43 kW.
- Protecciones: Incluidas en la infraestructura de carga diseñada para vehículos eléctricos.
- Características especiales: Conexión del vehículo eléctrico utilizando un equipo específico (SAVE) a la red de alimentación de corriente alterna (AC).

**Figura 2.6**

*Diagrama modo de recarga 3*



*Fuente. Electromovilidad, (s.f.).*

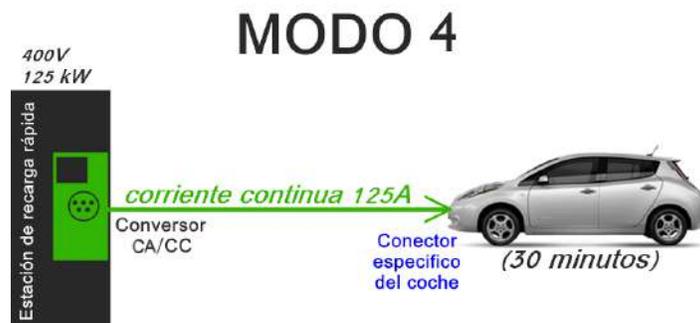
**d) Modo 4: Recarga Rápida en Corriente Continua (DC).** Según Ministerio de Energía y Minas (2019), las características del Modo 4 de recarga son las siguientes:

- Empleado para la recarga rápida de vehículos eléctricos en corriente continua (DC).
- Mas usado en electrolineras públicas y privadas.
- Corriente máxima: Según recargador, hasta 400 A, aproximadamente de 50 kW hasta 150 kW.
- Protecciones: Incluidas en la infraestructura de carga.
- Características especiales: Conexión del vehículo eléctrico utilizando un recargador externo fijo, que realiza la transformación de corriente alterna (AC) a corriente continua

(DC), además esta infraestructura cuenta con sistemas de control, comunicación y protecciones.

**Figura 2.7**

*Diagrama modo de recarga 4*



*Fuente. Electromovilidad, (s.f.).*

En la Tabla 2.1 se muestra un resumen de las características principales de los modos de recarga para el auto eléctrico.

**Tabla 2.1**

*Resumen modos de recarga para el auto eléctrico*

Modo	Conector	Velocidad	Corriente Máxima	Voltaje Máxima	Potencia	Protección
Modo 1 Fijo, enchufe no dedicado	Schuko	Lenta	Hasta 16 A (AC)	Hasta 240 V (AC)	De 3.7 kW a 11 kW	Diferencial y magnetotérmico
Modo 2 Enchufe no dedicado con dispositivos de protección de cable incorporado	Schuko	Lenta	Hasta 32 A (AC)	Hasta 240 V (AC)	De 3.7 kW a 22 kW	Diferencial y magnetotérmico
Modo 3 Fijo, enchufe-circuito dedicado	Tipo 1 SAE J1772 (Yazaki)	Normal	Hasta 32 A (AC)	Hasta 240 V (AC)	De 3.7 kW a 7.6 kW	Incluida en la instalación y equipo SAVE
	Tipo 2 IEC 62196 (Mennekes)	Semi-Rápida	Hasta 63 A (AC)	Hasta 480 V (AC)	De 15 kW a 43 kW	
Modo 4 Conexión corriente continua	Combo CCS	Rápida	Hasta 125 A (CC)	Hasta 850 V (CC)	Hasta 100 kW (CC)	Incluida en la instalación y el equipo
	CHAdEMO	Rápida	Hasta 125 A (CC)	Hasta 500 V (CC)	Hasta 62 kW (CC)	

*Fuente. Ministerio de Energía y Minas, 2019.*

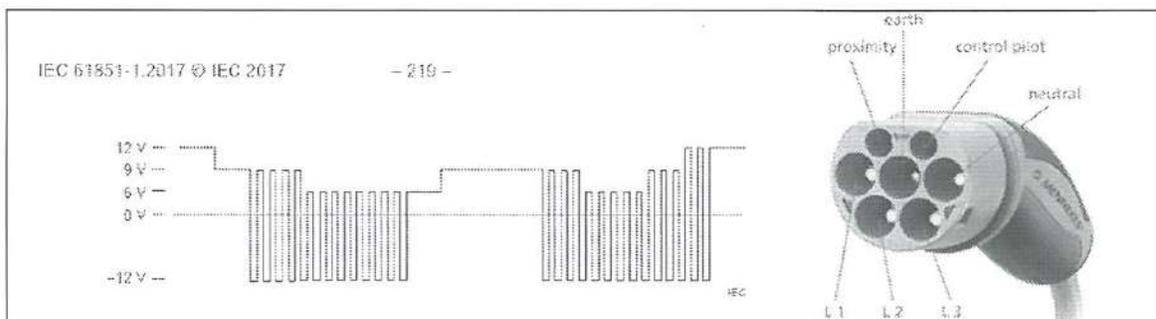
### 2.2.7. Sistema de Comunicación para la Recarga de Batería

De acuerdo a los modos de recarga descritos, se identifica que los modos de recarga 3 y 4, incorporan una función de comunicación electrónica denominada Piloto de Control (CP), el cual hace posible la comunicación entre el equipo de recarga y el vehículo eléctrico. El modo de recarga 2 también incluye la función de comunicación (Piloto de Control), sin embargo, está incorporada en el cable que se utiliza para la recarga, que por lo general, viene incluido cuando se compra el vehículo (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

La función Piloto de Control (CP) es una señal de control del tipo PWM (pulse width modulation) de +/-12 Voltios en DC, que durante el proceso de recarga verifica permanentemente la continuidad del conductor de tierra, asegurando la protección del equipo de recarga exterior (SAVE) y del vehículo eléctrico. Se interrumpe la recarga en caso de fallas (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

**Figura 2.8**

*Función de piloto de control*



*Fuente. Ministerio de Energía y Minas, 2019.*

Según Ministerio de Energía y Minas (2019), la información transmitida a través de la función Piloto de Control (CP) es la siguiente:

- Corriente de recarga máxima permitida (función PWM).
- Habilitar / deshabilitar recarga (función PWM, nivel de voltaje).
- Solicitud de inicio de recarga de la fuente de alimentación.
- Solicitud de parada de recarga de la fuente de alimentación.
- Verificar si el conector del recargador está conectado al vehículo.

### 2.2.8. Tipos de Conectores para Corriente Alterna (AC)

La norma internacional IEC 62196-2 bases, clavijas, acopladores de vehículo y entradas de vehículo, estandariza estos dispositivos para la recarga conductiva de vehículos eléctricos.

Es importante precisar que sólo los modos de recarga 3 y 4 utilizan un conector específico para vehículos eléctricos; sin embargo, algunos fabricantes de vehículos con modo de recarga 2, también incorporan conectores de este tipo en sus unidades.

Los conectores más utilizados en este tipo de vehículos son los siguientes:

**a) Tipo 1: SAE-J1772 - Yazaki (Japón).** Según Ministerio de Energía y Minas (2019), este conector tiene las siguientes características:

- 5 pines: Fase 1 (L1), Fase 2/Neutro (L2/N), Toma a tierra (PE), Piloto de Control (CP) y comunicaciones (CS).
- Uso en corriente alterna (AC) monofásico, desde 110 V hasta 230 V y como máximo 250 V, 32 A, 7.2 kW como máximo.
- Aprobado por la SAE en la norma J1772.
- Grado IP: IPXXB.
- Utilizado para modo de recarga 3 en corriente alterna (AC).
- Podemos encontrar en vehículos como: Tesla Roadster, Toyota Prius Plug-in Hybrid, Nissan Leaf, Chevrolet Volt, Mitsubishi i-MiEV, Renault Kangoo Z.E, Renault Fluence Z.E, Ford Focus Electric, Smart ForTwo electric drive, BMW ActivE y Honda Fit EV, etc.

**Figura 2.9**

*Conector SAE-J1772 - Yazaki*



*Fuente. Carbonell, 2023.*

**b) Tipo 2: Mennekes (Alemania).** Según Ministerio de Energía y Minas (2019), este conector tiene las siguientes características:

- 7 pines: Tres fases (L1, L2, L3), Neutro (N), Toma a tierra (PE), Piloto de Control (CP) y comunicaciones (PP).
- Uso en corriente alterna (AC) monofásica o trifásica con el mismo conector, desde 100 V hasta 500 V, 62 A, 43 kW como máximo.
- Grado IP: IPXXB.
- Utilizado para modo de recarga 3 en corriente alterna (AC).
- Elegido “de-facto” para conector en VE por OEMs (fabricante de equipamiento original).
- Podemos encontrar en vehículos como: Tesla Model S, Renault ZOE, BMW i3, Audi Sportback e-tron, Porsche Panamera Hybrid, VW e-Up! y VW e-Golf.

**Figura 2.10**

*Conector Mennekes*



*Fuente. Carbonell, 2023.*

**c) Tipo 3: SCAME - EV France-Italy Plug Alliance.** Según Ministerio de Energía y Minas (2019), este conector tiene las siguientes características:

- 7 pines: Tres fases (L1, L2, L3), Neutro (N), Toma a tierra (PE), Piloto de Control (CP) y comunicaciones (PP).
- Uso en corriente alterna (AC), monofásica o trifásica con el mismo conector, desde 100 V hasta 500 V, 32 A, 22 kW como máximo.
- Grado IP: IPXXD.
- Utilizado para modo de recarga 3 en corriente alterna (AC).
- Por ahora solo es usado por pequeños fabricantes de micro coches eléctricos.

**Figura 2.11***Conector Tipo 3**Fuente. Carbonell, 2023.*

### 2.2.9. Tipos de Conectores para Corriente Continua (DC)

Los diseños de conectores y enchufes para la recarga en corriente continua (DC) se describen con suficiente detalle y están agrupados en varias configuraciones, con la finalidad de permitir la compatibilidad de productos de diferentes fabricantes. Así mismo, todas las configuraciones cuentan con un conector macho y un enchufe hembra. Respecto a las configuraciones DD y EE se discutieron, pero todavía no se incluyeron en la versión publicada de la norma IEC 62196-3:2014 (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

**a) Configuración AA: Conector CHAdeMO.** La configuración AA, se usa para la recarga en corriente continua (DC), que de acuerdo a la norma IEC 61851-23 implementan el sistema de recarga A y comunicaciones CAN según la norma IEC 61851-24 Anexo A. Es utilizado en Japón y en vehículos de fabricantes japoneses (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

Según Ministerio de Energía y Minas (2019), este conector tiene las siguientes características:

- Uso en corriente continua (DC), hasta 62.5 kW, máximo 500 V DC y 125 A DC.
- 10 pines: 2 de potencia, 7 de señal y 1 sin asignación.
- Normalmente su proceso de recarga comienza a 110 A hasta alcanzar el 50% de la capacidad de la batería, tras esto sigue a 44 A hasta el 80% y finaliza la recarga a 14 A.
- Utilizado para modo de recarga 4 en corriente continua (DC).
- Podemos encontrar en vehículos como: Mercedes Clase B EV, Citroen C-Zero, Mitsubishi i-MiEV, Nissan Leaf, Peugeot Ion, Fiat 500e, Subaru Plug-in Stella y Microvett Fiorino.

**Figura 2.12***Conector CHAdeMO**Fuente. Carbonell, 2023.*

**b) Configuración BB: GB/T (PRC).** Esta configuración se emplea en estaciones de recarga en corriente continua (DC), que de acuerdo a la norma IEC 61851-23 implementan el sistema de recarga B y comunicaciones CAN según la norma IEC 61851-24 Anexo B. Es usado mayormente en China, donde la misma solución técnica se describe en el estándar GB/T 20234.3 (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

**Figura 2.13***Conector GB/T (PRC)**Fuente. BESEN, 2024.*

**c) Configuración CC: Conector CCS.** El conector CCS (Combined Charging System) fue estandarizada mediante la norma internacional IEC-62196-3, como una solución global para la recarga en corriente continua (DC) por norteamericanos y alemanes (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

Esta configuración es conocido como CCS1 o Combo1, debido a que se utiliza dentro del Sistema de recarga Combinado CCS y amplía el adaptador tipo 1 (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

Se emplea en estaciones de recarga de corriente continua (DC), que según la norma IEC 61851-23 implementan el sistema de recarga C y comunicación PLC de acuerdo a las normas IEC 61851-24 Anexo C y ISO 15118-3. Es más utilizado en Estados Unidos, donde la misma solución técnica se describe en el estándar SAE J1772 (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

**Figura 2.14**

*Conector CCS1*



*Fuente. BESEN, 2024.*

**d) Configuración FF: Conector CCS2 o Combo2.** La configuración FF es conocido como CCS2 o Combo2, debido a que se utiliza dentro del Sistema de recarga Combinado CCS y amplía el adaptador tipo 2 (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

Se hace uso en estaciones de recarga en DC que de acuerdo a la norma IEC 61851-23 implementan el sistema de recarga C y comunicación PLC según las normas IEC 61851-24 Anexo C y ISO 15118-3. Es más utilizado en Europa donde la regulación de todas las estaciones de recarga públicas en corriente continua (DC) deben contar con un conector FF (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

Según Ministerio de Energía y Minas (2019), este conector tiene las siguientes características:

- 5 pines (2 de Potencia, PE, CP, PP), permitiendo hasta 850 V y 200 A, aunque habitualmente no se sobrepasan los 125 A, se han llegado a potencias de 100 kW. Sin embargo, existen estaciones de recarga que llegan a suministrar potencias de hasta 150 kW, requiriendo una infraestructura con mayores protecciones y demanda eléctrica. Por sus características, este tipo de instalaciones son de gran tamaño y de costo elevado.
- Utiliza como protocolo de comunicación Home Plug GreenPHY.
- El conector Combo2 es utilizado para modos 2, 3 y 4 a través de una sola toma.

- Podemos encontrar en vehículos como: BMW i3, VW e-Up! y VW e-Golf.

**Figura 2.15**

*Conector CCS2*



*Fuente. Carbonell, 2023.*

Por lo descrito, existen diferentes tipos de conectores para la recarga de los vehículos eléctricos. La elección del tipo de conector, depende de la marca y el lugar de fabricación del vehículo. Sin embargo, la norma internacional IEC 62196-2 bases, clavijas, acopladores y entradas de vehículo, estandariza estos dispositivos para la recarga conductiva de los vehículos eléctricos, además la norma IEC 62196-3 amplía la IEC 62196-1 y describe diseños de conectores y enchufes específicos de recarga en modo 4 con corriente continua (DC) para vehículos eléctricos, tal como se describe en las normas IEC 61851-1 y IEC 61851-23 (Ministerio de Energía y Minas, 2019). En la Tabla 2.2 se resume estas especificaciones técnicas.

**Tabla 2.2**

*Resumen de tipos de conectores para el auto eléctrico*

<b>Conector</b>	<b>Modo de recarga</b>	<b>Fabricante/País/Us</b>	<b>Tensión</b>
SAE J1772	Modo 2, Modo 3	Estados Unidos, Japón	Alterna (AC)
MENNEKES	Modo 2, Modo 3	Europa	Alterna (AC)
GB/T AC	Modo 3	China	Alterna (AC)
CHAdeMO	Modo 4	Japón, Europa	Continua (DC)
CCS1-Combo 1	Modo 4	Estados Unidos	Continua (DC)
GB/T DC	Modo 4	China	Continua (DC)
CCS2-Combo 2	Modo 2, Modo 3 y Modo 4	Europa	Continua (DC) / Alterna (AC)

*Fuente. Ministerio de Energía y Minas, 2019.*

## 2.2.10. Estaciones de Recarga en Corriente Alterna (AC) para Vehículo Eléctrico

**a) Carga Lenta (Convencional).** Utiliza la corriente alterna (AC) convencional monofásica de la vivienda, aproximadamente 16 amperios y un máximo de 240 voltios en monofásico y 480 voltios en trifásico. Además, se necesita como requisito una conexión de cable de tierra en el tomacorriente, el esquema que utiliza esta modalidad de recarga es del Modo 2, en la cual el conector al auto incluye un pin de comunicación de conexión y desconexión (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

**Figura 2.16**

*Recarga convencional*



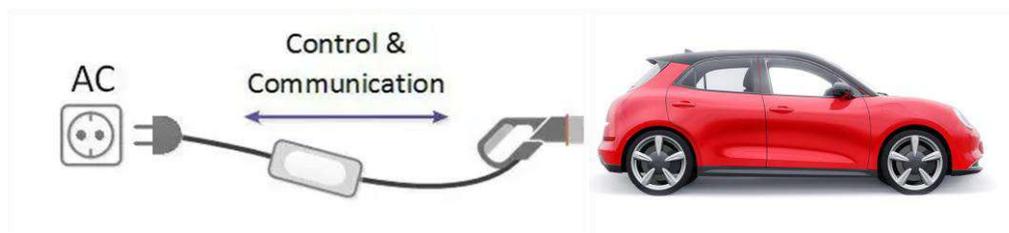
*Fuente. EVBBC, 2023.*

**b) Estación de Recarga Semi-Rápida.** La recarga también se efectúa en corriente alterna (AC), con los mismos niveles de tensión aceptadas que en el modo de carga lenta convencional, sin embargo, el cable de recarga debe llevar un dispositivo de control y protección. Además, en el lado del vehículo es obligatorio un pin de control conectado al dispositivo de protección situado en el cable, el esquema que utiliza esta modalidad de recarga es del Modo 2 (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

La recarga semi-rápida emplea al menos 32 amperios y 230 voltios en corriente alterna (AC) (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

**Figura 2.17**

*Recarga semi rápida*



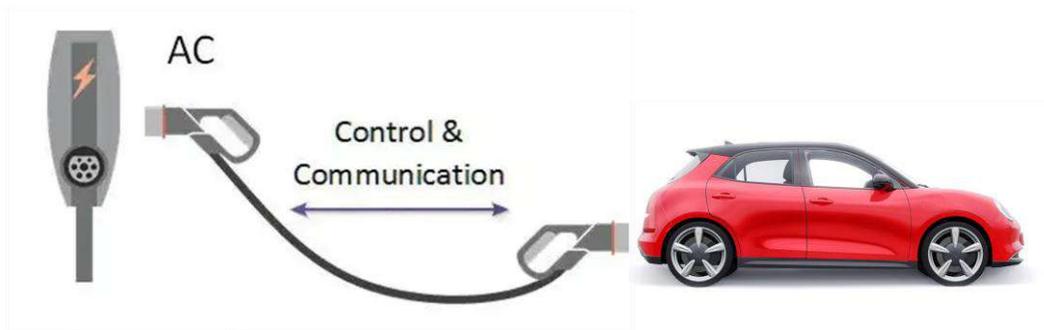
*Fuente. EVBBC, 2023.*

c) **Estación de Recarga Rápida en AC.** Este modo de recarga sigue siendo en corriente alterna (AC), pero en este caso la estación de recarga cuenta con un Sistema de Alimentación del Vehículo Eléctrico (SAVE) que le permite hacer el seguimiento del proceso de recarga, el cual se realiza en ambos lados a través de un cable con conectores especiales que integren la función Piloto de Control (CP) mediante pines de control y señal desde el enchufe del vehículo hasta el de la estación de recarga (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

Así mismo, el enchufe de la estación de recarga permanece desenergizado hasta que haya un vehículo conectado. Este modo de recarga permite la integración de los vehículos eléctricos en las redes de distribución inteligentes (Smart Grids). Además, teóricamente permite la posibilidad de recargar hasta 250 amperios. El esquema que utiliza esta modalidad de recarga es del Modo 3 (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

**Figura 2.18**

*Recarga rápida en AC*



Fuente. EVBBC, 2023.

### **2.2.11. Estaciones de Recarga Rápida en Corriente Continua (DC) para Vehículo Eléctrico**

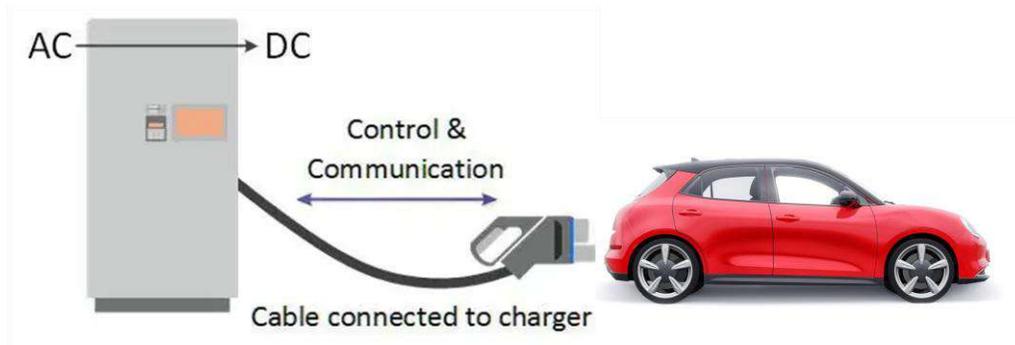
Este modo de recarga se realiza directamente en corriente continua (DC), obteniéndose una potencia de salida del orden de 50 kW o más. Por ejemplo, para un vehículo eléctrico con una batería de 20 kWh y una recarga a 50 kW, este modo de recarga sería el más adecuado debido a que en 15 minutos recargaría el 65% de la batería (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

Para lograr esto, la estación de recarga debe contar con su propio convertidor de corriente alterna a corriente continua. Generalmente, el convertidor de la estación de recarga tiene la capacidad para soportar mayores niveles de potencia y tensión, generando un ahorro en peso,

pérdidas y calentamiento dentro del convertidor del vehículo. El esquema que utiliza esta modalidad de recarga es del Modo 4 (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

**Figura 2.19**

*Recarga rápida en DC*



*Fuente. EVBBC, 2023.*

### **2.2.12. Estaciones de Recarga**

De acuerdo al análisis realizado, existen diferentes tipos de conectores para la recarga del vehículo eléctrico, tanto para la recarga en corriente alterna (AC) y en corriente continua (DC). La elección del tipo conector en el auto eléctrico, depende de la marca y el lugar de fabricación del vehículo, por lo tanto, la estación de recarga será diferente para cada tipo de conector. Esta variación es más notoria para las recargas en corriente continua (DC) y los conectores más usados a nivel mundial son el CHAdeMO, CCS Combo1 y CCS Combo2 (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

En la actualidad las estaciones de recarga rápida incluyen hasta tres tipos de conectores en un solo equipo, por ejemplo, se puede encontrar en una estación de recarga con las siguientes configuraciones: un conector Mennekes (carga en corriente alterna), un conector CHAdeMO (carga en corriente continua), un conector CCS Combo2 (carga en corriente alterna y continua), entre otras combinaciones (Ministerio de Energía y Minas, 2019).

**Figura 2.20***Estación de recarga**Fuente. ABB, 2023.*

### 2.2.13. Procedimiento de Carga de Vehículos Eléctricos

En una estación de carga de corriente continua (CC), el cargador se ubica dentro de la estación y se conecta directamente con el sistema de gestión de batería (BMS) del vehículo. La velocidad con la que se transfiere la energía durante la carga depende de dos factores: el voltaje (V) a través de la batería y la corriente (A) que circula a través de ella. La potencia transferida es el resultado del producto de estas dos magnitudes, por lo que, a un mismo voltaje, a menor corriente, mayor será el tiempo necesario de carga. El proceso de carga de las baterías de un vehículo eléctrico sigue un algoritmo conocido como corriente constante - voltaje constante (CC-CV), y se divide en tres fases (Lamedica et al., 2023, p. 2).

**a) Fase de Precarga.** “Durante la cual la corriente se mantiene constante a un valor bajo y el voltaje aumenta constantemente” (Lamedica et al., 2023, p. 2).

**b) Fase de Corriente Constante (CC).** Inicia cuando el estado de carga (SOC) de la batería llega al 10%. Una vez superado este umbral, la corriente se mantiene constante a un valor suficientemente alto hasta que el voltaje de la batería alcanza su valor máximo (Lamedica et al., 2023, p. 2). Este método de control de modo se utiliza con frecuencia durante las etapas iniciales de carga, cuando el estado de carga (SOC) de la batería del vehículo permanece relativamente baja; la carga con corriente constante permite velocidades de carga más

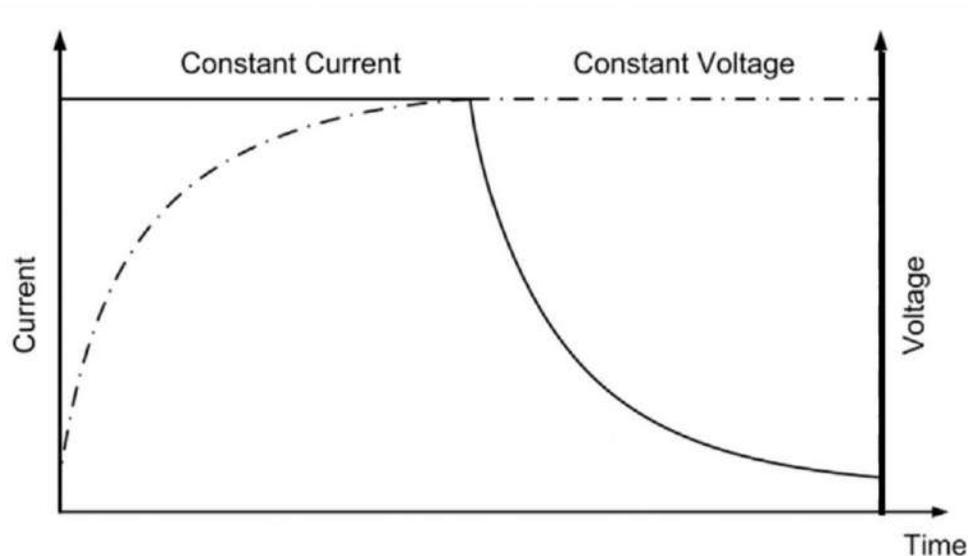
rápidas, lo que asegura una rápida reposición de la capacidad de la batería (Zentani et al., 2024, pp. 11-12).

**c) Fase de Voltaje Constante (CV).** “En este valor máximo de voltaje, comienza la fase de voltaje constante (CV): la corriente continúa cargando la batería, aunque con amplitud decreciente, lo que hace que el SOC de la batería aumente hasta el valor máximo” (Lamedica et al., 2023, p. 2). La carga de voltaje constante se utiliza durante la etapa final para prevenir la sobrecarga de la batería y asegurar su durabilidad; durante esta fase, el sistema de carga monitorea de manera constante el voltaje de la batería y ajusta la corriente para evitar que supere el nivel establecido (Zentani et al., 2024, p. 12).

Si el vehículo inicia la carga con un estado de carga superior al 10 %, la fase de precarga no se produce (Lamedica et al., 2023, p. 2). Dentro de este marco, en la Figura 2.21 se puede ver un proceso de carga típico que incluye la segunda y la tercera fase.

**Figura 2.21**

*Tendencias de voltaje y corriente durante la carga*



*Fuente: Lamedica et al., 2023, p.2.*

### 2.2.14. Cargadores Rápidos y Lentos de Vehículos Eléctricos en el Perú

Con el fin de fomentar el uso de vehículos eléctricos, la Asociación Automotriz del Perú (s.f.), puso a disposición de la población la relación de puntos de carga operativos y de acceso público disponibles en todo el territorio peruano, tal como se muestra en la Tabla 2.3.

**Tabla 2.3**

*Puntos de carga de vehículos eléctricos en el Perú*

N°	Punto de carga	Ciudad	Marca	Potencia	Cargadores	Conectores	Tipo de Cargador	Dirección
1	Hotel Turista	Abancay	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Av Diaz Barcenas 500, Abancay 03001
2	Instituto SENATI – Casma	Áncash	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Av. Reyna Mz. T Lote 6 - Casma
3	Instituto SENATI – Chimbote	Áncash	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Av. Universitaria, Nuevo Chimbote 02712
4	Instituto SENATI – Andahuaylas	Apurímac	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Avenida Sesquicentenario 180, Talavera 03701
5	Centro Comercial Lambramani	Arequipa	CVE EVBOX, Equans	7.4 kW	1	1	C.A.: Tipo 2 (Mennekes)	Av. Lambramani 325 - Arequipa
6	DM Hotel – Ayacucho	Ayacucho	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Jr. Atahualpa 184, Ayacucho 05003
7	Hotel Wilkamayu – Sicuani	Cusco	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Av. Confederacion 420, Sicuani 08254

N°	Punto de carga	Ciudad	Marca	Potencia	Cargadores	Conectores	Tipo de Cargador	Dirección
8	Real Plaza Cusco – Cusco	Cusco	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Alfredo Yepes Miranda 6, Cusco 08003
9	Hotel Sol Natura – Ollantaytambo	Cusco	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	1	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Av Ferrocarril 633, Ollantaytambo
10	Reposo del Ángel – Limatambo	Cusco	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	1	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Comunidad de Pichuimarca S/N, Limatambo, Anta; Cusco, Peru, Cusco 08000
11	Real Plaza – Huancayo	Junín	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Av Ferrocarril S/N, Huancayo 12001
12	Hotel Los Portales – Tarma	Junín	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Av. Castilla 512, Tarma 12651
13	Hotel Casa Andina – Trujillo	La Libertad	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Av. El Golf 591, III 13009
14	Hotel El Faro – Pacasmayo	La Libertad	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	1	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Urbanizacion la Perla, Manzana m, Lote S/N, Pacasmayo
15	Real Plaza Chiclayo – Chiclayo	Lambayeque	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Andrés Avelino Cáceres 222, Chiclayo 14008
16	Centro Comercial Larcomar	Lima	CVE PORSCHE, Equans	11 kW	1	1	C.A.: Tipo 2 (Mennekes)	Av. Malecón de la Reserva 610 - Miraflores
17	Centro Comercial La Rambla	Lima	CVE EVBOX, Equans	2 x 7.4 kW	1	2	C.A.: Tipo 2 (Mennekes)	Av. Jarvier Prado Este 2050 - San Borja

N°	Punto de carga	Ciudad	Marca	Potencia	Cargadores	Conectores	Tipo de Cargador	Dirección
18	Centro Comercial Jockey Plaza	Lima	CVE EVBOX, Equans	22 kW	1	2	C.A.: Tipo 2 (Mennekes)	Av. Jarvier Prado Este 4200 - Surco
19	Centro Comercial Real Plaza Puruchuco	Lima	CVE EVBOX, Equans	2 x 7.4 kW	1	2	C.A.: Tipo 2 (Mennekes)	Av. Prol. Javier Prado Este 8680, Ate 15494
20	Hotel Casa Andina Select	Lima	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Calle Schell 452, Miraflores 15074
21	Centro Comercial Larcomar	Lima	CVE EVBOX, Equans	22 kW	1	1	C.A.: Tipo 2 (Mennekes)	Av. Malecón de la Reserva 610 - Miraflores
22	Centro Comercial Real Plaza Salaverry	Lima	CVE EVBOX, Equans	2 x 7.4 kW	1	2	C.A.: Tipo 2 (Mennekes)	Av. Gral. Salaverry 2370 - Jesús María
23	Hotel Chavín – Barranca	Lima	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	A.C.: Tipo 1 (SAE J1772)	Antigua Panamericana Nte. 222, Barranca 15169
24	Grifo KIO Lurín	Lima	JuicePump 60DUO Enel X	60 kW	1	2	C.C.: CHAdeMO y CCS2	Carr. Panamericana Sur 245, Lurín
25	Estación de Servicio Castaños - Primax	Lima	Efacec – USA. Modelo: Efapower EV QC 45	49 kW	1	2	C.C.: CHAdeMO y CCS Combo T1	Av. Javier Prado Oeste 1895 – San Isidro, Lima
26	SENATI CFP	Pasco	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Av. Daniel Alcides Carrión 308, Cerro De Pasco 19001
27	Instituto SENATI Pisco	Pisco	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Laureles, Pisco 11601

N°	Punto de carga	Ciudad	Marca	Potencia	Cargadores	Conectores	Tipo de Cargador	Dirección
28	Hotel Casa Andina	Piura	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Av. Ramón Mujica s/n Urb. San Eduardo, El Chipe, Piura, Piura
29	Casa Andina Premium	Puno	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Av. Sesqui Centenario 1970, Sesquicentenario 1970, Puno
30	Terminal Terrestre Ayaviri – Ayaviri	Puno	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Ayaviri 21866
31	Hotel Punta Sal – Puntal Sal	Tumbes	JuiceBox Pro40, Enel X	10 kW	1	2	C.A.: Tipo 1 (SAE J1772)	Carretera Sullana Tumbes Km. 173 - Contralmirante Villar, Canoas de Punta Sal, Tumbes

*Fuente. Asociación Automotriz del Perú, (s.f.).*

Según la Tabla 2.3, en la actualidad la ciudad de Cusco dispone únicamente de un cargador de modo 2, con dos conectores Tipo 1 SAE J1772, de velocidad lenta y potencia de 10 kW, ubicada en Real Plaza Cusco - Cusco. Teniendo en cuenta que en el presente estudio buscamos abordar estaciones de recarga rápida en corriente continua, cabe mencionar que en todo el territorio peruano, actualmente existen solo dos electrolinerías, el primero se encuentra en el Grifo KIO Lurín - Lima, con recarga en modo 4, velocidad rápida, potencia de 60 kW, conectores en corriente continua CHAdeMO y CCS2; el segundo está ubicado en la Estación de Servicio Castaños - Primax - Lima, con recarga en modo 4, velocidad rápida, potencia 49 kW, conectores en corriente continua CHAdeMO y CCS Combo T1.

### **2.2.15. Marco Normativo de la Movilidad Eléctrica en el Perú**

En el Perú, se están implementado diversas iniciativas orientadas a promover la electromovilidad y el desarrollo de infraestructuras de carga. A continuación, se detallan los avances en la normativa que respaldan la movilidad eléctrica:

El 9 de mayo de 2018 se publicó el Decreto Supremo N.º 095-2018-EF, mediante el cual se excluyó la importación de vehículos eléctricos como automóviles, motocicletas y velocípedos del Impuesto Selectivo al Consumo.

Por otra parte, el 10 de diciembre de 2018 se publicó el Decreto Supremo N.º 019-2018-MTC, a través del cual se incorporaron estos nuevos vehículos en la clasificación vehicular del Reglamento Nacional de Tránsito, así como en el proceso de homologación vehicular.

Además, el 28 de julio de 2019 se publicó el Decreto Supremo N.º 027-2019-MTC, que establece el Programa Nacional de Transporte Urbano Sostenible, denominado Promovilidad. Este programa tiene como objetivo promover el uso de energías limpias, implementando medidas de mitigación y adaptación al cambio climático, así como reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y los contaminantes del aire locales.

Asimismo, el 28 de julio de 2019 se publicó el Decreto Supremo N.º 237-2019-EF, por medio del cual se aprobó el Plan Nacional de Competitividad y Productividad, con el propósito de promover el desarrollo de las capacidades para la innovación, así como la adopción y transferencia de mejoras tecnológicas.

También, el 28 de agosto de 2019 se publicó la Resolución Ministerial N.º 250-2019-MINEM/DM, la cual autoriza la divulgación del proyecto de Decreto Supremo que aprueba las “Disposiciones para facilitar el desarrollo del mercado de vehículos eléctricos e híbridos y su infraestructura de abastecimiento”.

Se debe agregar que, el 20 de diciembre de 2019, el Diario Oficial del Bicentenario El Peruano publicó el Decreto de Urgencia N.º 029-2019, cuyo objeto es implementar acciones para incentivar el chatarreo como una medida para la retirada definitiva o renovación de vehículos del parque automotor, con el propósito de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y los contaminantes locales que afectan la salud pública.

Adicionalmente, el 10 de mayo de 2020, por intermedio del Decreto Legislativo N.º 1488 se implementó un régimen especial de depreciación y se modificaron los plazos de depreciación.

Por último, el 22 de agosto de 2020 se publicó el Decreto Supremo N.º 022-2020-EM, que aprueba las “Disposiciones sobre la infraestructura de carga y abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica”.

## **2.2.16. Revisión de la Normativa Nacional e Internacional**

**2.2.16.1. Normas Nacionales.** Como se ha mencionado en el Perú se cuenta con normativas orientados a promover el desarrollo de la electromovilidad, a continuación, se muestra con más detalle las cuestiones aplicables a los vehículos eléctricos e híbridos y su infraestructura de abastecimiento:

**a) Requisitos Técnicos para los Vehículos Destinados al Servicio de Taxi.** El Decreto Supremo N.º 019-2018-MTC, establece que, para prestar el servicio de taxi los vehículos eléctricos deben tener una potencia máxima no menor de 80 kW o autonomía mínima de 200 km.

**b) Estaciones de Carga de Baterías.** Según la Resolución Ministerial N.º 250-2019-MINEM/DM, las estaciones de carga de baterías tienen la opción de obtener el suministro de energía eléctrica del mercado como usuarios libres o regulados, cumpliendo las condiciones y requisitos de la normativa vigente.

**c) Régimen de Ejercicio de la Estación de Carga de Batería.** La Resolución Ministerial N.º 250-2019-MINEM/DM señala que:

Las personas naturales o jurídicas que evidencien que las instalaciones de carga de baterías cumplen los requisitos técnicos y de seguridad estipulados en la normativa correspondiente, pueden llevar a cabo la operación de estaciones de carga para vehículos eléctricos e híbridos.

Las estaciones de carga de baterías para vehículos eléctricos e híbridos podrán acceder a los sistemas de distribución y transmisión eléctricas, cumpliendo las condiciones técnicas y de seguridad respectivas y pagando, en caso corresponda, las remuneraciones correspondientes por el uso de las instalaciones, de acuerdo a lo establecido por Osinergmin.

**d) Operación en Estaciones de Servicios, Gasocentros y Estaciones de Servicios de Venta al Público de GNV.** Según la Resolución Ministerial N.º 250-2019-MINEM/DM, siempre que cumplan con los requisitos técnicos y de seguridad correspondientes, las estaciones de servicios, gasocentros y estaciones de servicios de venta de GNV al público,

pueden realizar la instalación, operación y mantenimiento de una o más estaciones de carga de baterías para vehículos eléctricos o híbridos.

**e) Código Nacional de Electricidad del Perú.** La sección 440 de “Sistemas para cargar vehículos eléctricos” del Código Nacional de Electricidad - Utilización, establece los requisitos necesarios para la instalación de conductores y equipamiento eléctrico externo, que permiten la conexión de un vehículo eléctrico por medios conductivos o inductivos a una fuente de energía eléctrica, así como para la instalación del equipamiento y dispositivos relacionados con la carga de vehículos eléctricos.

**f) Servicio de Carga de Baterías.** Según el Decreto Supremo DS N.º 022-2020-EM, el servicio de carga de baterías para vehículos eléctricos es de carácter comercial, debe ser de acceso público y debe brindarse a nivel nacional, se debe desarrollar en condiciones de competencia, mediante una infraestructura de carga.

**g) Régimen del Servicio de Carga de Baterías.** Según el Decreto Supremo DS N.º 022-2020-EM, el servicio de carga de baterías para la movilidad eléctrica se puede brindar como un servicio adicional, cumpliendo los requisitos técnicos y de seguridad vigentes establecidos por las autoridades competentes, en estaciones de servicio, en los centros de venta de combustible al público, en los centros de venta al público de GNV y gasocentros, mediante la infraestructura de carga de baterías.

**h) Fiscalización y Supervisión.** El Decreto Supremo DS N.º 022-2020-EM señala que:

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), es el encargado de la supervisión de la calidad, seguridad y eficiencia del servicio brindado a los usuarios finales, en las infraestructuras de carga de baterías de los vehículos eléctricos.

Está a cargo de las Municipalidades, la supervisión del cumplimiento de las normativas técnicas y de seguridad vigentes aplicables a la infraestructura de carga para la movilidad eléctrica.

**2.2.16.2. Estándares Internacionales.** La normativa nacional contempla disposiciones que regulan diferentes aspectos aplicables a los vehículos eléctricos e híbridos y su infraestructura de recarga, pero en adición a estas disposiciones, es necesario que se garantice que el mercado no se vea afectado por reglas que sean incompatibles con las alternativas técnicas presentes a nivel internacional. En tal sentido, existen organizaciones internacionales que han desarrollado normas o estándares en cuanto a los vehículos eléctricos y su infraestructura de recarga tales como la Organización Internacional de Normalización - ISO (International Organization for Standardization), la Comisión Electrotécnica Internacional - IEC (Electrotechnical Commission), la Unión Internacional de Telecomunicación - ITU-T (International Telecommunication Union), entre otras.

### **2.2.17. Definición de la Generación Distribuida**

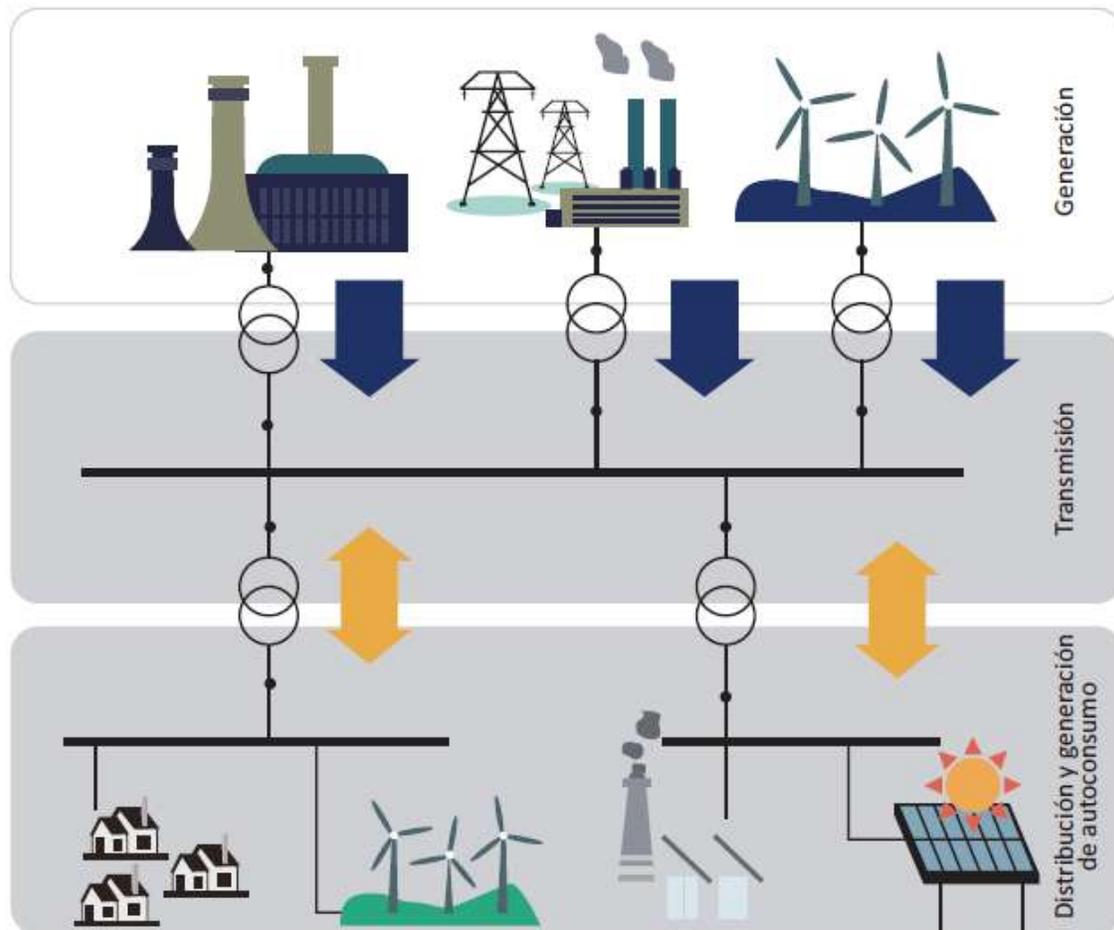
Como se ha mencionado, el presente estudio busca integrar la energía solar como fuente de alimentación para los cargadores de baterías de vehículos eléctricos; por ello, en adelante nos centraremos en analizar los aspectos relacionados a la generación distribuida (GD), al respecto, no hay una única definición para el término generación distribuida universalmente aceptada, de ahí que, se han formulado varias definiciones.

Según la EIA (2017), “las tecnologías de generación distribuida y dispersa producen electricidad cerca de la carga particular a la que están destinadas, como una casa residencial o un edificio comercial” (p. 1).

Por su parte, Gischler y Janson (2011) afirman lo siguiente:

La generación distribuida, es una generación conectada a la red y no autónoma; está ubicada en las instalaciones de los usuarios o cerca de la carga que recibe el suministro, y se implementa a una escala menor que la correspondiente a las centrales de las empresas de servicios públicos conectadas a una red de transmisión. (p. 4)

De las definiciones anteriores, nos adherimos al dado por Gischler y Janson, ya que, la generación distribuida que planteamos será conectada a la red y no autónoma, a pequeña escala y ubicada en las instalaciones del usuario; sirva de ejemplo la Figura 2.22.

**Figura 2.22***Sistema eléctrico con generación distribuida*

*Fuente. Vasques, Tamayo y Salvador (2017) como se citó en Schmerler et al. (2019, p.204).*

### 2.2.18. Clasificación de la Generación Distribuida

En función de la capacidad de la generación distribuida y las características de la red a la que se conecta, esta se clasifica en:

**a) Pequeña Escala.** Son instalaciones con capacidad de hasta 100 kW de potencia, están conectados a la carga del usuario y solo pueden vender energía eléctrica cuando haya generado excedentes. Las principales tecnologías que comprende este tipo de generación es la solar fotovoltaica y eólica. Asimismo, incluyen los sectores residencial y no residencial (Schmerler et al., 2019, p. 204).

**b) Escala Comercial.** Son centrales relativamente pequeñas, usualmente superiores a 100 kW y generalmente inferiores a 10 MW. Asimismo, están conectados a la carga del usuario

y a la red eléctrica de distribución. Estas instalaciones están diseñadas para vender energía eléctrica continuamente para fines comerciales, en este tipo de generación se encuentran las empresas de cogeneración conocidos como centrales que venden la energía eléctrica como subproducto de procesos industriales. Dentro de las principales tecnologías se tienen a la cogeneración industrial, la solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, entre otras (Schmerler et al., 2019, p. 204).

Asimismo, otra forma de clasificarla es considerando el recurso y sector al que se conecta, tal como se muestra en la Tabla 2.4.

**Tabla 2.4**

*Tecnologías de generación distribuida por sector*

<b>Recurso</b>	<b>Residencial</b>	<b>Comercial</b>
“Renovable” <sup>a</sup>	“Solar fotovoltaica” <sup>a</sup>  “Eólica” <sup>a</sup>	“Solar fotovoltaica” <sup>a</sup>
		“Eólica” <sup>a</sup>
		“Hidroeléctrico” <sup>a</sup>
		“Madera” <sup>a</sup>
		“Residuos sólidos” <sup>a</sup>
“No Renovable” <sup>a</sup>	“Celdas de combustible de gas natural” <sup>a</sup>	“Celdas de combustible de gas natural” <sup>a</sup>
		“Motores alternativos de gas natural” <sup>a</sup>
		“Turbinas de gas natural” <sup>a</sup>
		“Microturbinas de gas natural” <sup>a</sup>
		“Motores alternativos de diésel” <sup>a</sup>
		“Carbón” <sup>a</sup>

*Fuente.* <sup>a</sup> EIA (2017) como se citó en Schmerler et al. (2019, p.205).

### **2.2.19. La Generación Distribuida en el Perú**

Según el estudio realizado por Schmerler et al. (2019), en Perú aún no se ha aprobado una normativa específica que regule la generación distribuida, a pesar de que el concepto ha sido incluido en dos marcos legales, como la Ley N° 28832 de 2006 y el Decreto Legislativo N° 1221 de 2015. Sin embargo, a través de la Resolución Ministerial N° 292 de 2018, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) presentó un proyecto preliminar del Reglamento de Generación Distribuida, en el cual se clasifica en Mediana Generación Distribuida (MGD) y Microgeneración Distribuida (MCD). Las diferencias entre los dos tipos de esquemas se detallan en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5

*Características de la generación distribuida en el Perú*

	<b>Mediana Generación Distribuida</b>	<b>Microgeneración Distribuida</b>
“Objetivo” <sup>a</sup>	“Conectar la actividad de generación a las redes de distribución.” <sup>a</sup>	“Los usuarios de servicio público generen energía destinada a satisfacer su propio consumo.” <sup>a</sup>
“Marco Legal” <sup>a</sup>	“Ley N° 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.” <sup>a</sup>	“DL N° 1221, Decreto Legislativo que mejora la Regulación de la Distribución de Electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú.” <sup>a</sup>
“Capacidad” <sup>a</sup>	“Mayor a 200 kW y menor o igual a 10 MW.” <sup>a</sup>	“Menor a 200 kW.” <sup>a</sup>
“Conexión” <sup>a</sup>	“A la red de MT, previa aprobación de un Estudio de Conexión. Los costos de adaptación de la red los asume el MGD.” <sup>a</sup>	“A la red de Baja Tensión (BT) o Media Tensión (MT), previa solicitud de factibilidad de conexión. El MCD asume los costos de conexión y lo paga en el recibo.” <sup>a</sup>
“Condiciones de operación” <sup>a</sup>	“Opera cumpliendo las disposiciones de la distribuidora, quién tiene el rol de coordinador de la GD.” <sup>a</sup>	“Genera libremente sin la necesidad de un coordinador de despacho.” <sup>a</sup>
“Régimen Comercial y Tarifario” <sup>a</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- “Contratos de suministro con empresas de distribución para abastecer a sus usuarios regulados (a precio en barra) o usuarios libres (a precio acordado entre las partes).”<sup>a</sup></li> <li>- “Contratos de suministro suscritos con usuarios libres directamente.”<sup>a</sup></li> <li>- “Licitaciones de Suministro en el marco de la Ley N° 28832.”<sup>a</sup></li> <li>- “Inyecciones de los excedentes al mercado mayorista de electricidad, si es integrante del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).”<sup>a</sup></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- “La producción de energía se destina al autoconsumo, siendo los excedentes inyectados a la red de MT.”<sup>a</sup></li> <li>- “Los excedentes representan un crédito de energía a favor del propietario de la MCD, la cual podrá ser utilizada en los meses siguientes (hasta un año).”<sup>a</sup></li> <li>- “Paga los peajes y cargos tarifarios correspondientes establecidos en la normativa vigente.”<sup>a</sup></li> </ul>

Fuente. <sup>a</sup> Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM como se citó en Schmerler et al. (2019, p.208).

### 2.2.20. Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es la energía obtenida directamente del sol y convertida en electricidad sin necesidad de conversiones adicionales. Asimismo, se genera a través de módulos fotovoltaicos conectados entre sí, los cuales están compuestos por células solares o fotovoltaicas (Santamaria y Castejón, 2010, p. 8).

Un generador está compuesto por un conjunto de módulos fotovoltaicos que para producir energía eléctrica tiene que formar una superficie plana que debe ser expuesta a la luz del sol. Además, para una conversión eficiente de energía solar en energía eléctrica, deben ser adecuadas la inclinación y la orientación de esta superficie (Santamaria y Castejón, 2010, p. 8).

### 2.2.21. Elementos de una Instalación Solar Fotovoltaica

En general el esquema de una instalación solar fotovoltaica es como se muestra en la Figura 2.23.

**Figura 2.23**

*Componentes de la instalación*



*Fuente. Díaz y Carmona, 2010, p. 12.*

A continuación, se describe con más detalle el funcionamiento de cada componente.

### 2.2.22. Módulo Fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico o panel solar está compuesto por un conjunto de células solares interconectadas eléctricamente, protegidas mediante un encapsulado y ensambladas sobre una estructura de soporte o marco. A su vez, genera una tensión continua en su salida de conexión y es diseñado para valores específicos de tensión como 6V, 12V, 24V, etc., que determinarán la tensión de operación del sistema fotovoltaico (Díaz y Carmona, 2010, p. 14).

**2.2.22.1. Tipos de Paneles Solares.** De acuerdo con la tecnología de fabricación de las células, existen los siguientes tipos de paneles solares:

**a) Silicio Monocristalino.** Su rendimiento directo es de 15 - 18 % y en laboratorio de 24 %. Con respecto a sus características, son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí. En cuanto a su fabricación, se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro (Díaz y Carmona, 2010, p. 14).

**b) Silicio Policristalino.** Su rendimiento directo es de 12 - 14 % y en laboratorio de 19 - 20 %. Por lo que se refiere a sus características, la superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules. A su vez, su fabricación es igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización (Díaz y Carmona, 2010, p. 14).

**c) Silicio Amorfo.** Su rendimiento directo es < 10 % y en laboratorio de 16 %. Acerca de sus características, tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células. En relación con su fabricación, tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico (Díaz y Carmona, 2010, p. 14).

**2.2.22.2. Conexión de Módulos Fotovoltaicos.** Los valores de tensión e intensidad de un módulo fotovoltaico no siempre cumplen con los niveles de tensión e intensidad del generador fotovoltaico. Por lo tanto, para conseguir valores adecuados en el sistema, es necesario agrupar varios módulos fotovoltaicos, los cuales deben tener las mismas características y además ser del mismo fabricante (Santamaria y Castejón, 2010, p. 35). Dicho lo anterior, en función de las necesidades del sistema, se pueden realizar tres tipos de conexión:

**a) Conexión de Módulos en Serie.** “La intensidad del generador es igual a la de un módulo y la tensión del generador es la tensión de un módulo por el número de módulos en serie” (Santamaria y Castejón, 2010, p. 36).

$$I_G = I_M \quad (1)$$

Donde  $I_G$  es la intensidad del generador en amperios (A) e  $I_M$  es la intensidad de un módulo en amperios (A).

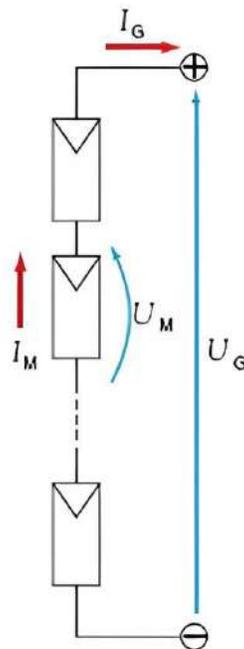
$$U_G = N_S \cdot U_M \quad (2)$$

Siendo  $U_G$  la tensión del generador en voltios (V),  $N_S$  el número de módulos conectados en serie y  $U_M$  la tensión de un módulo en voltios (V).

Además, para realizar la conexión en serie de los módulos fotovoltaicos, se conecta el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente módulo. Es así como, el terminal negativo del primer módulo se convierte en el terminal negativo del generador, y el terminal positivo del último módulo se convierte en el terminal positivo del generador (Santamaria y Castejón, 2010, p. 36). Sirva de ejemplo la Figura 2.24.

**Figura 2.24**

*Conexión de  $N_s$  módulos en serie*



*Fuente. Santamaria y Castejón, 2010, p. 36.*

**b) Conexión de Módulos en Paralelo.** “La tensión del generador es igual a la de un módulo y la intensidad del generador es la intensidad de un módulo por el número de módulos en paralelo” (Santamaria y Castejón, 2010, p. 36).

$$I_G = N_P \cdot I_M \quad (3)$$

Donde  $I_G$  es la intensidad del generador en amperios (A),  $I_M$  es la intensidad de un módulo en amperios (A) y  $N_P$  es el número de módulos conectados en paralelo.

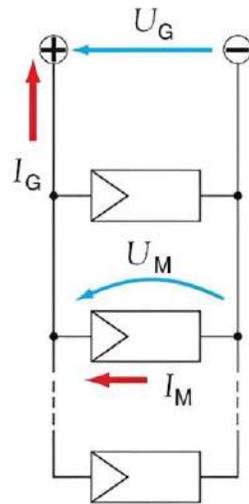
$$U_G = U_M \quad (4)$$

Siendo  $U_G$  la tensión del generador en voltios (V) y  $U_M$  la tensión de un módulo en voltios (V).

Asimismo, para realizar la conexión en paralelo, se conectan todos los terminales positivos de los módulos entre sí para formar el terminal positivo del generador, y se conectan todos los terminales negativos de los módulos entre sí para formar el terminal negativo del generador (Santamaria y Castejón, 2010, p. 36). En la Figura 2.25 se puede ver el esquema de este tipo de conexión.

**Figura 2.25**

*Conexión de  $N_p$  módulos en paralelo*



*Fuente. Santamaria y Castejón, 2010, p. 37.*

**c) Conexión de Módulos en Serie/Paralelo.** La tensión del generador fotovoltaico es igual a la tensión de un módulo por el número de módulos en serie, mientras que la intensidad del generador es igual a la intensidad de un módulo por el número de cadenas en paralelo. Conviene subrayar, que a cada grupo de módulos conectados en serie se conoce como cadena o rama (Santamaria y Castejón, 2010, p. 37).

$$I_G = N_P \cdot I_M \quad (5)$$

Donde  $I_G$  es la intensidad del generador en amperios (A),  $I_M$  es la intensidad de un módulo en amperios (A) y  $N_P$  es el número de ramas conectados en paralelo.

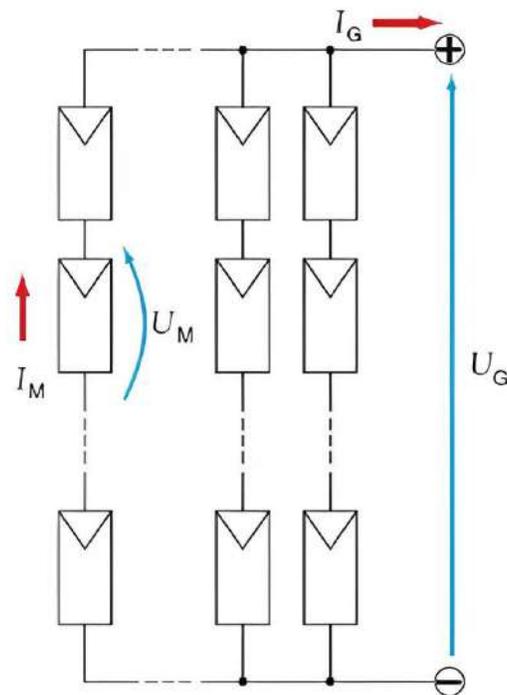
$$U_G = N_S \cdot U_M \quad (6)$$

Siendo  $U_G$  la tensión del generador en voltios (V),  $U_M$  la tensión de un módulo en voltios (V) y  $N_S$  el número de módulos conectados en serie.

A su vez, para conectar los módulos fotovoltaicos de una rama se utiliza el procedimiento de conexión de módulos en serie. De modo que, el terminal negativo del primer módulo se considera como el terminal negativo de la rama y el terminal positivo del último módulo se considera como el terminal positivo de la rama. Además, la conexión termina utilizando el procedimiento de conexión en paralelo a las ramas realizadas previamente (Santamaria y Castejón, 2010, p. 37). Así como se puede observar en la Figura 2.26.

**Figura 2.26**

*Conexión de  $N_s$  módulos en serie y  $N_p$  ramas en paralelo*

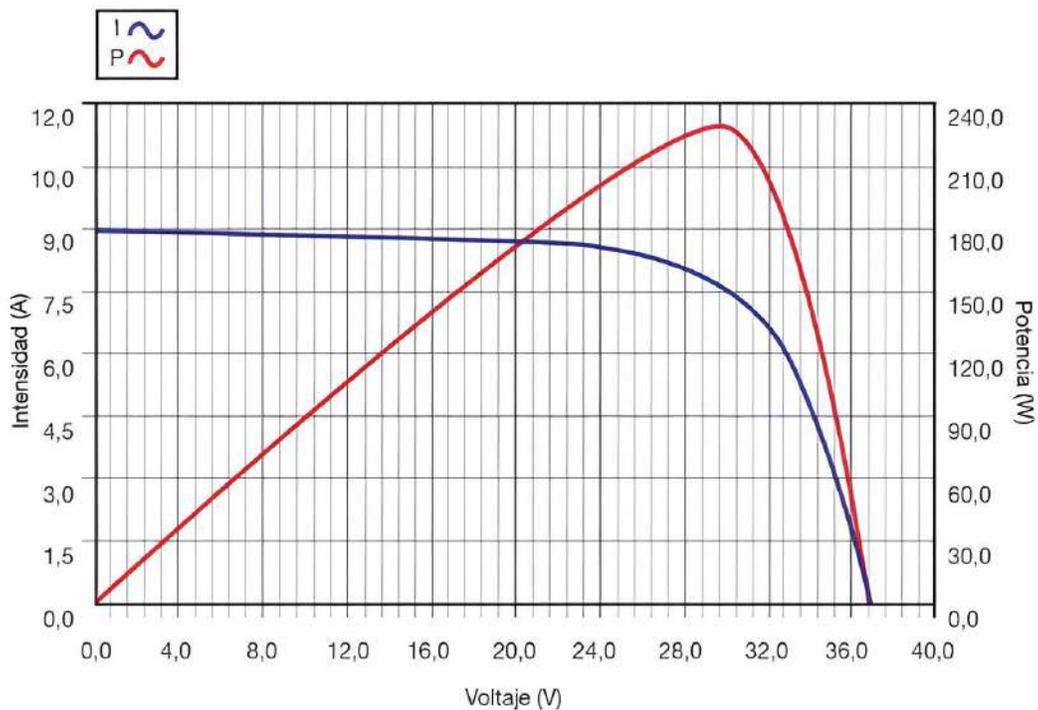


*Fuente. Santamaria y Castejón, 2010, p. 37.*

**2.2.22.3. Principales Parámetros de un Módulo Fotovoltaico.** Al elegir un panel solar, es fundamental conocer la información proporcionada por el fabricante para garantizar su uso adecuado. En tal sentido, en los catálogos podemos encontrar todos los parámetros relevantes que son de gran utilidad al momento de realizar el diseño de la instalación (Díaz y Carmona, 2010, p. 16). En la Figura 2.27 podemos ver la curva característica de un panel solar.

**Figura 2.27**

Curvas características de un panel solar



Fuente. Díaz y Carmona, 2010, p. 17.

**a) Potencia Máxima ( $P_{mpp}$ ).** Es un valor pico que puede entregar el panel solar en un momento dado. Es decir, el panel funcionará adecuadamente en la instalación que se utilice si este valor supera al del consumo máximo para el cual se diseñó el sistema fotovoltaico (Díaz y Carmona, 2010, p. 17).

**b) Tensión en el Punto de Máxima Potencia ( $V_{mpp}$ ).** “Es el valor en voltios de la tensión que proporcionará el panel cuando esté trabajando en el valor de potencia  $P_{mpp}$ ” (Díaz y Carmona, 2010, p. 17).

**c) Intensidad en el Punto de Máxima Potencia ( $I_{mpp}$ ).** “Es el valor de la corriente proporcionada por el panel cuando se encuentra en el punto de máxima potencia” (Díaz y Carmona, 2010, p. 17).

**d) Tensión de Circuito Abierto ( $V_{oc}$ ).** “Tensión en los terminales de conexión cuando no hay ninguna carga conectada en el panel” (Díaz y Carmona, 2010, p. 17).

**e) Intensidad de Cortocircuito ( $I_{oc}$ ).** “Intensidad que circula por el panel cuando la salida esta cortocircuitada” (Díaz y Carmona, 2010, p. 17).

**f) Características Físicas.** “El fabricante nos da una descripción del aspecto físico del panel: medidas, peso, materiales con los que está construido, etc. Estos valores serán importantes a la hora de elegir los soportes para la sujeción del mismo” (Díaz y Carmona, 2010, p. 17).

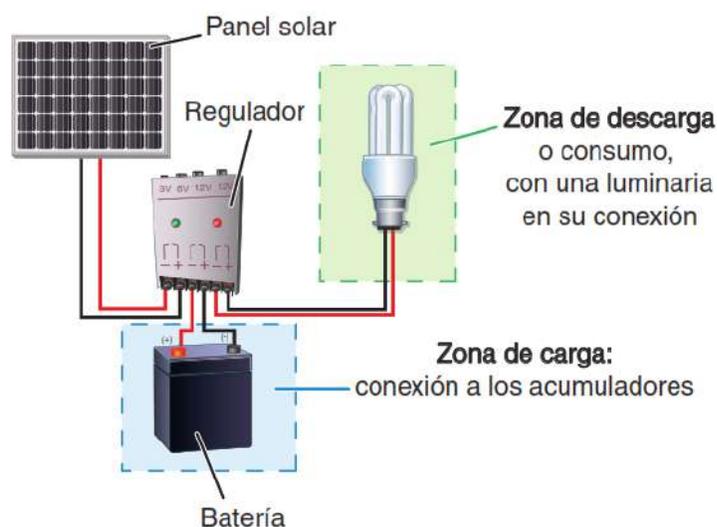
**g) Variación de Parámetros con la Temperatura.** El fabricante nos proporciona los coeficientes de temperatura de los parámetros que debemos considerar al instalar el panel. Puesto que, estos coeficientes nos indican la variación que sufren los parámetros del panel a medida que incrementa la temperatura (Díaz y Carmona, 2010, p. 17).

### 2.2.23. Regulador de Carga

Para una correcta operación de la instalación, es necesario instalar un sistema de regulación de carga en la conexión entre los paneles solares y las baterías. Es así que, este componente denominado regulador de carga, tiene la función de prevenir situaciones de sobrecarga y sobredescarga de la batería, con el objetivo de incrementar su vida útil. Por lo tanto, el regulador opera en las dos zonas; en la zona de carga, su función es garantizar una carga adecuada al acumulador y evitar la sobrecarga; en la zona de descarga, se encarga de asegurar que el suministro eléctrico diario sea suficiente y prevenir la descarga excesiva de la batería (Díaz y Carmona, 2010, p. 19). Así, por ejemplo, en la Figura 2.28 podemos observar el conexionado del regulador de carga en una instalación fotovoltaica.

**Figura 2.28**

*Conexiones del regulador en una instalación fotovoltaica*



*Fuente. Díaz y Carmona, 2010, p. 19.*

**2.2.23.1. Funciones del Regulador.** Según Santamaria y Castejón (2010) las principales funciones de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico son las siguientes:

- Prevenir la sobredescarga o descarga profunda de la batería.
- Evitar la sobrecarga de la batería, limitando la tensión al final del proceso de carga.
- Impedir que la batería se descargue durante la noche a través del generador fotovoltaico.

**2.2.23.2. Características de los Reguladores.** Los fabricantes nos proporcionan los valores de operación del regulador en los catálogos. En tal sentido, a continuación, se mencionan algunas de las características:

**a) Tensión Nominal.** “Es la tensión de trabajo de la instalación, y se corresponde con la tensión nominal de las baterías” (Díaz y Carmona, 2010, p. 20).

**b) Intensidad Máxima en Generación.** “Será la recibida desde los módulos solares” (Díaz y Carmona, 2010, p. 20).

**c) Intensidad Máxima de Consumo.** “Intensidad a proporcionar a la parte de la instalación donde se van a conectar los equipos del usuario” (Díaz y Carmona, 2010, p. 20).

**d) Sobrecarga.** “Porcentaje sobre el valor nominal que aguanta el regulador sin romperse” (Díaz y Carmona, 2010, p. 20).

**e) Autoconsumo.** “Cantidad de energía que necesita el regulador para su propio funcionamiento. Hay que tener en cuenta que este valor se debe considerar a la hora de hacer el dimensionado de la instalación, para que funcione de manera correcta” (Díaz y Carmona, 2010, p. 20).

**f) Pérdida Máxima Generación/Consumo.** “Es un valor relacionado con las caídas de tensión internas. Es importante porque puede llegar a modificar las tensiones de trabajo y produce pérdidas de energía” (Díaz y Carmona, 2010, p. 20).

## **2.2.24. Batería**

La energía solar no llega de manera uniforme a los paneles solares, sino que sufre variaciones por diferentes razones. Vale decir que, entre estas variaciones, algunas son predecibles, como las estaciones del año o la duración de la noche, mientras que otras se producen de manera aleatoria, como el aumento de la nubosidad en un momento específico. Por lo cual, este hecho hace necesario el uso de sistemas de almacenamiento de energía como las baterías o acumuladores para los momentos en los que la radiación solar sobre el generador fotovoltaico

no sea suficiente para que la instalación opere en los valores diseñados (Díaz y Carmona, 2010, p. 21).

Las baterías son dispositivos que convierten la energía química en eléctrica. Por lo tanto, se recargan utilizando la electricidad generada por los paneles solares, por medio de un regulador de carga, proporcionando su energía a la salida de la instalación, donde será utilizada (Díaz y Carmona, 2010, p. 21).

**2.2.24.1. Funciones de la Batería.** De acuerdo con Díaz y Carmona (2010), las funciones de las baterías en las instalaciones fotovoltaicas son:

- Almacenar energía por un número determinado de días.
- Entregar una elevada potencia instantánea.
- Fijar la tensión de operación de la instalación.

**2.2.24.2. Parámetros de los Acumuladores.** A continuación, se describen algunos de los parámetros a tener en cuenta a la hora de escoger un acumulador para una instalación fotovoltaica:

**a) Capacidad.** Se define como la cantidad de energía eléctrica que se puede obtener en una descarga completa del acumulador iniciando de un estado de carga completa del mismo. Además, se mide en amperios hora (Ah) y se calcula multiplicando la intensidad de descarga del acumulador durante el tiempo en el que está actuando:  $C = t I$  (Díaz y Carmona, 2010, p. 21).

**b) Eficiencia de Carga.** Es la relación entre la energía utilizada para recargar la batería y la energía efectivamente almacenada. Por consiguiente, se busca que este valor sea lo más alto posible, cercano al 100%, lo que significa que la totalidad de la energía empleada para la recarga es posible de ser utilizada en la salida de la instalación. Por otra parte, para el caso de que la eficiencia sea baja, es necesario incrementar el número de paneles solares para lograr los resultados esperados (Díaz y Carmona, 2010, p. 21).

**c) Autodescarga.** “Proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse” (Díaz y Carmona, 2010, p. 22).

**d) Profundidad de Descarga.** Es el porcentaje de la cantidad de energía que se obtiene del acumulador durante una descarga específica, iniciando del batería totalmente cargado. Por lo tanto, está relacionado con la vida útil o duración de la batería. En tal sentido, si los ciclos de

descarga son cortos del 20%, la vida útil de la batería será mayor, que si se les somete a descargas profundas en torno al 80% (Díaz y Carmona, 2010, p. 22).

**2.2.24.3. Tipos de Baterías.** “Las baterías se clasifican en función de la tecnología de fabricación y de los electrolitos utilizados” (Díaz y Carmona, 2010, p. 22). En efecto, la Tabla 2.6 nos muestra la comparación de las características básicas de los principales tipos de baterías que existen en el mercado.

**Tabla 2.6**

*Características de los principales tipos de baterías*

Tipo de batería	Tensión por vaso (V)	Tiempo de recarga (horas)	Autodescarga por mes (%)	Nro. de ciclos	Capacidad - por tamaño (Wh/kg)	Precio
Plomo-ácido	2	8-16	< 5	Medio	30-50	Bajo
Ni-Cd (níquel-cadmio)	1.2	1	20	Elevado	50-80	Medio
Ni-Mh (níquel-metal híbrido)	1.2	2-4	20	Medio	60-120	Medio
Li ion (ión litio)	3.6	2-4	6	Medio-bajo	110-160	Alto

*Fuente. Díaz y Carmona, 2010, p. 22.*

### **2.2.25. Inversor**

El inversor es un dispositivo encargado de convertir la corriente continua generada por la instalación fotovoltaico en corriente alterna con los parámetros de tensión y frecuencia adecuados. A su vez, según el uso que se le dé a la corriente alterna generada los inversores pueden ser de dos tipos, inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos e inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red (Santamaria y Castejón, 2010, p. 107).

Considerando que este estudio busca plantear un sistema fotovoltaico con interconexión a la red eléctrica de distribución, ahora nos enfocaremos en analizar los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

**2.2.25.1. Características de los Inversores Conectados a la Red.** Según Santamaria y Castejón (2010) este tipo de inversores tienen las siguientes funciones y características:

- El inversor debe llevar un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia de la instalación fotovoltaica.
- Contar con un sistema de vigilancia y desconexión de la red. De manera que, en caso el tramo de la red eléctrica de distribución a la que está conectada el inversor queda fuera de servicio, ya sea por una falla o por mantenimiento, el inversor debe desconectarse de manera automática de la red para evitar la operación en modo isla.
- Deben estar protegidos contra eventos de cortocircuitos en alterna, tensión y frecuencia de red fuera del rango, sobretensiones, así como perturbaciones existentes en la red, tales como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, pérdida y restablecimiento de la red, etc.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno no debe superar el 0.5% de su potencia nominal.
- Si la potencia producida por la instalación fotovoltaica es inferior a la requerida para el autoconsumo del inversor, este debe entrar en stand-by o modo de espera.
- El inversor tiene que suministrar potencia de manera continua a la red cuando la irradiancia solar supere en un 10% las condiciones estándar de medida (CEM). Además, tiene que ser capaz de tolerar picos de irradiancia de hasta un 30% por encima de las condiciones CEM durante un máximo de 10 segundos.

**2.2.25.2. Tipos de Inversores para Conexión a la Red.** Según el tipo de conexionado se emplean las siguientes configuraciones de inversores:

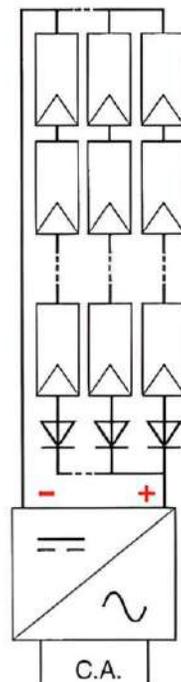
**a) Inversor Central.** La instalación fotovoltaica se conecta a un solo inversor y está compuesta por múltiples ramas en paralelo de módulos conectados en serie. Además, este tipo de inversor permite generar elevadas potencias de 10 kW a 1 MW con buen rendimiento y bajos costos debido a una instalación centralizada con protecciones únicas. Sin embargo, su desventaja es que reduce la fiabilidad del sistema, ya que, al depender de un solo inversor, una avería podría generar la parada de toda la instalación. También, se requieren diodos de bloqueo o fusibles de protección en cada rama para prevenir los efectos de las corrientes inversas (Santamaria y Castejón, 2010, p. 111).

Para el adecuado rendimiento de este tipo de inversor, deben cumplirse ciertas condiciones según la conexión del generador fotovoltaico. De manera que, si el generador está compuesto

por ramas de varios módulos fotovoltaicos conectados en serie para lograr una tensión elevada y corriente reducida, las condiciones de insolación deben ser muy uniformes en todo el generador, sin sombras en las correspondientes ramas. Además, los módulos deben tener tolerancias de producción bastante bajas. Por lo tanto, estas condiciones son necesarias para que el seguidor MPP del inversor pueda identificar la curva característica de operación del generador correspondiente a cada rama; si existe ramas con diferentes curvas características, el seguidor MPP no podrá identificarlas ni realizar los ajustes para poder seguirlas. Por otra parte, si el generador va a presentar sombras parciales o está compuesto por módulos con tolerancias de producción elevadas, el generador debe conectarse en ramas con pocos módulos en serie que van a entregar una tensión reducida y una corriente elevada. Por ende, para este caso el inversor debe estar dispuesto para operar con tensiones de entrada bajas, inferiores a 120 V (Santamaria y Castejón, 2010, p. 111). En la Figura 2.29 podemos ver el diagrama de conexión de este tipo de configuración del inversor.

**Figura 2.29**

*Conexión de módulos a un inversor central*



*Fuente. Santamaria y Castejón, 2010, p. 111.*

**b) Inversor de Cadena.** En un generador compuesto por múltiples cadenas de módulos conectados en serie, se coloca un inversor en cada rama. Por ello, se les denomina inversores

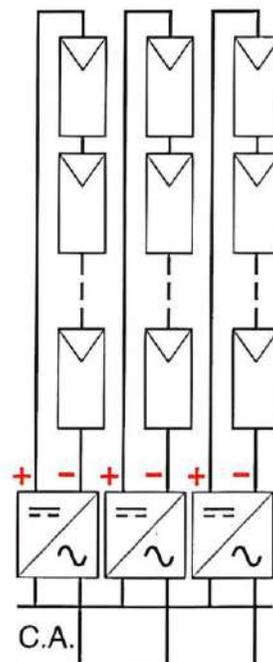
de cadena porque su entrada recibe una única rama de módulos conectados en serie. Con respecto a su potencia nominal varía entre 1 a 10 kW. Además, es posible conectar varios inversores en paralelo para alcanzar la potencia requerida (Santamaria y Castejón, 2010, pp. 111-112).

Su rendimiento es superior al de los inversores centrales, ya que el seguidor MPP de cada inversor sigue la característica de una única cadena de módulos, siempre que todos los módulos de la cadena presenten las mismas condiciones de operación. Incluso, admiten que distintas cadenas puedan presentar diferentes condiciones de insolación. Además, eliminan el uso de diodos de bloqueo lo que mejora el rendimiento de la instalación (Santamaria y Castejón, 2010, p. 112).

Es posible descentralizar la instalación de los inversores, ubicándolos junto a los módulos para disminuir el cableado en corriente continua, siempre que cuenten con la protección adecuada para operar a la intemperie. Asimismo, su diseño modular permite aislar una cadena en caso de fallo, manteniendo operativas las demás cadenas. (Santamaria y Castejón, 2010, p. 112). La Figura 2.30 muestra el esquema de conexión de esta configuración de inversor.

**Figura 2.30**

*Conexión de módulos a inversores de cadena*



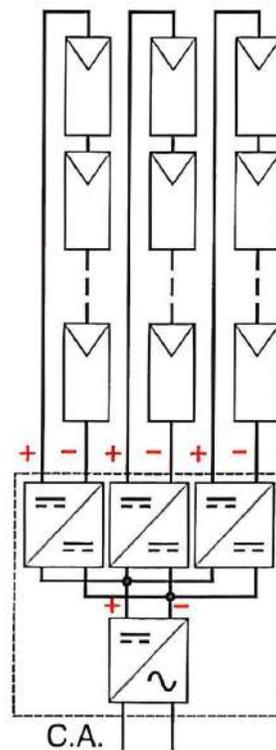
*Fuente. Santamaria y Castejón, 2010, p. 112.*

**c) Inversor Multicadena.** Estos inversores permiten conectar varias ramas de módulos, cada uno con su propio seguidor MPP, aunque cuentan de una única etapa inversora. Asimismo, están diseñados para potencias entre 3 y 10 kW (Santamaria y Castejón, 2010, p. 112).

Son una opción económica para instalaciones con ramas de módulos que tienen distintas condiciones de operación. Además, la mayor parte de este tipo de inversores cuenta de conexión para dos o tres ramas con su propio seguidor MPP (Santamaria y Castejón, 2010, p. 112). En la Figura 2.31 se muestra el diagrama de conexión de este tipo de configuración del inversor.

**Figura 2.31**

*Conexión de módulos a un inversor multicadena*



*Fuente. Santamaria y Castejón, 2010, p. 112.*

**d) Inversor Integrado en el Módulo.** Son inversores instalados directamente en el módulo fotovoltaico, generalmente utilizados en sistemas de baja potencia, de 50 a 500 W. Dado que, la transformación de corriente continua a alterna se realiza en el mismo módulo, toda la instalación es en corriente alterna, eliminando el cableado en corriente continua. Por otra parte, su rendimiento es menor al de los inversores de cadena, ya que al conectar cada módulo

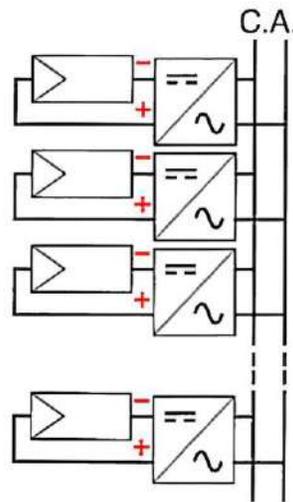
a la red de CA y requerir más cableado, hace que se empleen en instalaciones de baja potencia (Santamaria y Castejón, 2010, p. 112).

En instalaciones fotovoltaicas con múltiples módulos, los sombreados sobre un módulo fotovoltaico no afectan a los demás y si ocurre una falla en el inversor, los módulos restantes pueden seguir generando energía (Santamaria y Castejón, 2010, p. 112).

El inversor se ajusta a las características de tensión y potencia del módulo y se integra a su misma caja de conexión, lo que es una ventaja desde un enfoque del rendimiento. Sin embargo, representa un inconveniente si ocurre una falla importante en el inversor, ya que solo puede ser reemplazado junto con el módulo (Santamaria y Castejón, 2010, p. 112).

**Figura 2.32**

*Inversor integrado en el modulo*



*Fuente. Santamaria y Castejón, 2010, p. 112.*

### **2.2.26. Clasificación de las Instalaciones Solares Fotovoltaicas**

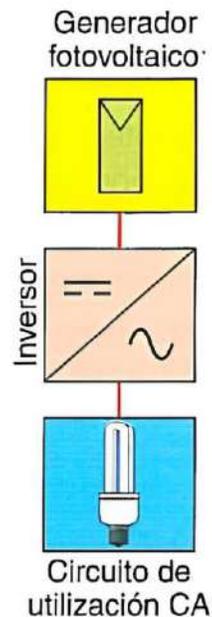
Podemos clasificar las instalaciones solares fotovoltaicas en relación a la aplicación a la que son destinados. Así, se distingue entre sistemas fotovoltaicos autónomos y sistemas fotovoltaicos conectados a la red (Díaz y Carmona, 2010, p. 10).

**2.2.26.1. Sistemas Fotovoltaicos Autónomos.** También se conocen como sistemas aislados de la red, son sistemas fotovoltaicos diseñados para proporcionar de energía eléctrica a las viviendas aisladas o receptores que no cuentan de conexión a la red eléctrica de distribución. Dicho lo anterior, los sistemas fotovoltaicos autónomos podemos clasificar en sistemas fotovoltaicos directos sin acumulación y sistemas fotovoltaicos con acumulación (Santamaria y Castejón, 2010, p. 128).

**a) Sistemas Fotovoltaicos Directos.** El generador fotovoltaico se conecta directamente al circuito de utilización y no dispone de sistema de almacenamiento eléctrico. Por consiguiente, se emplea en aplicaciones donde la energía eléctrica solo se utiliza cuando hay radiación solar. Además, si el circuito requiere corriente alterna, se emplea un inversor para acondicionar la corriente del generador (Santamaria y Castejón, 2010, pp. 128-129). En la Figura 2.33 se muestra el diagrama de bloques de esta configuración.

**Figura 2.33**

*Sistema fotovoltaico autónomo directo con inversor*



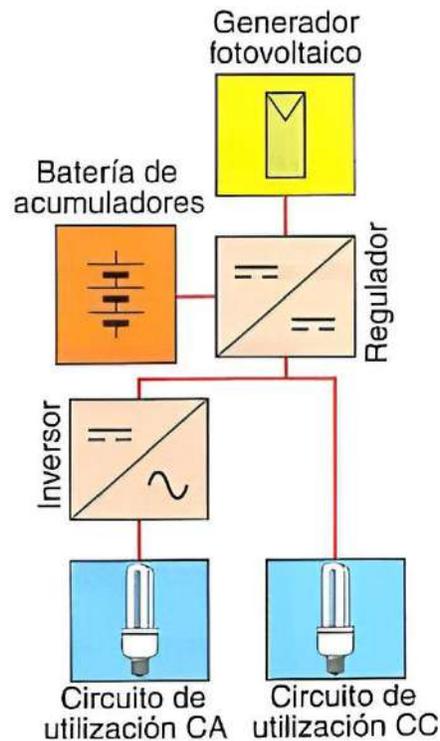
*Fuente. Santamaria y Castejón, 2010, p. 128.*

**b) Sistemas Fotovoltaicos con Acumulación.** Se emplean en aplicaciones que necesitan un suministro continuo de energía eléctrica, sin depender de la presencia de radiación solar. En tal sentido, el sistema de almacenamiento, generalmente compuesto por una batería, acumula la energía excedente generada durante el día para utilizarla en las horas de baja o nula

radiación solar (Santamaria y Castejón, 2010, p. 129). Esta configuración se representa en el diagrama de bloques de la Figura 2.34.

**Figura 2.34**

*Sistema fotovoltaico autónomo con acumulación e inversor*

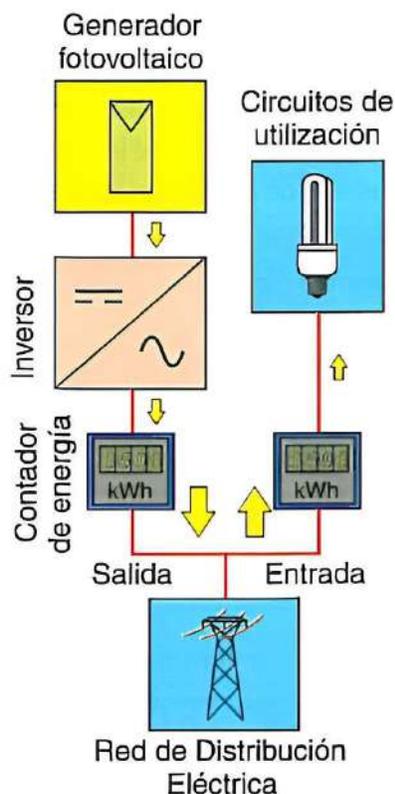


*Fuente. Santamaria y Castejón, 2010, p. 129.*

**2.2.26.2. Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red.** Un sistema fotovoltaico conectado a la red está compuesto básicamente por un generador fotovoltaico y un inversor que transforma la corriente continua del generador en corriente alterna con iguales características de tensión y frecuencia de la red eléctrica (Santamaria y Castejón, 2010, p. 166). “La instalación fotovoltaica conectada a red se caracteriza por la inyección de energía eléctrica a la red, ya sea con ánimo de venta de la electricidad del sistema fotovoltaico o como aportación de energía a la red eléctrica” (Díaz y Carmona, 2010, p. 152). En la Figura 2.35 podemos ver una configuración típica de una instalación conectada a red.

**Figura 2.35**

*Constitución básica de un sistema fotovoltaico para conexión a la red*



*Fuente. Santamaria y Castejón, 2010, p. 166.*

### **2.2.27. Marco Legal de la Energía Solar en el Perú**

A continuación, se detallan los marcos normativos que impulsan el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el Perú.

El 19 de noviembre de 1992, se publicó el Decreto Ley N.º 25844, que establece la “Ley de Concesiones Eléctricas”.

Asimismo, el 25 de febrero de 1993, se emitió el Decreto Supremo N.º 009-93-EM, mediante el cual “Aprueban el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”.

Por otra parte, el 23 de julio de 2006, se promulgó el Decreto Ley N.º 28832, que determina la “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica”.

Además, el 2 de mayo de 2008, se divulgó el Decreto Legislativo N.º 1002, denominado “Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables”.

Mientras tanto, el 24 de mayo de 2013, se dio a conocer la Resolución Ministerial N.º 203-2013-MEM/DM, por medio del cual “Aprueban el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022”.

A su vez, el 27 de junio de 2013, se emitió el Decreto Supremo N.º 020-2013-EM, a través del cual “Aprueban el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red”.

También, el 23 de marzo de 2011, se publicó el Decreto Supremo N.º 012-2011-EM, con el que “Aprueban el nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables”.

Por último, el 23 de setiembre de 2015, se publicó en el Diario Oficial del Bicentenario El Peruano, el Decreto Legislativo N.º 1221, titulado “Decreto Legislativo que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú”.

### **2.3. Marco Conceptual**

Potencia del motor. – “La potencia del motor de cualquier automóvil, no solo en los eléctricos, se mide en kW o en caballos de vapor (CV). Un kW es igual a 1,34102 CV” (ZonaECO by Hyundai, 2024).

Capacidad de la batería. – “La capacidad de la batería se mide kWh. Como si de un tanque de combustible se tratara, la capacidad de la batería es la cantidad de energía que puede almacenar dicha batería cuando está completamente llena” (ZonaECO by Hyundai, 2024).

Consumo. – “El consumo de un vehículo EV se mide en kilovatios/hora cada 100 km (kWh/100 km). Esto es lo mismo que en los coches de combustible fósil, que calculan su consumo cada 100 km pero en litros” (ZonaECO by Hyundai, 2024).

Potencia de recarga. – “La potencia de recarga de la batería se mide en kW. Es decir, la cantidad de corriente máxima que puede pasar a través del cable de recarga cuando está enchufado” (ZonaECO by Hyundai, 2024).

Suministro del punto de recarga. – “Los puntos de recarga suministran una energía eléctrica que se mide en kW. Un punto de recarga puede tener más potencia que el cargador del automóvil y al revés. En cualquiera de estos casos cargará con la más baja” (ZonaECO by Hyundai, 2024).

Autonomía. – “Distancia máxima de desplazamiento de un vehículo con la carga completa de sus baterías. Usualmente expresado en km” (Ministerio de Transportes y Comunicaciones, 2018)

## **2.4. Hipótesis**

### **2.4.1. Hipótesis General**

A través del estudio y análisis de artículos científicos, así como el diseño del sistema de generación distribuida más eficiente utilizando métodos computacionales, es posible evaluar el porcentaje de participación de las fuentes de alimentación solar-red en el suministro de energía eléctrica a la electrolinera mediante la simulación del flujo de potencia, permitiendo optimizar la operación del modelo eléctrico propuesto.

### **2.4.2. Hipótesis Específicas**

- 1) Del estudio, análisis y evaluación de artículos científicos de diferentes autores, así como de las especificaciones técnicas de las electrolineras disponibles en el mercado, es posible seleccionar la electrolinera más eficiente en función de las necesidades tecnológicas específicas de la demanda de vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco.
- 2) Analizando la producción de energía solar considerando el equilibrio entre el área disponible y la potencia planeada, mediante el diseño y la simulación con el software PVsyst, es posible determinar el escenario más adecuado de generación distribuida.
- 3) Analizando el comportamiento de los parámetros eléctricos relacionados con el porcentaje de participación de la generación distribuida solar fotovoltaica y la red eléctrica en el suministro de energía a la electrolinera, mediante la simulación del flujo de potencia con el software DigSILENT Power Factory, es posible mejorar la cargabilidad del transformador, del conductor distribuidor y mayor aprovechamiento de la potencia circulante.

## **2.5. Identificación de Variables e Indicadores**

### **2.5.1. Variable Independiente**

- Electrolinera.

### **2.5.2. Variable Dependiente**

- Generación distribuida solar fotovoltaica.

### 2.5.3. Indicadores

a) Electrolinería.

- Número de vehículos por el tiempo de carga.

Demanda de energía de los vehículos eléctricos (kW).

Tiempo de carga (h, min).

b) Generación distribuida solar fotovoltaica.

- Generación solar fotovoltaica.

Capacidad de generación (kW).

- Red eléctrica de distribución.

Oferta eléctrica (kW.h).

## 2.6. Operacionalización de Variables

VARIABLES	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES
Electrolinera	Las recargas que hacemos en una electrolinera están dentro del modo 4, de cargas de alta potencia en corriente continua y alta velocidad. En su conjunto, está conformada por los surtidores eléctricos, los cargadores o postes, y por toda la maquinaria asociada de alta tecnología que permita a la energía fluir desde la red eléctrica hasta los postes (Catalá, 2019, p. 98).	La demanda de energía de los vehículos eléctricos se determinó en función del pronóstico de las ventas de vehículos electrificados de los tipos BEV, PHEV y HEV en Cusco al 2030, el cual se realizó haciendo uso del software estadístico R. Así como también, para identificar el tipo de electrolinera más eficiente para la demanda de vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco, se estudió y analizó artículos científicos y las especificaciones técnicas de las electrolineras disponibles en el mercado.	Número de vehículos por el tiempo de carga.	Demanda de energía de los vehículos eléctricos (kW)  Tiempo de carga (h, min)
Generación distribuida solar fotovoltaica	La generación distribuida, es una generación conectada a la red y no autónoma; está ubicada en las instalaciones de los usuarios o cerca de la carga que recibe el suministro, y se implementa a una escala menor que la correspondiente a las centrales de las empresas de servicios públicos conectadas a una red de transmisión (Gischler y Janson, 2011, p. 4).	A través del software PVsyst, se diseñó el sistema de generación solar fotovoltaica eficiente, que nos permitió determinar su capacidad de generación. Asimismo, con el software de simulación del flujo de potencia DigSILENT Power Factory, se determinó la operación eficiente de la generación distribuida solar fotovoltaica con la red eléctrica de distribución en el suministro de energía eléctrica a la electrolinera.	Generación solar fotovoltaica.  Red eléctrica de distribución.	Capacidad de generación (kW)  Oferta eléctrica (kW.h)

## CAPÍTULO III

### 3. METODOLOGÍA

#### 3.1. Ámbito de Estudio

El ámbito geográfico del presente estudio es el Grifo Primax “San Martín”, situado en la Av. de La Cultura 1620, en el distrito Wanchaq, provincia y departamento de Cusco, Perú. Las coordenadas UTM correspondientes a la ubicación son: latitud  $-13.525752^\circ$  y longitud  $-71.952523^\circ$ .

**Figura 3.1**

*Ámbito geográfico de la zona de estudio*



*Fuente. Elaboración propia.*

#### 3.2. Tipo y Nivel de Investigación

##### 3.2.1. Tipo de Investigación

Esta investigación es de tipo aplicada, ya que se utilizan métodos y conocimientos existentes, totalmente validados, para solucionar un problema práctico. Es así que, se propone innovar la tecnología de recarga de vehículos eléctricos a través de un modelo de electrolinera que se adapte a la realidad de la ciudad de Cusco, utilizando ejemplos de electrolineras ya existentes en otros países. Refiere Lozada (2014) que la investigación aplicada tiene por objetivo la

generación de conocimiento con aplicación directa a los problemas de la sociedad o el sector productivo. Este tipo de estudios principalmente se basan en los descubrimientos tecnológicos de la investigación básica, encargándose del proceso de unión entre la teoría y el producto (p. 34).

### **3.2.2. Nivel de Investigación**

Por otra parte, el nivel de investigación es explicativa, puesto que se busca encontrar las causas que originan ciertos comportamientos e intentar entender la realidad mediante leyes o teorías. Por ende, en el presente estudio se establece una relación de causa efecto entre las variables de estudio involucradas, mediante la simulación de la operación del sistema eléctrico de la electrolinera con el software DIgSILENT Power Factory, del antes y después de la interconexión con la generación distribuida solar fotovoltaica al transformador de utilización del Grifo Primax. Arias (2012) dice que “la investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto” (p. 26).

### **3.3. Diseños de Investigación**

El presente estudio tiene los diseños:

No experimental, porque no se genera ninguna situación, sino que se observan situaciones ya existentes, debido a que en la investigación, el contexto del análisis de la generación distribuida solar fotovoltaica, así como los impactos de su integración en el sistema eléctrico de la electrolinera, fueron estudiados en su contexto natural, sin la participación del investigador. Hernández, Fernández y Baptista (2007), indican que las investigaciones no experimentales son “estudios que se realizan sin la manipulación deliberada de variables y en los que sólo se observan los fenómenos en su ambiente natural para analizarlos” (p. 152).

Cuantitativo, dado que se analiza el fenómeno de estudio mediante la recopilación de datos y la aplicación de herramientas matemáticas, estadísticas e informáticas para su medición. Además, los resultados obtenidos en este estudio se expresan en términos de números, cantidades y porcentajes. Hernández, Fernández y Baptista (2007), señalan que la investigación con enfoque cuantitativo “utiliza la recolección de datos para probar hipótesis con base en la medición numérica y el análisis estadístico, con el fin establecer pautas de comportamiento y probar teorías” (p. 4).

Transversal, ya que las variables fueron medidas una sola vez. Por lo tanto, la investigación se enfoca en describir las variables de estudio tal como se manifestaron en el contexto donde ocurría la problemática. Hernández, Fernández y Baptista (2007), expresan que los diseños transeccionales o transversales son “investigaciones que recopilan datos en un momento único” (p. 154).

Retrolectivo, porque en el estudio se usaron documentos, artículos científicos, datos históricos y fichas técnicas de años anteriores. Álvarez (2020) dice que la investigación retrolectivo “se da cuando la información es de fuente secundaria y se utiliza fuentes de información existentes, es decir, que ya fue recogida por otros investigadores previamente” (p. 5).

### **3.4. Población de Estudio y Tamaño de Muestra**

#### **3.4.1. Población de Estudio**

La población estuvo compuesta por 31 puntos de carga de vehículos eléctricos distribuidos en todo el territorio peruano, ver Tabla 2.3. Para el estudio, se analizaron las características técnicas de los puntos de recarga existentes, lo que sirvió de referencia para identificar la electrolinera más optima que se adecue a las condiciones de la demanda. En opinión de López (2004) la población “es el conjunto de personas u objetos de los que se desea conocer algo en una investigación, pueden ser artículos de prensa, editoriales, películas, videos, novelas, series de televisión, programas radiales y por supuesto personas” (p. 69).

#### **3.4.2. Tamaño de Muestra**

La muestra fue no probabilística y los elementos se seleccionaron siguiendo el criterio de que los puntos de carga identificados para la población tuvieran una potencia de salida mayor a 50 kW y emplearan el modo de carga 4. Los puntos de carga que cumplen con este criterio se presentan en la Tabla 3.1. Señalan Hernández, Fernández y Baptista (2007) que la muestra no probabilística o dirigida es un “subgrupo de la población en la que la elección de los elementos no depende de la probabilidad, sino de las características de la investigación” (p. 176).

**Tabla 3.1***Puntos de carga rápida de vehículos eléctricos en el Perú*

<b>Punto de carga</b>	<b>Ciudad</b>	<b>Marca</b>	<b>Potencia</b>	<b>Cargadores</b>	<b>Conectores</b>	<b>Tipo de Cargador</b>	<b>Dirección</b>
Grifo KIO Lurín	Lima	JuicePump 60DUO Enel X	60 kW	1	2	C.C.: CHAdEMO y CCS2	Carr. Panamericana Sur 245, Lurín
Estación de Servicio Castaños - Primax	Lima	Efacec – USA. Modelo: Efacec EV QC 45	49 kW	1	2	C.C.: CHAdEMO y CCS Combo T1	Av. Javier Prado Oeste 1895 – San Isidro, Lima

*Fuente. Asociación Automotriz del Perú, (s.f.).*

### **3.5. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos**

#### **3.5.1. Técnicas**

En el contexto de la presente investigación, se aplicaron las siguientes técnicas para la recopilación de datos:

- Revisión documental
- Observación de campo

#### **3.5.2. Instrumentos**

Con el fin de obtener los datos requeridos para este estudio, se emplearon los siguientes instrumentos de recopilación de datos:

- Ficha de registro de datos
- Guía de observación

### **3.6. Procedimientos para la Recolección de Datos**

Los procedimientos que se siguieron en este estudio para la recolección de los datos necesarios fueron los siguientes:

Primero, a través de la técnica de revisión documental, se buscó la información relacionada a los datos históricos de ventas de vehículos eléctricos en el Perú y en específico en la ciudad de Cusco. En tal sentido, utilizando el instrumento ficha de registro de datos elaborado en Excel, se registraron los datos correspondientes a las ventas de años anteriores a 2024. Por

otra parte, para identificar la opción de electrolinera más eficiente para la demanda de vehículos eléctricos en la Ciudad de Cusco, se utilizó la técnica de revisión documental para seleccionar artículos científicos relacionados con la recarga rápida de vehículos eléctricos.

Posteriormente, se acudió al lugar de estudio, donde, mediante la técnica de observación de campo, se identificaron las zonas que se podrían aprovechar para ubicar los módulos fotovoltaicos y los demás componentes del sistema solar fotovoltaico, así como también para ubicar los componentes de la electrolinera. A su vez, con el apoyo del software Google Earth Pro, se tomaron las medidas de las áreas previamente identificadas para la ubicación de los módulos fotovoltaicos, registrando los datos relevantes utilizando el instrumento ficha de registro de datos elaborado en Excel.

Seguidamente, mediante la técnica de revisión documental, se analizaron el cuadro de cargas y los planos de distribución del sistema eléctrico del Grifo Primax proporcionados por los propietarios. De ahí que, empleando el instrumento ficha de registro de datos elaborado en Excel, se recopiló la información necesaria para realizar el cálculo de la demanda máxima del sistema. Además, se solicitó información a la empresa concesionaria de la red de distribución eléctrica para obtener detalles precisos sobre las características eléctricas actuales a las que se conectará la electrolinera.

Finalmente, se revisaron diversas fuentes, tales como trabajos de tesis, documentos, libros y otros materiales relevantes relacionados con el tema de investigación, necesarios para el desarrollo del presente estudio.

### **3.7. Técnicas para el Procesamiento y Análisis de Datos**

Después de haber recopilado la información necesaria, se utilizó el software R para realizar el pronóstico de ventas de vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco al 2030. Mientras tanto, mediante el análisis de artículos científicos seleccionados previamente y las características técnicas de los diferentes modelos de electrolineras disponibles en el mercado, se identificó la electrolinera más eficiente para satisfacer la demanda de vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco.

Por otra parte, el diseño de la generación distribuida solar fotovoltaica, se realizó haciendo uso del software PVSYST.

Con respecto al estudio de la operación óptima del modelo eléctrico de la electrolinera, se efectuó mediante la simulación del flujo de potencia utilizando el software DigSILENT Power Factory. Por ello, se realizaron simulaciones para distintos escenarios de operación de la electrolinera, con el fin de evaluar el porcentaje de suministro de energía eléctrica proveniente tanto del sistema de generación distribuida solar fotovoltaica como de la red de distribución eléctrica convencional hacia la electrolinera.

Para la elaboración de esquemas eléctricos y planos de ubicación se utilizó el software AutoCAD.

## CAPÍTULO IV

### 4. PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS

#### 4.1. Resultados Respecto al Primer Objetivo Específico

##### 4.1.1. Situación Actual de los Vehículos Eléctricos en el Perú

Como se ha señalado anteriormente, la demanda de vehículos electrificados crece junto con la implementación de infraestructura de carga. En este contexto, en el presente apartado nos concentraremos en analizar el avance de la electromovilidad en el Perú.

*4.1.1.1. Venta de Vehículos Electrificados en el Perú.* Según la información proporcionada por la Asociación Automotriz del Perú (AAP), los vehículos electrificados que se comercializaron en el Perú, desde que se tiene registro, fueron los híbridos convencionales (HEV), los híbridos enchufables (PHEV) y los eléctricos (BEV), de los cuales los vehículos que hacen uso de la electrolinera para recargar sus baterías son los PHEV y BEV, a los que llamaremos enchufables, en la Tabla 4.1 se muestra el registro de los niveles de venta por mes y año de los vehículos PHEV y BEV en el Perú.

**Tabla 4.1**

*Venta de vehículos híbridos enchufables y eléctricos en el Perú*

Mes/Año	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	1	3	7	19	27
Febrero	1	2	1	12	17
Marzo	1	1	3	25	33
Abril	3	0	7	29	41
Mayo	5	0	2	30	43
Junio	1	0	7	21	45
Julio	0	13	9	11	53
Agosto	1	1	4	18	68
Setiembre	2	1	21	16	65
Octubre	3	9	7	26	73
Noviembre	3	4	7	30	58
Diciembre	6	2	16	37	33
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>36</b>	<b>91</b>	<b>274</b>	<b>556</b>

*Fuente. AAP – SUNARP.*

**4.1.1.2. Venta de Vehículos Electrificados en el Departamento de Cusco.** La Asociación Automotriz del Perú (AAP), también ha proporcionado información relacionada a la venta de vehículos electrificados BEV, HEV y PHEV por departamento, en la Tabla 4.2 podemos ver el registro de los niveles de venta por mes y año de los vehículos BEV, HEV y PHEV en el departamento de Cusco.

**Tabla 4.2**

*Venta de vehículos electrificados en Cusco*

<b>Mes/Año</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Enero	0	1	4	2	5
Febrero	0	0	0	0	9
Marzo	0	2	0	2	21
Abril	2	0	1	2	11
Mayo	1	0	2	3	12
Junio	3	1	1	4	9
Julio	0	1	2	3	13
Agosto	2	1	1	5	19
Setiembre	0	2	4	3	23
Octubre	2	0	0	2	12
Noviembre	0	2	1	3	14
Diciembre	0	1	2	1	8
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>18</b>	<b>30</b>	<b>156</b>

*Fuente. AAP – SUNARP.*

**4.1.1.3. Venta de Vehículos Electrificados por Marca en el Perú.** En base al Informe Estadístico Automotor de la Asociación Automotriz del Perú (AAP), se establece una lista de veinticinco de los vehículos eléctricos e híbridos más vendidos en el Perú en los últimos años, así como se puede ver en la Tabla 4.3.

**Tabla 4.3***Venta de vehículos electrificados por marca a diciembre de cada año*

N°	Marca	Año	
		2022	2023
1	TOYOTA	950	928
2	GEELY	309	659
3	SUZUKI	77	575
4	AUDI	334	452
5	VOLVO	364	386
6	MERCEDES BENZ	128	318
7	BMW	3	252
8	LEXUS	114	130
9	HYUNDAI	54	104
10	SUBARU	14	103
11	KIA	119	85
12	FORD	86	66
13	LAND ROVER	27	62
14	CHERY	1	54
15	MINI	12	37
16	RAM	2	34
17	HAVAL	7	31
18	JAC	1	30
19	MASERATI	2	29
20	NISSAN	0	21
21	MAXUS	2	17
22	DONGFENG	0	15
23	PORSCHE	7	14
24	KEYTON	8	9
25	BYD	2	9
26	OTROS	57	64
<b>Total</b>		<b>2680</b>	<b>4484</b>

*Fuente. AAP – SUNARP.*

A continuación, se muestran los datos técnicos de los vehículos eléctricos mencionados en la Tabla 4.3.

**Tabla 4.4**

*Datos técnicos de vehículos electrificados*

N°	Marca	BEV						PHEV y HEV					
		Modelo	Año	Potencia del motor (kW)	Capacidad de la batería (kWh)	Consumo (kWh/100km)	Autonomía (km)	Modelo	Año	Potencia del motor (kW)	Capacidad de la batería (kWh)	Consumo (kWh/100km)	Autonomía (km)
1	TOYOTA	bZ4X Advance 4x2	2021	150	71.4	14.6	500						
2	GEELY	Geometry C	2022	150	70	16.5	485						
3	SUZUKI							Swift 1.2 Mild Hybrid GLE	2020	2	0.38	-	-
4	AUDI	e-tron Advanced	2018	300	86	25.6	411						
5	VOLVO	C40 Recharge Core	2021	170	67	18.3	432						
6	MERCEDES BENZ	EQA 250	2021	140	66.5	17.7	427						
7	BMW	iX M60	2021	397	105.2	24.5	549						
8	LEXUS	RZ 450e Business	2022	230	71.4	19.6	400						
9	HYUNDAI	IONIQ 5 125kW 58kWh	2021	125	58	16.7	384						

N°	Marca	BEV						PHEV y HEV					
		Modelo	Año	Potencia del motor (kW)	Capacidad de la batería (kWh)	Consumo (kWh/100km)	Autonomía (km)	Modelo	Año	Potencia del motor (kW)	Capacidad de la batería (kWh)	Consumo (kWh/100km)	Autonomía (km)
10	SUBARU	Solterra Touring	2021	160	71.4	16.1	460						
11	KIA	EV6 Air 125 kW (RWD)	2021	125	58	16.6	578						
12	FORD	F-150 Lightning Lariat Extended Range	2022	420	131	-	482						
13	LAND ROVER							Range Rover Sport 3.0 I6 PHEV 460 PS AWD Auto Dynamic HSE	2022	105	38.2	-	119
14	CHERY	EQ5 Ant	2020	130	70.1	13.7	510						
15	MINI	Cooper SE Classic Style	2023	160	54.2	15	402						
16	RAM	1500 REV 2025	2025	500	229	-	805						

N°	Marca	BEV						PHEV y HEV					
		Modelo	Año	Potencia del motor (kW)	Capacidad de la batería (kWh)	Consumo (kWh/100km)	Autonomía (km)	Modelo	Año	Potencia del motor (kW)	Capacidad de la batería (kWh)	Consumo (kWh/100km)	Autonomía (km)
17	HAVAL							Jolion HEV	2022	115	1.67	-	-
18	JAC	E2	2022	85	40	-	400						
19	MASERATI	GranTurismo Folgore AWD	2022	900	92.5	-	438						
20	NISSAN	Nissan Leaf Acenta	2018	110	40	14.8	270						
21	MAXUS	EUNIQ 6 130 kW	2022	130	70	-	452						
22	DONGFENG	NANO BOX	2022	33	28.9	-	351						
23	PORSCHE	Taycan 4S Performance Battery	2019	320	79.2	22.9	408						
24	KEYTON	ER7 EV SUV	2022	60	61.3	15	350						
25	BYD	Atto 3 Comfort	2023	150	60.5	15.6	420						
26	OTROS												

Fuente. Elaboración propia

De acuerdo con los datos técnicos sobre la capacidad de las baterías de los vehículos eléctricos e híbridos presentados en la Tabla 4.4, las nuevas versiones de los vehículos eléctricos existentes en el mercado cuentan con una capacidad de batería que varía entre 28.9 kWh y 229 kWh, mientras que, en los vehículos híbridos la capacidad oscila entre 0.38 kWh y 38.2 kWh. En tal sentido, en la Tabla 4.5 se presenta el valor promedio de la capacidad de las baterías de estos vehículos.

**Tabla 4.5**

*Capacidad promedio de baterías de vehículos electrificados*

<b>Descripción</b>	<b>BEV</b>	<b>PHEV</b>
Sumatoria de datos	1623.6	40.25
Numero de datos	22	3
<b>Capacidad promedio de las baterías (kWh)</b>	<b>73.8</b>	<b>13.42</b>

*Fuente. Elaboración propia.*

De manera semejante, según Romero et al. (2023) el consumo de algunos modelos de vehículos eléctricos de batería totalmente eléctricos llega hasta 100 kWh, tal como se puede observar en la Tabla 4.6.

**Tabla 4.6**

*Tipos de vehículos eléctricos y su consumo*

<b>Tipo de EV</b>	<b>Sigla</b>	<b>Consumo eléctrico (kWh)</b>
“Híbridos” <sup>a</sup>	“HEV” <sup>a</sup>	“1 – 2” <sup>a</sup>
“Híbridos enchufables o plug-in” <sup>a</sup>	“PHEV” <sup>a</sup>	“14 – 18” <sup>a</sup>
“Vehículos eléctricos de batería, totalmente eléctricos” <sup>a</sup>	“BEV” <sup>a</sup>	“40 - 50 (Tesla S o X de 100)” <sup>a</sup>

*Fuente. <sup>a</sup> Romero et al. (2023, p. 7).*

Según la Tabla 4.5, la capacidad promedio de las baterías de los vehículos totalmente eléctricos vendidos en los últimos años es de 73.8 kWh. Al comparar esta cifra con el consumo eléctrico de los vehículos eléctricos de batería, presentados en la Tabla 4.6, se observa que la capacidad varía entre 40 y 100 kWh. Considerando que se prevé un incremento en la capacidad promedio de las baterías para el año 2030, impulsado por la contante evolución de la tecnología, en este estudio se utilizará una capacidad promedio de batería de 100 kWh.

#### 4.1.2. Estimación de las Ventas de Vehículos Electrificados al 2030

En esta sección realizaremos el pronóstico de las ventas de vehículos electrificados de los tipos BEV, PHEV y HEV en Cusco al 2030, a través del análisis de series temporales con un enfoque de metodología Box-Jenkins (ARIMA), usando la función auto ARIMA incluida en el paquete forecasts del software estadístico R y empleando Rstudio, mediante la cual pronosticaremos la cantidad futura de vehículos electrificados para un periodo de 7 años.

**4.1.2.1. La Metodología Box-Jenkins (ARIMA).** Los modelos autorregresivos integrados de promedio móvil (ARIMA) son un tipo de modelos lineales que pueden caracterizar tanto series de tiempo estacionarias como no estacionarias. Además, los modelos ARIMA no requieren variables independientes; en su lugar, usan la información de la serie misma para hacer los pronósticos. Por ejemplo, un modelo ARIMA aplicado a las ventas mensuales, utilizaría el patrón de ventas históricas para elaborar un pronóstico de las ventas del siguiente mes (Hanke y Wichern, 2010, p. 399).

**a) Modelos Autorregresivos.** Un modelo autorregresivo de orden  $p$  tiene la forma.

$$Y_t = \phi_0 + \phi_1 Y_{t-1} + \phi_2 Y_{t-2} + \dots + \phi_p Y_{t-p} + \varepsilon_t \quad (7)$$

Donde

$Y_t$ : Variable de respuesta (o dependiente) en el tiempo  $t$ .

$Y_{t-1}, Y_{t-2}, \dots, Y_{t-p}$ : Variable de respuesta en los retrasos de tiempo  $t-1, t-2, \dots, t-p$ , respectivamente; estas  $Y$  desempeñan el papel de variables independientes.

$\phi_0, \phi_1, \phi_2, \dots, \phi_p$ : Coeficientes que serán estimados.

$\varepsilon_t$ : Término de error en el tiempo  $t$ , el cual representa los efectos de variables no explicadas por el modelo; los supuestos acerca del término de error son los mismos que los del modelo de regresión estándar.

La ecuación 7 tiene la forma de un modelo de regresión, en el cual los valores de la variable dependiente están retrasados en las ubicaciones de la variable independiente, es por esta razón que toma el nombre de modelo autorregresivo. Además, los modelos autoagresivos son modelos apropiados para series de tiempo estacionarias, donde el coeficiente  $f_0$  está vinculado con el nivel constante de la serie. Por otra parte, en caso de que los datos cambian alrededor de cero o se expresan como desviaciones de la media  $Y_t - \bar{Y}$ , el coeficiente  $\phi_0$  no se requiere (Hanke y Wichern, 2010, p. 404).

**b) Modelos de Promedios Móviles.** Un modelo de promedio móvil de q-ésimo orden tiene la forma.

$$Y_t = \mu + \varepsilon_t - \omega_1 \varepsilon_{t-1} - \omega_2 \varepsilon_{t-2} - \dots - \omega_q \varepsilon_{t-q} \quad (8)$$

Donde

$Y_t$ : Variable de respuesta (dependiente) en el tiempo t.

$\mu$ : Promedio constante en el proceso.

$\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_q$ : Coeficientes que se estimarán.

$\varepsilon_t$ : Término de error, el cual representa los efectos de las variables no explicadas por el modelo; los supuestos acerca del término de error son los mismos que aquellos del modelo de regresión estándar.

$\varepsilon_{t-1}, \varepsilon_{t-2}, \dots, \varepsilon_{t-q}$ : Errores en periodos anteriores que, para el tiempo t, se incorporan a la respuesta,  $Y_t$ .

La ecuación 8 es semejante a la ecuación 7, con la diferencia de que la variable dependiente  $Y_t$  depende de los valores anteriores de los errores y no de los valores de la variable misma. Por lo tanto, los modelos de promedio móvil (MA) permiten realizar pronósticos de  $Y_t$  basándose en una combinación lineal de un número limitado de errores pasados, mientras que los modelos autorregresivos (AR) pronostican  $Y_t$  como una función lineal de un número limitado de valores pasados de  $Y_t$  (Hanke y Wichern, 2010, p. 405).

El término promedio móvil es histórico y hace referencia a que la desviación de la respuesta de su media  $Y_t - \mu$ , es una combinación lineal de los errores actuales y pasados, que conforme el tiempo avanza, los errores involucrados en esta combinación lineal también se desplazan hacia delante (Hanke y Wichern, 2010, p. 405).

$$Y_t - \mu = \varepsilon_t - \omega_1 \varepsilon_{t-1} - \omega_2 \varepsilon_{t-2} - \dots - \omega_q \varepsilon_{t-q}$$

$$Y_{t+1} - \mu = \varepsilon_{t+1} - \omega_1 \varepsilon_t - \omega_2 \varepsilon_{t-1} - \dots - \omega_q \varepsilon_{t-q+1}$$

Los pesos  $\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_q$  no necesariamente suman 1 y pueden ser positivos o negativos, incluso cuando en la especificación del modelo estén precedidos de un signo negativo (Hanke y Wichern, 2010, p. 405).

**c) Modelos de Promedio Móvil Autorregresivos.** Es posible combinar un modelo con términos autorregresivos con otro que tenga términos de promedio móvil, para conseguir un

modelo mixto de promedio móvil autorregresivo. En ese mismo contexto, para denotar estos modelos, es apropiado emplear la notación ARMA (p, q), donde p representa el orden de la parte autorregresiva y q el orden de la parte del promedio móvil. Por lo tanto, un modelo ARMA (p, q) tiene la forma general (Hanke y Wichern, 2010, p. 407).

$$Y_t = \phi_0 + \phi_1 Y_{t-1} + \phi_2 Y_{t-2} + \dots + \phi_p Y_{t-p} + \varepsilon_t - \omega_1 \varepsilon_{t-1} - \omega_2 \varepsilon_{t-2} - \dots - \omega_q \varepsilon_{t-q} \quad (9)$$

Los modelos ARMA (p, q) son capaces de describir una amplia variedad de comportamientos de las series de tiempo estacionarias. En efecto, los pronósticos producidos por un modelo ARMA (p, q) dependen tanto de los valores actuales y pasados de la respuesta “Y”, así como, de los valores actuales y pasados de los errores o residuos “e” (Hanke y Wichern, 2010, p. 407).

**d) Estrategia de Implementación de la Construcción del Modelo.** El método Box-Jenkins se fundamenta en una estrategia iterativa para la construcción del modelo. En tal sentido, los pasos de esta estrategia para la construcción del modelo consisten en la selección de un modelo inicial (identificación del modelo), la estimación de los coeficientes del modelo (estimación de parámetros) y el análisis de los residuos (verificación del modelo). Además, si es necesario se ajusta el modelo inicial y el proceso se repite hasta que los residuos muestren que no se requiere otra modificación. Finalmente, una vez alcanzado este punto, el modelo ajustado puede ser utilizado para hacer pronósticos (Hanke y Wichern, 2010, p. 407). Examinando las autocorrelaciones de la muestra de los datos presentados en la Tabla 4.2, se identifica el modelo tentativo para realizar el pronóstico de ventas de vehículos electrificados en Cusco al 2030. Por consiguiente, con base en su ajuste ligeramente mejor, se optó por el modelo ARIMA (1,1,0), cuyo modelo es como sigue.

$$ARIMA (1,1,0): \Delta Y_t = \phi_0 + \phi_1 \Delta Y_{t-1} + \varepsilon_t$$

$$Y_t - Y_{t-1} = \phi_0 + \phi_1 (Y_{t-1} - Y_{t-2}) + \varepsilon_t$$

$$Y_t = Y_{t-1} + \phi_0 + \phi_1 (Y_{t-1} - Y_{t-2}) + \varepsilon_t$$

Los resultados obtenidos del software estadístico R para el modelo ARIMA (1,1,0) se presentan en la Tabla 4.7.

**Tabla 4.7***Pronóstico de ventas mensuales resultantes del modelo ARIMA (1,1,0)*

<b>Fecha</b>	<b>Pronostico</b>	<b>Lo.80</b>	<b>Hi.80</b>	<b>Lo.95</b>	<b>Hi.95</b>
Ene-24	15	12.78891441	16.99752108	11.67496352	18.11147197
Feb-24	15	12.94315822	17.68931652	11.686926	18.94554874
Mar-24	15	12.63515237	18.33614346	11.12619117	19.84510465
Abr-24	16	12.6231381	18.92977737	10.95387152	20.59904395
May-24	16	12.53472182	19.48358887	10.69546782	21.32284287
Jun-24	16	12.52154639	20.0177946	10.53740934	22.00193165
Jul-24	17	12.50476162	20.5289779	10.38087987	22.65285966
Ago-24	17	12.51473588	21.02615044	10.26190053	23.27898579
Set-24	17	12.53302856	21.50890214	10.15725834	23.88467236
Oct-24	17	12.56506087	21.98083536	10.0728559	24.47304032
Nov-24	18	12.60583657	22.44262686	10.00219546	25.04626798
Dic-24	18	12.65577109	22.89592891	9.945365032	25.60633497
Ene-25	18	12.71311272	23.34150343	9.899947631	26.15466852
Feb-25	18	12.7774138	23.78027188	9.865133189	26.69255249
Mar-25	19	12.84782655	24.21285524	9.839685164	27.22099663
Abr-25	19	12.92386011	24.63985294	9.822824122	27.74088893
May-25	19	13.00498748	25.06174	9.813757861	28.25296962
Jun-25	19	13.0908055	25.47894447	9.811863181	28.75788679
Jul-25	20	13.1809391	25.8918295	9.816569638	29.25619896
Ago-25	20	13.27507137	26.3007177	9.827391046	29.74839803
Set-25	20	13.37291726	26.7058914	9.843892177	30.23491649
Oct-25	20	13.4742265	27.10760217	9.86568994	30.71613874
Nov-25	21	13.57877457	27.50607392	9.892441114	31.19240738
Dic-25	21	13.68636076	27.90150764	9.923838661	31.66402974
Ene-26	21	13.796804	28.29408426	9.959605704	32.13128256
Feb-26	21	13.90994066	28.68396749	9.999491964	32.59441618
Mar-26	22	14.02562208	29.07130595	10.04327011	33.05365791
Abr-26	22	14.14371283	29.45623507	10.09073302	33.50921488
May-26	22	14.26408909	29.83887869	10.14169129	33.96127649
Jun-26	22	14.38663726	30.2193504	10.19597123	34.41001643
Jul-26	23	14.51125288	30.59775466	10.25341305	34.85559448
Ago-26	23	14.63783959	30.97418783	10.3138694	35.29815801
Set-26	23	14.7663083	31.34873899	10.37720402	35.73784327
Oct-26	23	14.89657643	31.72149075	10.44329061	36.17477656
Nov-26	24	15.02856726	32.09251979	10.51201185	36.6090752
Dic-26	24	15.16220939	32.46189754	10.58325853	37.0408484
Ene-27	24	15.29743621	32.8296906	10.65692878	37.47019803

<b>Fecha</b>	<b>Pronostico</b>	<b>Lo.80</b>	<b>Hi.80</b>	<b>Lo.95</b>	<b>Hi.95</b>
Feb-27	24	15.43418546	33.19596122	10.7329274	37.89721929
Mar-27	25	15.57239888	33.56076769	10.81116526	38.3220013
Abr-27	25	15.71202181	33.92416464	10.89155878	38.74462766
May-27	25	15.85300291	34.28620341	10.97402946	39.16517686
Jun-27	25	15.9952939	34.64693229	11.05850343	39.58372277
Jul-27	26	16.13884929	35.00639679	11.14491112	40.00033495
Ago-27	26	16.28362614	35.36463981	11.23318689	40.41507906
Set-27	26	16.42958392	35.72170192	11.32326873	40.8280171
Oct-27	26	16.57668426	36.07762145	11.41509798	41.23920773
Nov-27	27	16.72489086	36.43243473	11.50861909	41.6487065
Dic-27	27	16.87416928	36.78617619	11.60377941	42.05656606
Ene-28	27	17.02448682	37.13887852	11.70052894	42.46283641
Feb-28	27	17.17581244	37.49057278	11.79882018	42.86756504
Mar-28	28	17.3281166	37.8412885	11.89860797	43.27079713
Abr-28	28	17.48137116	38.19105382	11.99984928	43.6725757
May-28	28	17.63554933	38.53989553	12.10250312	44.07294174
Jun-28	28	17.79062554	38.88783919	12.2065304	44.47193434
Jul-28	29	17.94657538	39.23490923	12.31189378	44.86959083
Ago-28	29	18.10337553	39.58112896	12.4185576	45.26594689
Set-28	29	18.26100369	39.92652068	12.52648774	45.66103663
Oct-28	29	18.41943851	40.27110573	12.63565157	46.05489267
Nov-28	30	18.57865955	40.61490457	12.74601782	46.4475463
Dic-28	30	18.73864722	40.95793678	12.85755653	46.83902748
Ene-29	30	18.89938272	41.30022116	12.97023894	47.22936494
Feb-29	30	19.06084802	41.64177574	13.08403748	47.61858628
Mar-29	31	19.22302579	41.98261785	13.19892566	48.00671798
Abr-29	31	19.38589938	42.32276414	13.314878	48.39378552
May-29	31	19.54945278	42.66223061	13.43187003	48.77981337
Jun-29	31	19.71367059	43.00103268	13.54987817	49.1648251
Jul-29	32	19.87853797	43.33918518	13.66887976	49.54884339
Ago-29	32	20.04404064	43.67670239	13.78885292	49.93189011
Set-29	32	20.21016482	44.01359809	13.90977661	50.3139863
Oct-29	32	20.37689723	44.34988556	14.0316305	50.69515228
Nov-29	33	20.54422505	44.68557761	14.15439501	51.07540766
Dic-29	33	20.71213591	45.02068663	14.27805119	51.45477135
Ene-30	33	20.88061787	45.35522455	14.40258079	51.83326162
Feb-30	33	21.04965938	45.68920292	14.52796615	52.21089615
Mar-30	34	21.21924927	46.02263291	14.65419018	52.58769199
Abr-30	34	21.38937674	46.35552531	14.78123639	52.96366567

Fecha	Pronostico	Lo.80	Hi.80	Lo.95	Hi.95
May-30	34	21.56003136	46.68789057	14.90908878	53.33883315
Jun-30	34	21.73120301	47.0197388	15.03773191	53.7132099
Jul-30	35	21.90288189	47.3510798	15.16715078	54.0868109
Ago-30	35	22.07505852	47.68192304	15.2973309	54.45965067
Set-30	35	22.2477237	48.01227774	15.42825818	54.83174326
Oct-30	35	22.42086852	48.3421528	15.55991901	55.20310231
Nov-30	36	22.59448432	48.67155688	15.69230015	55.57374105
Dic-30	36	22.76856272	49.00049836	15.82538877	55.94367231

Nota:

Lo.80, Hi.80: Intervalos de confianza al 80%

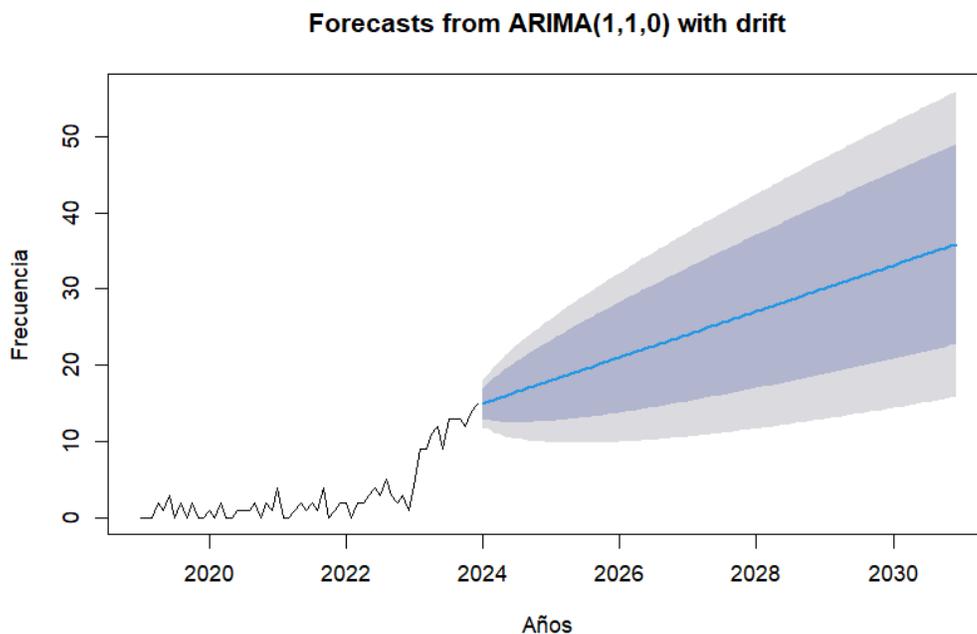
Lo.95, Hi.95: Intervalos de confianza al 95%.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 4.1 podemos ver la línea de evolución de las ventas en el tiempo, basada en los datos históricos mensuales de los años 2019 a 2023. A partir de esta información, se realiza el pronóstico de las ventas para los meses siguientes hasta el año 2030, utilizando la función auto ARIMA en el software estadístico R del modelo ARIMA (1,1,0).

**Figura 4.1**

Pronóstico de ventas próximos 7 años



Fuente. Elaboración propia.

En la Tabla 4.7 se presentaron los datos correspondientes al pronóstico de las ventas mensuales de vehículos electrificados hasta el año 2030. Utilizando estos datos, es posible obtener el pronóstico de las ventas anuales, tal como se puede observar en la Tabla 4.8.

**Tabla 4.8**

*Pronóstico de ventas anuales de vehículos electrificados en Cusco al 2030*

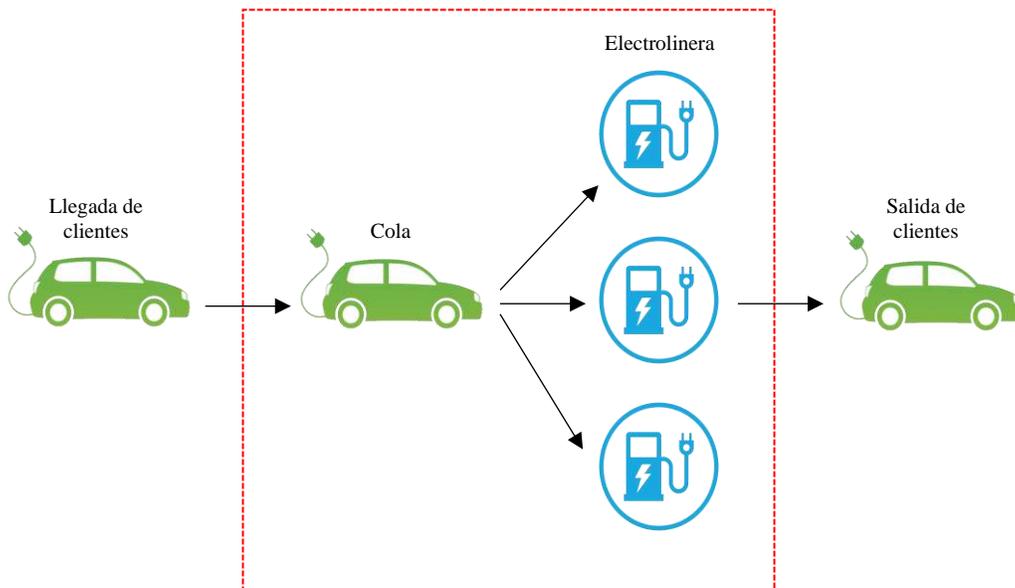
<b>Año</b>	<b>Nro. de vehículos electrificados</b>
2024	197
2025	233
2026	269
2027	305
2028	342
2029	378
2030	414

*Fuente. Elaboración propia*

Los resultados del pronóstico realizado con el modelo ARIMA indican que las ventas de vehículos electrificados en el departamento de Cusco para el año 2030 ascenderían a 414 unidades. Esta cifra incluye vehículos de las categorías (livianos, buses y camiones) y tecnologías (BEV, PHEV y HEV), distribuidos por todo el departamento de Cusco. Con base en este número de vehículos proyectados, se procederá a determinar la cantidad de cargadores o electrolinerías necesarios para garantizar el suministro de energía eléctrica a las baterías de estos vehículos.

#### **4.1.3. Teoría de Colas**

Con la finalidad de prevenir el sobredimensionamiento de las electrolinerías y evitar pérdidas innecesarias en los transformadores que suministren a estos establecimientos, se plantea la teoría de colas como una metodología para determinar la cantidad de cargadores en base al número de vehículos eléctricos obtenidos previamente. Esta metodología busca un equilibrio entre el tiempo de espera y el número de servidores. En la Figura 4.2 se muestra el modelo del sistema de colas.

**Figura 4.2***Esquema de sistema de colas**Fuente. Elaboración propia*

**a) Sistema de Entrada.** La llegada de vehículos eléctricos a la electrolinera es un evento independiente que cumple con las condiciones de estacionalidad, propiedad de Markov y universalidad. Por lo tanto, esta llegada se da de acuerdo con el proceso de Poisson y los intervalos de tiempo entre vehículos siguen una distribución exponencial negativa (Mera, 2020, p. 77).

**b) Sistema de Salida.** El tiempo de carga de cada vehículo depende de la energía restante en su batería y para describir este tiempo de carga se emplea una distribución exponencial negativa (Mera, 2020, p. 77).

**c) Disciplina de Servicio.** Un cargador solo puede atender a un vehículo a la vez (Mera, 2020, p. 77).

**d) Modelo de Cola.** La electrolinera sigue un modelo de cola M/M/s, lo que significa que los vehículos son atendidos por orden de llegada (Mera, 2020, p. 77).

**e) Electrolinera.** Puede atender a más de un vehículo al mismo tiempo mediante dos o más cargadores (Mera, 2020, p. 77).

Las variables involucradas son:

- Número de vehículos (n).
- Número de servidores, en este caso el número de cargadores (s).

**f) Tasa Promedio de Llegada.** Se define como el número de vehículos que llegan a la electrolinera por unidad de tiempo (Mera, 2020, p. 77).

$$\lambda = \frac{n}{\text{Tiempo de apertura de la electrolinera}} \quad (10)$$

Según el pronóstico realizado con el modelo ARIMA, para el año 2030 se estima que habrá 414 unidades circulando en todo el departamento de Cusco. Además, se establece que el tiempo de apertura de la electrolinera será de 24 horas, ya que, los grifos en el Perú brindan atención durante todo el día.

Se obtiene un  $\lambda = 17$

**g) Tasa de Servicio Promedio.** Se define como el número de clientes atendidos por unidad de tiempo (Mera, 2020, p. 77).

$$\mu = \frac{1}{\text{Tiempo promedio de carga}} \quad (11)$$

Se obtiene un  $\mu = 2$ , ya que el tiempo de carga de una electrolinera es de 30 minutos o menos, dependiendo del tipo de vehículo. Esto significa que, mediante un solo conector o cargador, la electrolinera puede cargar hasta 2 vehículos por hora.

Para que el sistema este en equilibrio se debe cumplir:

Capacidad de atención de la electrolinera > Tasa promedio de llegada

Capacidad de atención de la electrolinera = Servidores \* Tasa de servicio promedio =  $s * \mu$

Con  $s = 12$  servidores o cargadores la capacidad de atención de la electrolinera será de 24 vehículos por hora.

El sistema depende del estado inicial y del tiempo transcurrido, generando una fase transitoria. Sin embargo, con el paso del tiempo, el estado del sistema se vuelve independiente del estado inicial y del tiempo transcurrido, alcanzando un estado estable, donde la distribución del sistema permanece constante con el tiempo. Por lo tanto, para cualquier n, la entrada debe igualar a la salida (Mera, 2020, p. 77). Las probabilidades que cumplen esta condición son:

$$P_0 = \frac{1}{\sum_{i=0}^{s-1} \frac{(\rho)^i}{i!} + \frac{(\rho)^s}{s!} \left( \frac{1}{1-\rho_s} \right)} \quad (12)$$

Donde:

$$\rho = \frac{\lambda}{\mu} \quad (13)$$

$$\rho_s = \frac{\lambda}{s * \mu} \leq 1 \quad (14)$$

Resultando un  $\rho = 8.625$  y  $\rho_s = 0.71875$

Número promedio a largo plazo en la cola

$$L_q = P_0 \frac{(\rho)^s * \rho_s}{s! (1 - \rho_s)^2} \quad (15)$$

Número promedio a largo plazo en el sistema

$$L_s = L_q + \rho \quad (16)$$

Retraso promedio a largo plazo en la cola por cliente

$$W_q = \frac{L_q}{\lambda} \quad (17)$$

Tiempo de estadía promedio a largo plazo por cliente

$$W_s = \frac{L_s}{\lambda} \quad (18)$$

Porcentaje de inactividad del cargador

$$I\% = 1 - \rho_s \quad (19)$$

Resultando un  $P_0 = 0.000168809$ ,  $L_q = 0.542699473$ ,  $L_s = 9.167699473$ ,  $W_q = 0.031460839$   
 $= 2$  min,  $W_s = 0.531460839 = 32$  min e  $I\% = 0.28125 = 28\%$

De los índices mencionados al incrementar  $s$  disminuyen  $L_q$ ,  $L_s$ ,  $W_q$  y  $W_s$  mientras que  $I\%$  aumenta.

Con esta premisa se determina el número óptimo de cargadores.

Para determinar la cantidad óptima de servidores o conectores, se utiliza el método que consiste en tomar los índices del sistema más conflictivos  $W_s$  e  $I\%$  (Mera, 2020, p. 79). Para lo cual, se deben cumplir las siguientes condiciones:

$$W_s \leq \alpha \quad (20)$$

$$I\% \leq \beta \quad (21)$$

Donde  $\alpha$  y  $\beta$  son factores que dependen del comportamiento de las personas al momento de esperar, por lo que  $\alpha$  y  $\beta$  toman valores de 0,6 y 50% respectivamente (Mera, 2020, p. 77).

Por consiguiente, el número óptimo de servidores necesarios para satisfacer una demanda de 414 vehículos electrificados en el año 2030 es de 12 conectores. Para ello, se debe instalar una estación de carga de baterías o electrolinera compuesta por 6 postes de carga o dispensadores, cada uno con 2 conectores, distribuidos de manera similar a los dispensadores de combustible de una estación de servicios convencional o grifo.

Para habilitar una estación de carga rápida en el Grifo Primax, que opere paralelamente al servicio de venta de combustibles, es fundamental tener en cuenta el espacio disponible para la instalación del equipamiento de esta nueva tecnología. Por esta razón, en este estudio se propone la instalación de un único poste de carga con dos conectores, dado que el área es limitada.

Además, de los 414 vehículos pronosticados, solo una parte circularía dentro de la ciudad de Cusco. Por lo tanto, se recomienda que los 5 postes de carga restantes se instalen en otros establecimientos de características similares, seleccionando su ubicación en base a un estudio previo del tráfico vehicular en todo el departamento de Cusco.

#### **4.1.4. Selección de la Electrolinera**

En esta sección nos enfocaremos en identificar un sistema de carga rápida de vehículos eléctricos confiable y eficiente, capaz de satisfacer la demanda de un panorama de movilidad eléctrica en crecimiento, de acuerdo con el pronóstico de ventas desarrollado. Por esta razón, realizaremos el estudio y análisis de artículos científicos, con el fin de aprovechar la experiencia y el conocimiento de los autores. En este sentido, la Tabla 4.9 presenta una comparación de tres estudios diferentes para luego definir la mejor opción de carga de vehículos eléctricos.

Tabla 4.9

*Estudios internacionales sobre sistemas de carga de alta potencia para vehículos eléctricos*

<b>Artículos científicos</b>			
Título	Arquitectura de la unidad de potencia en un sistema de carga de alta potencia para vehículos eléctricos	Una revisión exhaustiva de los avances en la tecnología de carga rápida de vehículos eléctricos	Análisis de diseño de infraestructura de carga inteligente de nivel 4 de alta potencia utilizando dispositivos de energía de última generación para vehículos eléctricos y vehículos eléctricos de servicio pesado
Fuente	Revista internacional de sistemas eléctricos y de energía	Revista de ciencias aplicadas	Revista Mundial de Vehículos Eléctricos
Autores	Lamedica, R., Ruvio, A., Falessi, P., Maccioni, M., Sammartino, E. y Palumbo, M. (2023)	Zentani, A., Almaktoof, A. y Kahn, MT (2024)	Ilahi, T., Izhar, T., Zahid, M., Rasool, A., Tsamaase, K., Zahid, T. y Khan, EM (2024).
Resumen	El trabajo propone una metodología para definir la arquitectura de la unidad de potencia de una estación de carga ultra rápida (UFC) para vehículos eléctricos, capaz de entregar 350 kW. Su objetivo es mejorar la eficiencia del sistema mediante un software desarrollado en MATLAB (BEA – Best Efficiency Architecture), que selecciona la mejor configuración considerando las curvas de eficiencia-potencia de los módulos de potencia AC/DC y DC/DC disponibles en el mercado.	El documento brinda información importante sobre el estado actual, los retos y las perspectivas futuras de la carga rápida de vehículos eléctricos, ofreciendo un análisis exhaustivo de los avances tecnológicos y las tendencias emergentes en este campo.	Esta investigación propone una infraestructura de carga ultrarrápida inteligente basada en materiales de próxima generación para las futuras baterías de vehículos eléctricos de alta capacidad. El cargador de nivel 4 diseñada es capaz de cargar tanto vehículos ligeros como pesados con voltajes de batería de hasta 2000 V mediante diversos niveles de potencia. Los sistemas inteligentes monitorean y controlan la carga mediante sensores inalámbricos. El análisis detallado de diseño del cargador se discute empleando ecuaciones matemáticas usando la herramienta de modelado físico Simscape.
Conclusiones	A partir de los resultados obtenidos de los tres conjuntos de convertidores paralelos analizados, en el sistema con AC/DC en serie con convertidores DC/DC, la salida de los rectificadores se ajusta a las necesidades de alimentación del Bus DC. Esto facilita la integración de la estación de carga dentro de una microrred, permitiendo la conexión de equipos de generación y almacenamiento locales, lo que ofrece la ventaja de un respaldo de potencia cuando la red no puede satisfacer las necesidades del sistema.	Este artículo ha analizado los avances recientes en infraestructura de carga rápida, explicando las ventajas y desventajas de las estrategias más utilizadas. Además, se examinaron los convertidores CC-CC de alta potencia, utilizados en cargadores integrados y externos. Estos convertidores, de una o dos etapas, convierten de manera eficiente la energía CC de alto voltaje para la infraestructura de carga rápida de baterías de vehículos eléctricos.	La investigación presentó el procedimiento de diseño de una infraestructura de carga con capacidad de 1 MW basada en materiales de próxima generación. El parámetro de los convertidores de potencia es preliminarmente útil para seleccionar los dispositivos de potencia adecuados y dimensionar el transformador de alta frecuencia para la frecuencia de conmutación elegida. En este contexto, se analiza el modelado matemático completo del convertidor de potencia CA/CC/CC.

*Fuente. Elaboración propia.*

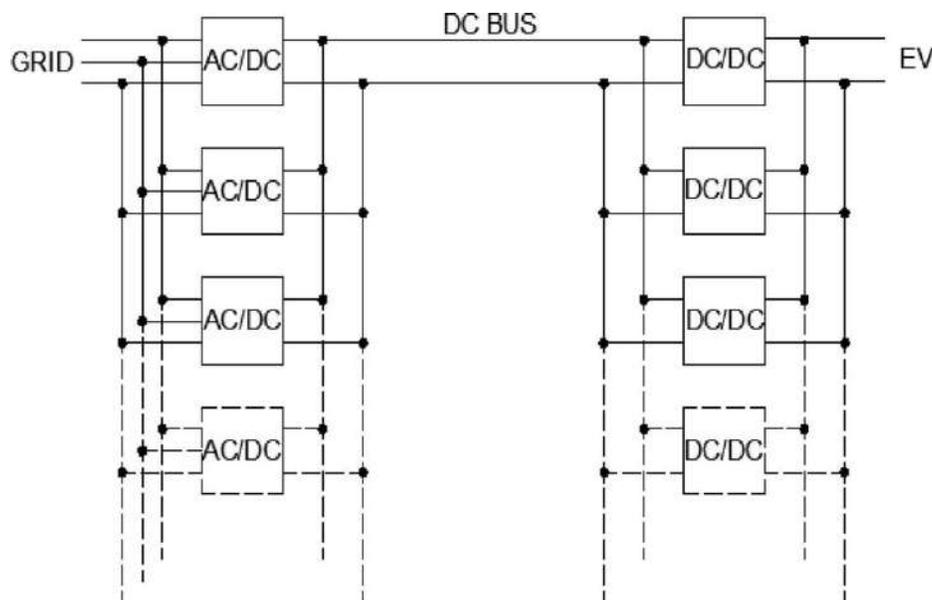
Las referencias analizadas se centran en el estudio de tecnologías de carga rápida para vehículos eléctricos, planteando soluciones orientadas a la optimización de la eficiencia de carga. En este sentido, para garantizar la máxima eficiencia en el proceso de carga, este estudio adopta el modelo planteado por los autores Lamedica et al. (2023), quienes proponen una metodología para definir la arquitectura de una estación de carga ultrarrápida.

**4.1.4.1. Tipos de Arquitecturas.** El suministro de energía desde la red eléctrica de corriente alterna (CA) a la carga, se desarrolla generalmente en dos etapas, primero, se rectifica la tensión alterna de la red, segundo, se adecua al nivel de tensión de la carga mediante un convertidor CC/CC (Lamedica et al., 2023, pp. 2-3). En tal sentido, se comparan dos tipos de arquitectura con distintas tipologías de convertidores.

**a) Arquitectura 1.** Esta configuración consta de un primer conjunto de convertidores CA/CC conectados en paralelo, que a la vez está conectado en serie, mediante un bus de CC, a un segundo conjunto de convertidores CC/CC conectados en paralelo (Lamedica et al., 2023, p. 3). Así, como se muestra en la Figura 4.3.

**Figura 4.3**

*Arquitectura 1*



*Fuente. Lamedica et al., 2023, p. 3.*

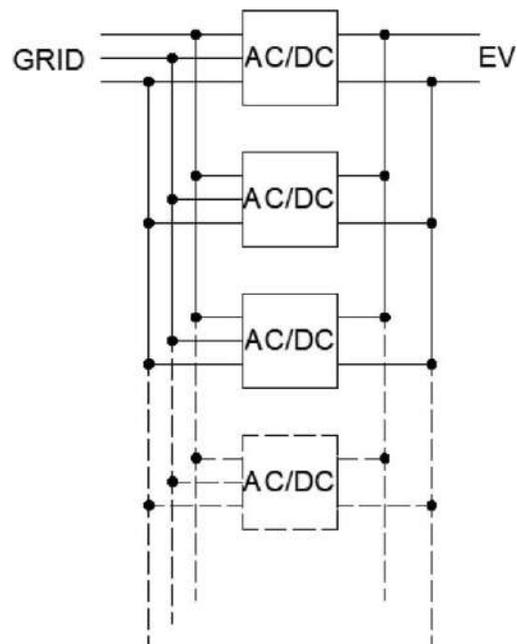
El bus DC admite la conexión al sistema de equipos de generación local, sistemas de almacenamiento y generación a través de fuentes renovables. La capacidad de integrar

sistemas de almacenamiento o generación es una gran ventaja cuando la disponibilidad de energía de la red es limitada (Lamedica et al., 2023, p. 3).

**b) Arquitectura 2.** Esta configuración está compuesta de un único conjunto de convertidores CA/CC conectados en paralelo, que suministran energía a las baterías del vehículo eléctrico de manera directa desde la red de corriente alterna (Lamedica et al., 2023, p. 3). Tal como se muestra en Figura 4.4.

**Figura 4.4**

*Arquitectura 2*



*Fuente. Lamedica et al., 2023, p. 3.*

En este caso, no es posible conectar el sistema de carga a una microrred, como en el caso anterior. Por lo tanto, esta arquitectura se puede utilizar si la estación UFC está conectada a una red eléctrica que disponga de suficiente potencia para abastecer a los vehículos eléctricos, sin requerir el apoyo de sistemas de generación o almacenamiento locales (Lamedica et al., 2023, p. 3).

De las arquitecturas planteadas por los autores, nos adherimos a la arquitectura 1, debido a que en este estudio se integrará la generación distribuida solar fotovoltaica en la estación de carga o electrolinera.

**4.1.4.2. Descripción del Algoritmo.** BEA es un software desarrollado por los autores en MATLAB, cuya finalidad es garantizar la máxima eficiencia para cada nivel de carga, proporcionando la mejor elección de módulos de conversión para una estación UFC de 350 kW. Además, la elección lo realiza entre los convertidores disponibles actualmente en el mercado, empleando como parámetros de entrada sus curvas de eficiencia-potencia y tamaños. Por otro parte, la eficiencia se considera como el único parámetro a maximizar debido a razones prácticas vinculadas al diseño de estaciones de carga de nueva generación (Lamedica et al., 2023, pp. 3-4). En este contexto, el algoritmo desarrollado en BEA por los autores sigue los siguientes cinco pasos.

**a) Paso 1.** Para cada convertidor  $i$  con potencia nominal  $P_{N,i}$ , el fabricante proporciona valores de eficiencia  $\eta_{\alpha i}$  para factores de utilización  $\alpha_i$  en pasos del 10% (es decir,  $\alpha_1=10\%, \dots, \alpha_{10}=100\%$ ). Entonces, la curva de eficiencia completa se obtiene mediante interpolación lineal. Al finalizar este proceso, se genera una lista de convertidores que incluye las curvas de potencia nominal y eficiencia en función del factor de utilización (Lamedica et al., 2023, p. 5).

**b) Paso 2.** Se elige para cada valor de potencia nominal el convertidor con la mejor eficiencia global. Es decir, para cualquier  $j \in \{1, \dots, N_{PN}\}$ , donde  $N_{PN}$  es el número de valores diferentes de potencia nominal en la lista (Lamedica et al., 2023, p. 5). Para el cual, los autores realizaron los siguientes pasos:

1. El usuario asigna un peso  $w_{\alpha i}$  a cada factor de utilización  $\alpha_i$ .
2. Se calcula el promedio ponderado de los valores  $\eta_{\alpha i}$  para cada convertidor.
3. Se comparan de dos en dos los promedios ponderados de las eficiencias de los convertidores y se selecciona el convertidor que tenga el promedio ponderado más alto.
4. Si el promedio ponderado es el mismo, se elige el convertidor que tenga el mayor valor medio en la curva de eficiencia completa.

Al final de este paso, se genera una lista que incluye únicamente el convertidor con la mejor eficiencia para cada valor de potencia nominal.

**c) Paso 3.** A partir de la lista de los resultados del paso 2, se analizan todas las configuraciones posibles de convertidores en paralelo que puedan suministrar al menos 350 kW sin convertidores en exceso (Lamedica et al., 2023, p. 5). De manera que, según los

autores, si  $P_{N, min}$  y  $P_{N, max}$  son las potencias nominales mínima y máxima en kW de los convertidores de la lista, el número mínimo y máximo de convertidores en paralelo,  $N_{min}$  y  $N_{max}$  respectivamente, para configuraciones que puedan suministrar 350 kW son:

$$N_{min} = \text{ceil}\left(\frac{350}{P_{N, min}}\right) \quad (22)$$

$$N_{max} = \text{ceil}\left(\frac{350}{P_{N, max}}\right) \quad (23)$$

Para cualquier entero  $n \in \{N_{min}, \dots, N_{max}\}$ , se analizan todas las combinaciones posibles de convertidores, seleccionando únicamente aquellas que cumplen con las siguientes restricciones:

$$\sum_{i=1}^n P_{N,i} \geq 350 \quad (24)$$

$$\sum_{i=1}^n P_{N,i} - \min \{P_{N,1}, \dots, P_{N,n}\} < 350 \quad (25)$$

Donde  $P_{N,i}$  es la potencia nominal en kW del  $i$ -ésimo convertidor en la configuración.

La restricción (24) asegura que la configuración con  $n$  convertidores en paralelo sea capaz de proporcionar al menos 350 kW, mientras tanto, la restricción (25) asegura que no haya convertidores en exceso en la configuración a los estrictamente necesarios. Al finalizar este paso, todas las configuraciones seleccionadas se presentan en una lista (Lamedica et al., 2023, p. 5).

**d) Paso 4.** Se calcula la curva de eficiencia en función de la potencia para cualquier configuración de la lista de salida generada en el Paso 3. Para el cual, en todo el rango de probables potencias de carga [0 kW – 350 kW], el usuario define los valores de potencia de carga en los que es posible cambiar el activo de los convertidores en operación. De modo que, estos valores de potencia de carga pueden seleccionarse entre los valores estandarizados disponibles en el mercado, lo que optimiza la eficiencia de la configuración para los valores de potencia más probables durante la operación en tiempo real de la estación de carga. Dicho lo anterior, para el trabajo se seleccionó la matriz  $P_{Ch} = [20; 30; 50; 75; 100; 135; 150; 180; 200; 230; 250; 270; 300; 320; 350]$  de valores de potencia en kW. A partir de esta matriz, se

definen 14 subrangos de potencias de carga, cada uno de ellos comprendido entre dos valores consecutivos de  $P_{Ch}$  y se añade el rango 15 entre 0 y 20 kW (Lamedica et al., 2023, pp. 5-6).

Según los autores, Si  $N_{conf}$  es el número de configuraciones en la lista, para cualquier  $i \in \{1, \dots, N_{conf}\}$  se cumple:

1. Siendo  $n_i$  el número de convertidores en la configuración  $i$ , se analiza todas las posibles  $\binom{n_i}{k}$  combinaciones de convertidores en paralelo con  $k$  desde 1 hasta  $n_i$ .
2. Para cada combinación de  $k$  convertidores, se determina qué subrangos de potencias de carga pueden ser suministrados, con la restricción de no contar con convertidores en exceso, es decir, cumpliendo con la restricción de la ecuación (25), donde en este caso, 350 kW y  $n$  se reemplazan por la potencia máxima del subrango y  $k$  respectivamente.
3. Para cada subrango, se comparan las combinaciones relevantes de dos en dos, eligiendo la que presente el máximo factor de utilización, en caso de que el factor de utilización sea el mismo, se elige la que presente el menor número de convertidores.

Al final de los pasos mencionados anteriormente, para cada configuración de la lista, el algoritmo determina el conjunto de convertidores en paralelo más adecuado para cada subrango. De manera que, al conocer qué convertidores están en funcionamiento para cualquier nivel de potencia de carga, es posible calcular la curva de eficiencia-potencia para cada configuración a lo largo de todo el rango de potencia de carga de 0 a 350 kW (Lamedica et al., 2023, p. 7). Para ello, según los autores se siguen los pasos que se detallan a continuación:

1. Para cada  $i \in \{P_{Ch}\}$ , se calcula la eficiencia  $\eta_{P_{Chi}}$  de cada convertidor en operación para ese valor de potencia de carga, utilizando la curva de eficiencia completa correspondiente, obtenida mediante interpolación lineal en el Paso 1.
2. Para cada  $i \in \{P_{Ch}\}$ , se calcula la eficiencia  $\eta_{Par, P_{Chi}}$  de la configuración de convertidores paralelos en operación utilizando la ecuación (26).

$$n_{Par, P_{Chi}} = \frac{\sum_{n=1}^N (P_{N,i} \cdot \eta_{P_{Chi}})}{\sum_{n=1}^N P_{N,i}} \quad (26)$$

Donde  $N$  es el número de convertidores en paralelo que operan a la potencia de carga  $P_{Chi}$ .

3. Calcular la curva de eficiencia total de la configuración mediante interpolación lineal.

e) **Paso 5.** El usuario tiene la opción de seleccionar las potencias de carga más habituales para los vehículos eléctricos actualmente disponibles hasta 350 kW y asignar un peso a cada valor de  $P_{chi}$ , con el fin de priorizar las recargas más habituales (Lamedica et al., 2023, p. 7). Los pesos asignados a los valores de potencia de carga más habituales seleccionados se muestran en la Tabla 4.10.

**Tabla 4.10**

*Pesos asignados a las potencias de carga más frecuentes*

<b>Potencias seleccionadas</b> [kW]	<b>Pesos</b>
350	0.9
320	0.9
300	0.7
270	0.5
250	0.5
230	0.8
200	0.7
180	0.9
150	1
135	1
100	0.9
75	0.9
50	1
30	0.8
20	0.8

*Fuente. Lamedica et al., 2023, p. 3.*

En este punto, el algoritmo compara de dos en dos las  $N_{conf}$  de la lista, escogiendo aquella que tenga la media ponderada más alta de la curva de eficiencia y en caso de que la media ponderada sea igual, se escoge a la que tenga la media más alta. Al finalizar este paso, se obtiene la configuración modular con la eficiencia global más alta, así como la matriz que indica los convertidores en funcionamiento según el nivel de carga (Lamedica et al., 2023, pp. 7-8).

**4.1.4.3. Aplicación de Software BEA.** En este apartado se presentan los resultados obtenidos por el software en cuanto a las combinaciones de distintos convertidores seleccionados para una estación UFC con arquitectura 1.

En la Tabla 4.11 y Tabla 4.12 se muestran las dos listas de eficiencia de convertidores, basadas en modelos disponibles en el mercado y proporcionadas directamente por los fabricantes, que fueron utilizadas como entrada del software en el Paso 1 (Lamedica et al., 2023, p. 8).

**Tabla 4.11**

*Tamaño y eficiencia de los rectificadores CA/CC*

Tamaño de CA/CC (kW)	Eficiencia según el factor de utilización									
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
20	0,959	0,962	0,963	0,964	0,963	0,962	0,961	0,959	0,957	0,955
25	0,958	0,962	0,964	0,965	0,963	0,962	0,96	0,958	0,956	0,954
30	0,952	0,953	0,954	0,9545	0,955	0,957	0,959	0,957	0,956	0,954
40	0,949	0,95	0,951	0,952	0,953	0,954	0,955	0,9553	0,955	0,9545
80	0,95	0,95	0,952	0,953	0,954	0,955	0,955	0,954	0,953	0,951
90	0,925	0,935	0,94	0,945	0,946	0,957	0,961	0,965	0,961	0,958
90	0,944	0,946	0,95	0,952	0,954	0,958	0,96	0,958	0,9575	0,9572
100	0,948	0,95	0,953	0,955	0,958	0,96	0,961	0,962	0,964	0,966

*Fuente. Lamedica et al., 2023, p. 3.*

**Tabla 4.12**

*Tamaño y eficiencia de los convertidores DC/DC*

Tamaño CC/CC (kW)	Eficiencia según el factor de utilización									
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
20	0,977	0,978	0,979	0,979	0,98	0,9811	0,9832	0,9821	0,9801	0,979
20	0,9739	0,978	0,979	0,9801	0,9811	0,9811	0,9821	0,9801	0,979	0,9759
30	0,9503	0,9554	0,9606	0,9657	0,9719	0,9771	0,9771	0,9812	0,9791	0,9781
35	0,9667	0,9708	0,9739	0,977	0,9811	0,9821	0,9821	0,9811	0,979	0,9759
40	0,9584	0,9636	0,9698	0,977	0,9811	0,9832	0,9832	0,9852	0,9842	0,9801
40	0,9595	0,9636	0,9646	0,9698	0,978	0,9821	0,9821	0,9842	0,9842	0,9811
50	0,9533	0,9584	0,9636	0,9687	0,9749	0,9801	0,9801	0,9842	0,9821	0,9811
80	0,9275	0,943	0,9492	0,9636	0,9687	0,977	0,977	0,9873	0,9874	0,9875

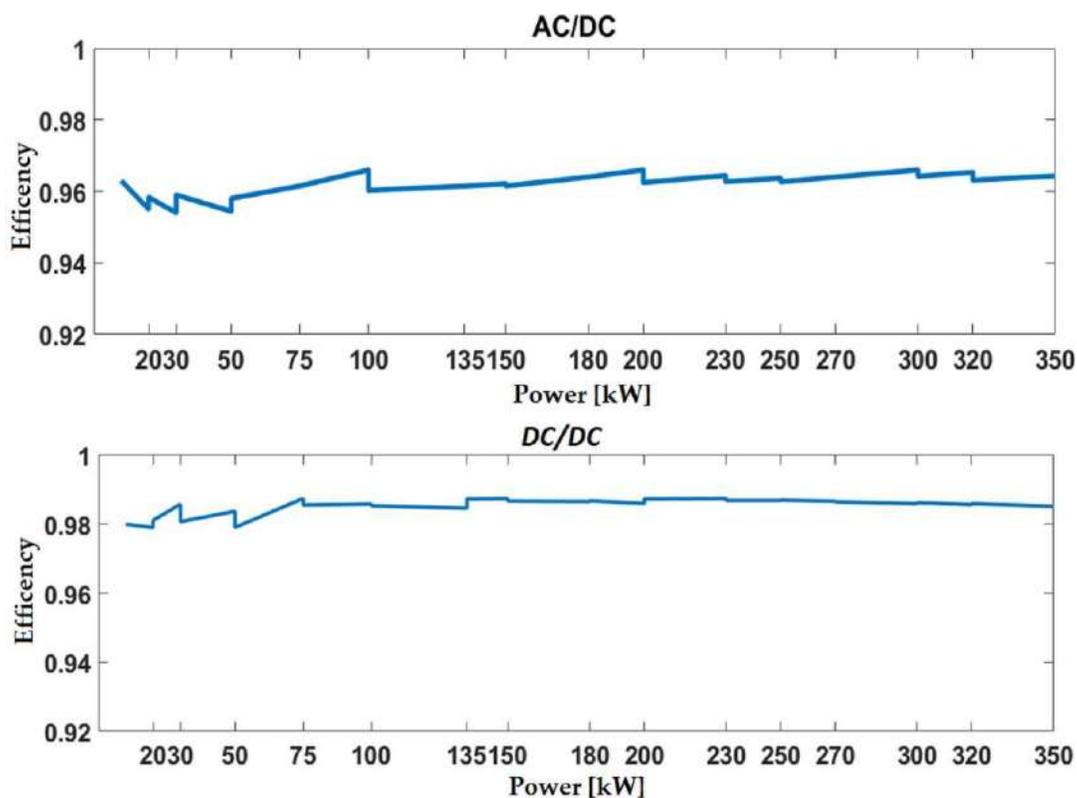
*Fuente. Lamedica et al., 2023, p. 4.*

Los resultados obtenidos en la salida del Paso 5 del software BEA, para la arquitectura 1, indican que el mejor sistema compuesto por rectificadores CA/CC en serie con convertidores CC/CC es el siguiente: la configuración del conjunto de rectificadores CA/CC conectados en paralelo es [100, 100, 100, 30, 20] kW, mientras que la configuración para el conjunto de convertidores DC/DC conectados en paralelo es [80, 80, 80, 40, 40, 20, 20] kW (Lamedica et al., 2023, p. 8).

La Figura 4.5 presenta la eficiencia de los dos conjuntos según el nivel de carga.

**Figura 4.5**

*Curvas de eficiencia de los dos conjuntos seleccionados de convertidores conectados en paralelo*



*Fuente. Lamedica et al., 2023, p. 4.*

En la Figura 4.5 se puede ver que las curvas de eficiencia presentan discontinuidades más o menos pronunciadas; esto se debe a que la configuración en paralelo de los convertidores en la estación UFC puede variar según el nivel de carga, es decir, el tamaño y número de los convertidores en paralelo puede cambiar, lo que provoca discontinuidades en las curvas de eficiencia cada vez que se modifica la configuración. Por otro lado, cuando la configuración es la misma en un rango de potencia de carga, las curvas de eficiencia siguen una tendencia

lineal, que resulta de la interpolación lineal entre las curvas de eficiencia de cada convertidor en la configuración, tal como se explicó en el Paso 4 (Lamedica et al., 2023, p. 8).

Para entender mejor las tendencias de eficiencia, es importante saber qué convertidores del conjunto están en funcionamiento para cada nivel de carga considerado (Lamedica et al., 2023, p. 8). En la Figura 4.6 podemos ver los convertidores en operación de los dos conjuntos según la potencia de carga.

**Figura 4.6**

*Convertidores en funcionamiento para cada conjunto y para diferentes niveles de carga*

AC/DC						DC/DC								
kW	Active converters					kW	Active converters							
350	100	100	100	30	20	350	80	80	80	40	40	20	20	
320	100	100	100	20		320	80	80	80	40	40			
300	100	100	100			300	80	80	80	40	20			
270	100	100	100			270	80	80	80	40				
250	100	100	30	20		250	80	80	80	20				
230	100	100	30			230	80	80	80					
200	100	100				200	80	80	40					
180	100	100				180	80	80	20					
150	100	30	20			150	80	80						
135	100	30	20			135	80	40	20					
100	100					100	80	20						
75	100					75	80							
50	30	20				50	40	20						
30	30					30	40							
20	20					20	20							

*Fuente. Lamedica et al., 2023, p. 5.*

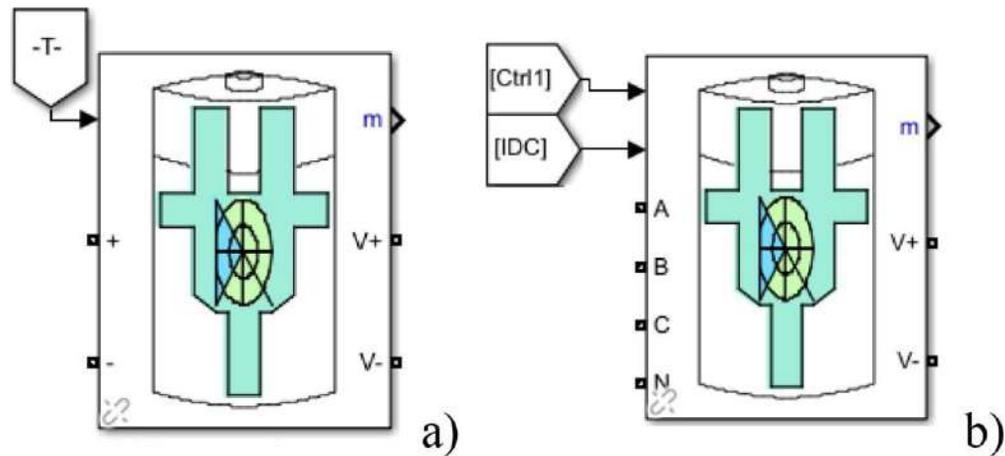
**4.1.4.4. Modelo.** Las simulaciones en el dominio del tiempo se desarrollan en el software Simulink, empleando modelos existentes en la biblioteca de Simscape Electrical. En este contexto, se ha simulado una estación UFC de 350 kW durante la carga, diseñada con la arquitectura 1, empleando los conjuntos de convertidores a la salida del software (Lamedica et al., 2023, p. 8).

Las simulaciones se han desarrollado empleando los conjuntos óptimos de convertidores seleccionados por el software. Por lo cual, se han implementado en el modelo los tamaños de los convertidores y sus respectivas curvas de eficiencia energética. Por otra parte, el bloque de cargadores de batería CCCV, disponible en Simulink, puede configurarse como un convertidor AC/DC con entrada trifásica o monofásica, así como un convertidor DC/DC, ver Figura 4.7, y se modela mediante generadores de corriente controlados tanto en la entrada

como en la salida. Además, este bloque está conectado al bloque de batería de Simulink, ver Figura 4.8, que simula la batería del vehículo eléctrico y gestiona la carga basándose en el algoritmo CC-CV (Lamedica et al., 2023, pp. 8-9).

**Figura 4.7**

*Posibles configuraciones del cargador de baterías CCCV*



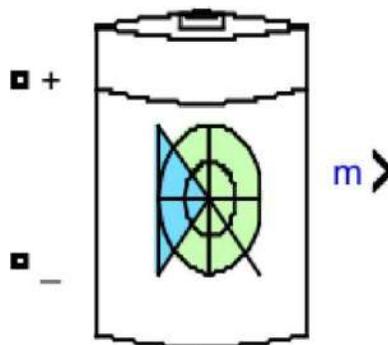
Donde:

a) Configuración DC/DC y b) Configuración AC/DC.

Fuente. Lamedica et al., 2023, p. 5.

**Figura 4.8**

*Bloque de almacenamiento*

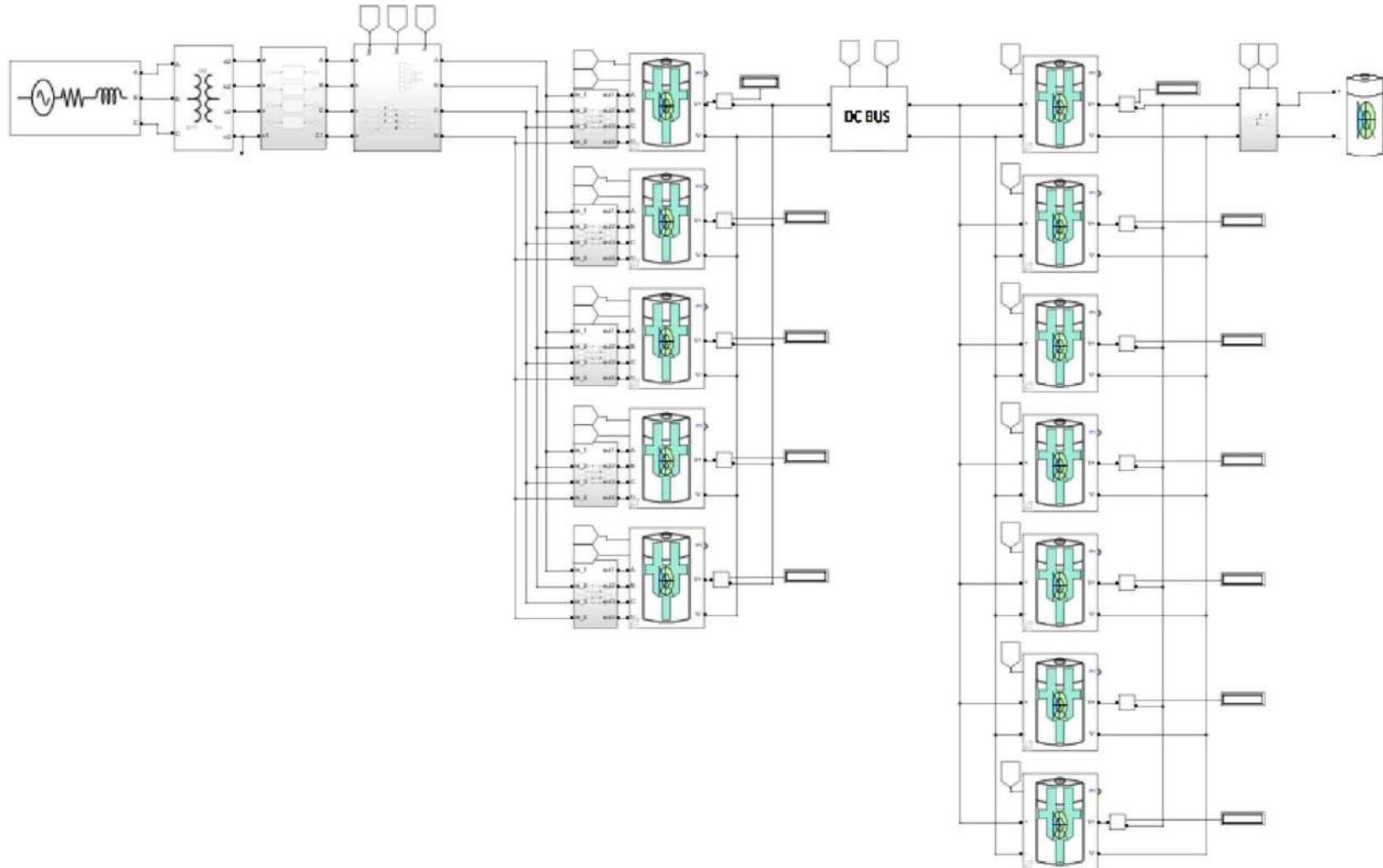


Fuente. Lamedica et al., 2023, p. 5.

El modelo Simulink del sistema simulado con arquitectura 1 que utiliza una estación UFC con convertidores CA/CC conectados en paralelo en serie con convertidores CC/CC conectados en paralelo, se presenta en la Figura 4.9.

**Figura 4.9**

*Modelo Simulink del sistema simulado con arquitectura 1 estación UFC*

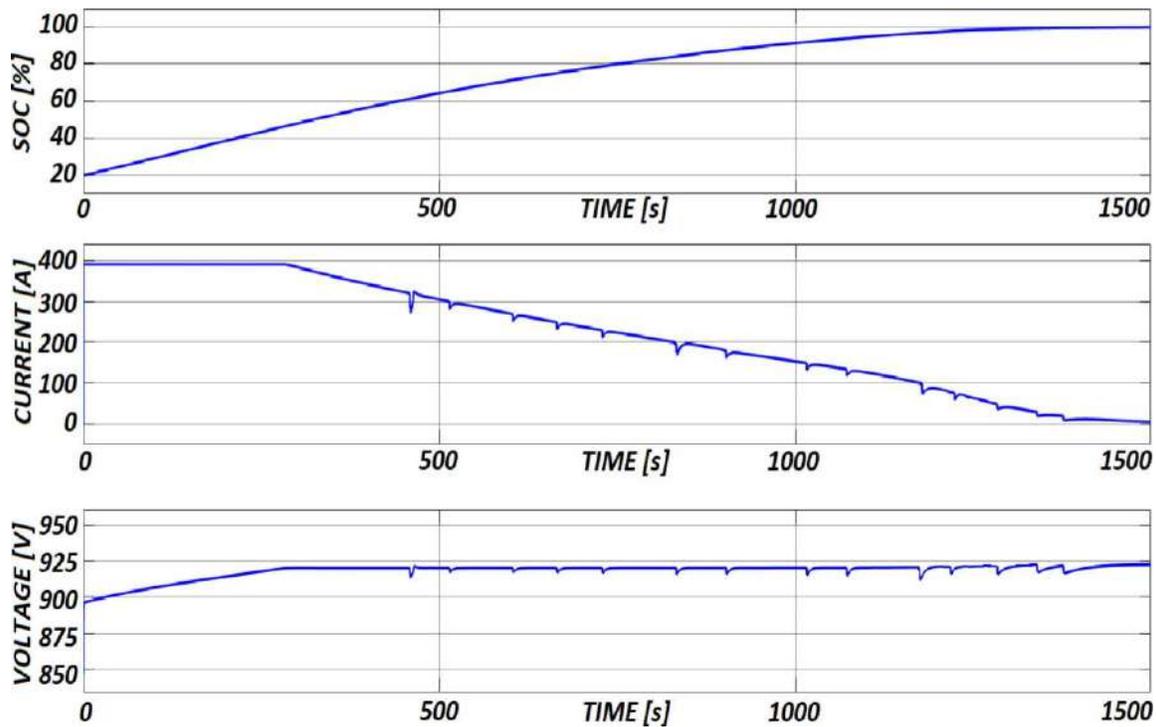


*Fuente. Lamedica et al., 2023, p. 7.*

La estación UFC de 350 kW está conectada a la red de MT a través de un transformador MT/BT de 630 kVA, 20 kV / 0.4 kV, con  $u_{SC} = 0.06$  pu,  $P_{cu} = 7.56$  kW y  $P_0 = 1.45$  kW; además, dispone de un alimentador BT trifásico de 50 m de longitud dimensionado convenientemente para garantizar una caída de tensión máxima del 4%. Por otra parte, la estación UFC carga la batería de un vehículo eléctrico con las siguientes características: 93.4 kWh de energía nominal; voltaje nominal de 800 V; 20% SOC de arranque. A partir de estas afirmaciones, de acuerdo a la Sección 4.1.4.3 la primera etapa de rectificación de corriente está compuesta por tres convertidores CA/CC de 100 kW, uno de 30 kW y uno de 20 kW, mientras que la segunda etapa de conversión está compuesta por tres convertidores CC/CC de 80 kW, dos de 40 kW y dos de 20 kW (Lamedica et al., 2023, pp. 9-10). Las tendencias del estado de carga (SOC), la corriente consumida y el voltaje del vehículo eléctrico durante la carga se muestran en la Figura 4.10.

**Figura 4.10**

*Tendencias de voltaje, corriente y SOC durante la carga*

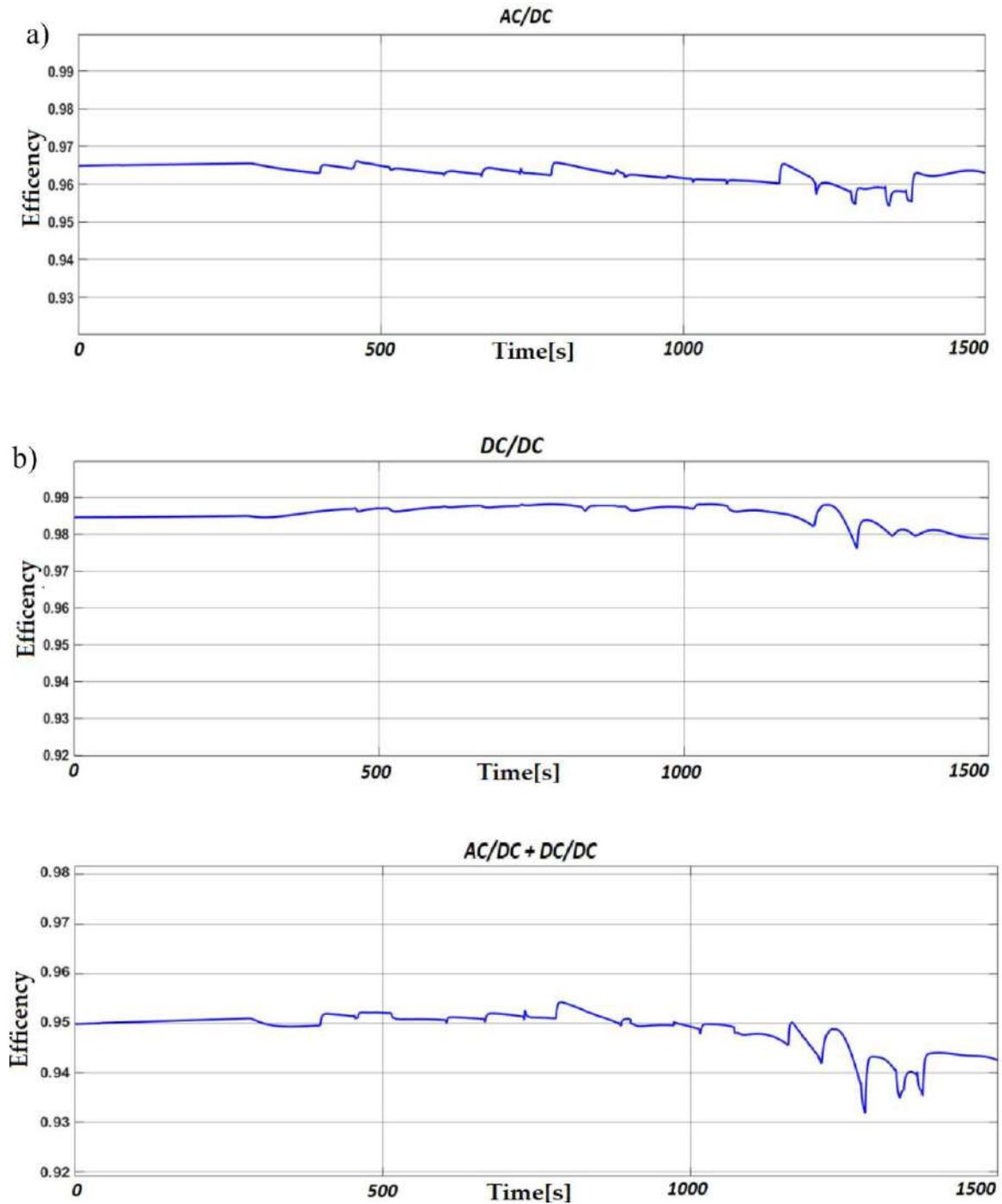


*Fuente. Lamedica et al., 2023, p. 8.*

Las tendencias de eficiencia a lo largo del tiempo, tanto para cada etapa de conversión individual como para toda la estación UFC, se muestran en la Figura 4.11.

**Figura 4.11**

Tendencia de la eficiencia a lo largo del tiempo durante la carga



Donde:

a) Convertidores CA/CC conectados en paralelo, b) Convertidores CC/CC conectados en paralelo y c) Estación UFC.

Fuente. Lamedica et al., 2023, p. 9.

De la Figura 4.11, se puede concluir que la eficiencia media de la arquitectura 1 de la estación UFC analizado es de aproximadamente del 95%.

Finalmente, después de haber definido la arquitectura del convertidor de potencia con la mejor eficiencia, ahora podemos seleccionar la electrolinera propiamente, en función de la potencia de la estación UFC o convertidor de potencia de 350 kW previamente definida.

**4.1.4.5. Electrolineras Disponibles en el Mercado.** Dado que el convertidor de potencia es el elemento de la electrolinera que juega un papel clave en la recarga de los vehículos eléctricos, ya que controla los distintos niveles de potencia requeridas por las baterías durante el proceso de recarga, en esta sección nos enfocaremos en seleccionar la electrolinera cuyo convertidor de potencia tenga una potencia de salida de hasta 350 kW, que permita cargar a los vehículos eléctricos actualmente disponibles y de próxima generación en pocos minutos.

En ese sentido, se seleccionaron tres modelos de electrolineras comercialmente disponibles en el mercado. En la Tabla 4.13 se muestra la información detallada de las características técnicas de cada gama de cargador, según sus fichas técnicas.

Tabla 4.13

Características técnicas de cargadores DC de alto voltaje

Características técnicas / Gama	Express Plus	Terra High Power - GEN III	Evlink Pro DC
<b>Cabina de potencia</b>			
<b>Módulo de potencia</b>		–	–
Potencia máxima de salida	40 kW	–	–
Corriente máxima de salida	100 A	–	–
Eficiencia de la conversión de potencia	Hasta un 96 %	≥ 94% a carga completa	–
Factor de potencia	0,99 a plena carga	≥ 0.97	–
Dimensiones	Al. 430 mm x An. 130 mm x Long. 760 mm	–	–
Peso	45 kg	–	–
Refrigeración	Tecnología de refrigeración líquida	–	–
<b>Bloque de energía</b>		–	–
Tensión de alimentación asignada	Trifásica, 400-480 V de CA, 310-260 A 50/60 Hz	–	380-415 V AC en 50/60 Hz, 3 fases + neutro
Corriente de entrada	–	–	291-323 A
Cableado	L1, L2, L3, conexión a tierra	L1, L2, L3, GND (no neutral)	–
Clasificación de corriente de cortocircuito	65 kA	–	–
Potencia máxima de salida	200 kW	175 kW hasta 40°C	–
Voltaje de salida, carga	200 – 1000 V	600 V AC ± 10%, 60 Hz	–

Características técnicas / Gama	Express Plus	Terra High Power - GEN III	Evlink Pro DC
		185 A, 192 kVA nominal Interruptor recomendado: 250 A	
Reducción de la potencia	–	5% por cada 5 grados adicionales	–
Corriente máxima de salida	200 A, 250 A, 300 A, 350 A, 500 A	1 gabinete: 375 A 2 gabinetes: 500 A	–
Cantidad de estaciones abastecidas	Hasta 2 estaciones	–	–
Dimensiones	Al. 2191 mm x An. 988 mm x Long. 1039 mm	2030 x 1170 x 770 mm (H x W x D)	–
Peso	455 kg sin módulos de potencia	1340 kg	–
<b>Poste de carga</b>			
Potencia máxima de salida	200 kW, 250 kW, 300 kW, 350 kW con bloque de energía	175-350 kW	180kW
Voltaje de salida, carga	200 V – 1000 V	150 – 920 V DC	–
CCS1 Corriente máxima de salida	Opción 1: Corriente continua de 200 A con bloque de energía Opción 2: Pico de corriente de 375 A y corriente continua de 350 A con bloque de energía	500 A CCS (enfriamiento por líquido)	–
CCS2 Corriente máxima de salida	Opción 1: Corriente continua de 250 A con bloque de energía Opción 2: Pico de corriente de 375 A y corriente continua de 300 A con bloque de energía	500 A CCS (enfriamiento por líquido)	SAE CCS Combo 2: 180 kW a 1,5-300 A, 150-1000 V, corriente continua
CHAdEMO Corriente	Opción 1: NA y UE: Corriente continua de 200 A con bloque de energía	200 A CHAdEMO	CHAdEMO: 60 kW a 1,5-125 A, 150-500 V, corriente continua

Características técnicas / Gama	Express Plus	Terra High Power - GEN III	Evlink Pro DC
máxima de salida	Opción 2: Norteamérica: 140 A, UE: Corriente continua de 125 A con bloque de energía		
Dimensiones de la estación	Al. 2400 mm x An. 720 mm x Prof. 280 mm	2463 x 590 x 425 mm ((H x W x D)	Altura 2202 mm Ancho 1050 mm Profundidad 982 mm
Peso de cada estación	250 kg	220 – 250 kg	470 kg - tipo de cable: sin módulo de potencia 560 kg - tipo de cable: con módulo de potencia
Número de conectores	Hasta 2 conectores por estación	Hasta 2 conectores por estación	2
Tipos de conectores admitidos	CHAdEMO, CCS1 (SAE J1772 Combo), CCS2 (IEC 61851-23)	CCS1 / CCS2 / CHAdEMO	SAE CCS Combo 2, CHAdEMO
Longitud del cable	Estándar de 4,5 m con opciones de cables más largos disponibles	5.3 m con sistema retráctil	2 cables de carga de 3,6 m
Clasificaciones de seguridad y funcionamiento			
Tipo de protección	Comunicación de seguridad con el vehículo. Detección de enchufe. Cumplimiento de seguridad. Protección contra sobretensión. Cumplimiento con la compatibilidad electromagnética.	–	Protección de cortocircuito en salida. Protección contra sobrecargas. Protección de defecto a tierra. Potencia activa inversa. Protección frente a aumento de temperatura.

Fuente. Elaboración propia

Dos de los principales problemas que han limitado la adopción de los vehículos eléctricos son la autonomía y el tiempo de carga de sus baterías. Por lo tanto, una autonomía de larga duración necesita baterías de gran capacidad, mientras que un tiempo de carga corto necesita una potencia de carga elevada, especialmente cuando las baterías son de capacidad elevada (Lamedica et al., 2023, p. 1). En ese mismo contexto, dado que las infraestructuras de carga rápida públicas o electrolineras están pensados para proporcionar periodos de carga rápidos a las baterías de los vehículos eléctricos, el tiempo de carga se ha convertido en un parámetro crítico para minimizar el tiempo de espera y en consecuencia el tiempo de inactividad del vehículo.

Por otra parte, los principales factores que intervienen en el tiempo de carga de un vehículo eléctrico son la capacidad de almacenamiento de la batería del vehículo, la potencia disponible del cargador y el tipo de corriente suministrada alterna o continua (Plan Nacional de Electromovilidad, 2021, p.29). A partir de esta afirmación, es posible calcular el tiempo de carga de un vehículo empleando la fórmula general (27).

$$\text{Tiempo de carga} = \frac{\text{Capacidad de la batería}}{\text{Potencia del cargador}} \quad (27)$$

Donde el tiempo de carga se mide en horas, la capacidad de la batería en kWh y la potencia del cargador en kW.

Considerando la capacidad promedio de las baterías de 100 kWh previamente determinada en la sección 4.1.1.3 y las potencias disponibles de los cargadores seleccionados en la Tabla 4.13, se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 4.14.

**Tabla 4.14**

*Tiempos de carga de cada gama de cargador*

<b>Gama de cargador</b>	<b>Tipo de corriente abastecida</b>	<b>Capacidad de energía de la batería (kWh)</b>	<b>Potencia disponible en el cargador (kW)</b>	<b>Tiempo de carga (min)</b>
Express Plus	DC	100	350	17
Terra High Power - GEN III	DC	100	350	17
Evlink Pro DC	DC	100	180	33

*Fuente. Elaboración propia*

En efecto, la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos seleccionada para este estudio es el Terra High Power - GEN III, debido a su capacidad para ofrecer el menor tiempo de

carga y por tener presencia del fabricante de este modelo de cargador en el Perú, lo que facilitaría su instalación. En la Tabla 4.15 se resumen las especificaciones de salida en CC de esta gama de electrolineras.

**Tabla 4.15**

*Especificaciones de salida de CC - Terra High Power - GEN III*

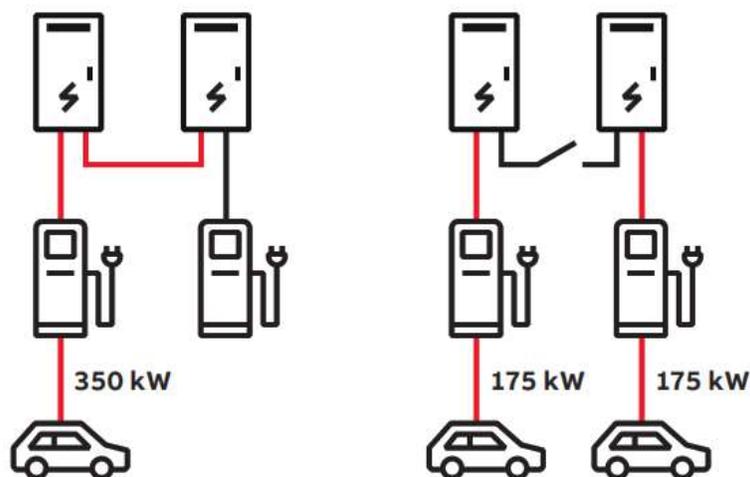
<b>Parámetro</b>	<b>Especificación</b>
Intervalo de tensión de salida	150 - 920 V CC
Corriente máxima de salida	375 A CC (un armario eléctrico) 500 A CC (dos armarios eléctricos)
Potencia de salida	175 kW hasta 40 °C (104 °F) - un armario eléctrico 350 kW hasta 40 °C (104 °F) - dos armarios eléctricos
Corriente de salida de CC	500 A CCS (refrigerado por líquido) 200 A CHAdeMO

*Fuente. ABB, s.f.*

Además, el Terra High Power - GEN III, cuenta con la tecnología de carga compartida Dynamic DC, las cabinas de potencia pueden cargar un vehículo hasta 350 kW y 500 A en cualquiera de los dos postes de carga, o dos vehículos simultáneamente hasta 175 kW y 375 A en ambos postes de recarga, tal y como se muestra en la Figura 4.12.

**Figura 4.12**

*Dynamic DC potencia compartida*



*Fuente. ABB, s.f.*

**4.1.4.6. Vista General y Funciones.** El equipo de suministro para vehículos eléctricos o electrolinera seleccionada dispone principalmente de las siguientes piezas:

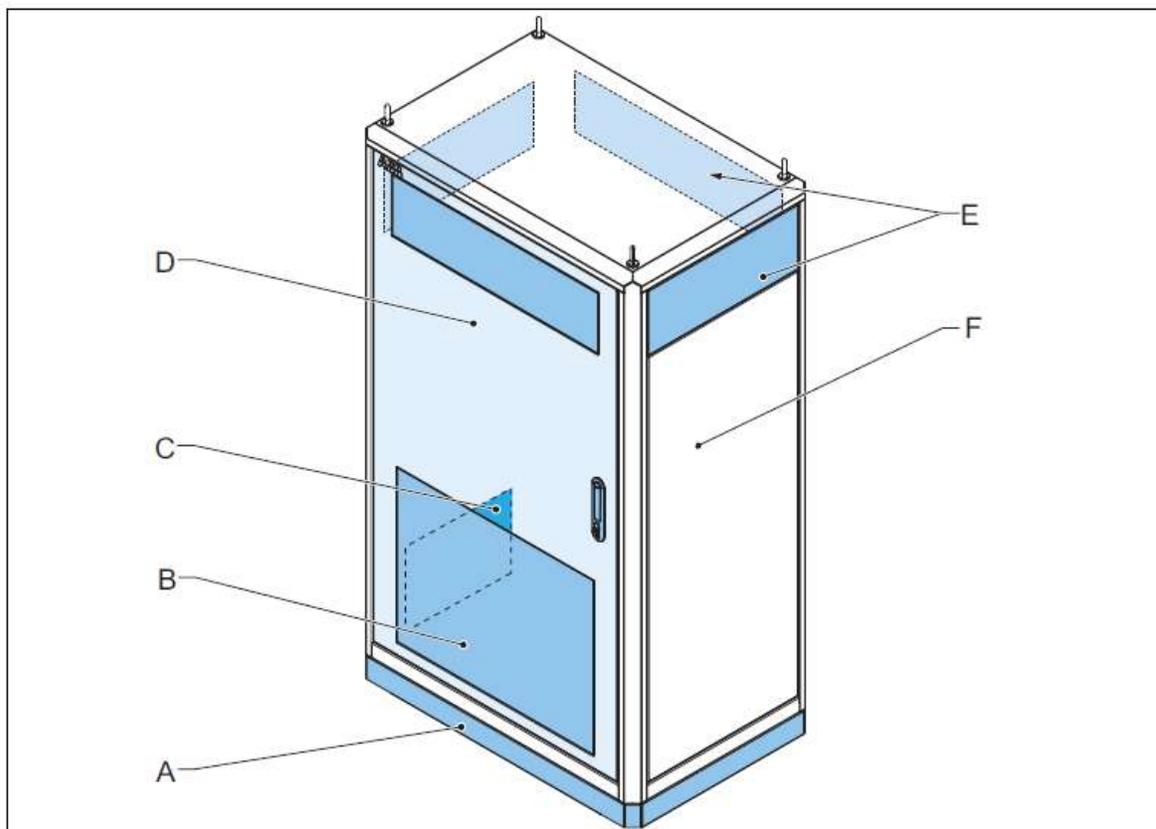
- Cuadro de distribución.
- Armario eléctrico.
- Poste de carga.

Una disposición puede tener uno o más armarios eléctricos y uno o más postes de carga.

Para ilustrar mejor, en la Figura 4.13 se muestra la vista general exterior del armario eléctrico.

**Figura 4.13**

*Armario eléctrico, exterior*



A Cubierta del zócalo  
B Salida de aire  
C Placa de características

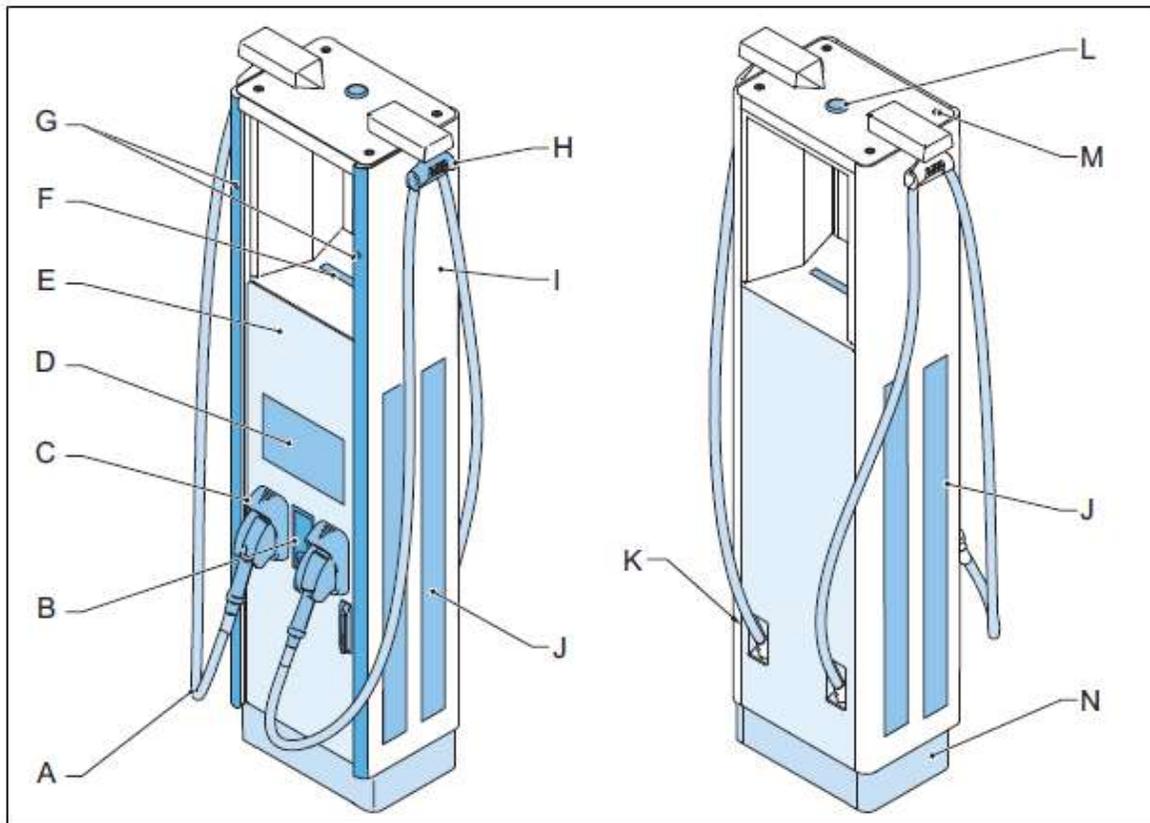
D Puerta  
E Entrada de aire (4x)  
F Alojamiento

*Fuente. ABB, s.f.*

Por otra parte, un ejemplo de la vista general exterior de un poste de carga se muestra en la Figura 4.14.

**Figura 4.14**

*Poste de carga CP500 Generation 3, exterior*



- |   |  |   |                                |
|---|--|---|--------------------------------|
| A | Cable de carga del EV                      | H | Sistema de retracción de cable |
| B | Lector RFID y el terminal de pago (opción) | I | Alojamiento                    |
| C | Soporte del conector                       | J | Entrada y salida de aire       |
| D | Pantalla táctil                            | K | Placa de características       |
| E | Puerta                                     | L | Antena                         |
| F | Piloto superior                            | M | Puntos de elevación            |
| G | Tiras LED laterales                        | N | Cubierta del zócalo            |

*Fuente. ABB, s.f.*

**4.1.4.7. Especificaciones de la Instalación Eléctrica.** Los datos técnicos proporcionados por el fabricante necesarios para la correcta instalación del equipo de suministro para vehículos eléctricos Terra High Power - GEN III se muestran en la Tabla 4.16.

**Tabla 4.16**

*Especificaciones de la instalación eléctrica (Norteamérica)*

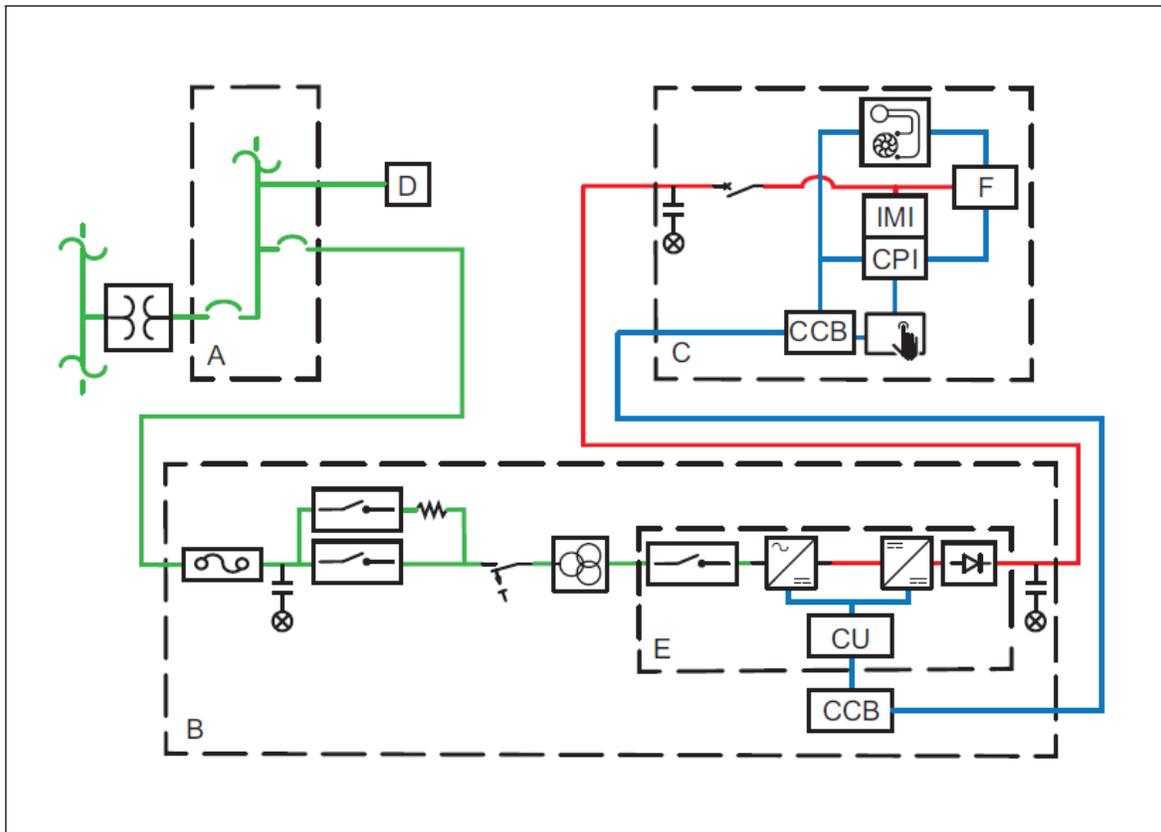
<b>Parámetro</b>	<b>Especificación</b>
Dispositivo de protección frente a sobrecorriente de entrada	Fusible (tipo gG) 300 A
Dispositivo de protección contra sobretensiones dentro del sistema de distribución de alimentación de entrada	Según la norma UL 1449
Consumo energético del armario eléctrico	En estado de espera activa: $\leq 80$ W
Consumo energético del poste de carga	En estado de espera activa: $\leq 70$ W Con los LED encendidos: $\leq 145$ W
Varilla de puesta a tierra (inicial)	Máximo de 10 $\Omega$
Varilla de puesta a tierra (adicional)	0,9 $\Omega$
Conexión de alimentación de CA de entrada	480/277 3W + PE
Sistema de puesta a tierra de entrada	sistema con puesta a tierra Wye
Intervalo de tensión de entrada	480 V CA +/- 10% (50 Hz o 60 Hz)
Corriente nominal de entrada	231 A a 480 V CA
Factor de potencia a plena carga	0,97
Eficiencia	$\geq 94\%$ a $\geq 20\%$ de carga
Corriente de irrupción de CA máxima	240 A durante 20 ms a 480 V CA
Capacidad de cortocircuito	65 kA

*Fuente. ABB, s.f.*

**4.1.4.8. Principio de Funcionamiento.** El diagrama del principio de funcionamiento de la electrolinera Terra High Power - GEN III obtenido de la ficha técnica del fabricante, se muestra en la Figura 4.15, donde se describe además el mecanismo de funcionamiento de cada pieza.

**Figura 4.15**

*Principio de funcionamiento de la electrolinera*



A Cuadro de distribución

B Armario eléctrico

C Poste de carga

D Dispositivo de protección contra sobretensiones

E Módulo de alimentación (x3)

F Cable de carga del EV

Línea	Descripción
	Conexiones de alimentación de entrada de CA
	Conexiones de alimentación de CC
	Líneas de control (general)

Fuente. ABB, s.f.

Donde según la Figura 4.15, CU es la unidad de control (Control Unit), CCB caja de control de carga (Charging Control Box), CPI el identificador del punto de carga (Charging Point Identifier) e IMI el interfaz de medición inteligente (Intelligent Metering Interface).

En síntesis, el modelo de electrolinera que se considera para el presente estudio cuenta con un convertidor de potencia con dos armarios eléctricos, con capacidad para cargar un solo vehículo a 350 kW o dos vehículos de manera simultánea a 175 kW cada uno, a través de un poste de carga con dos conectores siendo el primero del tipo CCS2 y el segundo del tipo CHAdeMO.

Para finalizar, es necesario recalcar que en el Anexo 2 se presenta la disposición y distribución de los diferentes componentes de la electrolinera de acuerdo a los criterios de funcionalidad y aprovechamiento de los espacios disponibles en el Grifo Primax.

#### **4.1.5. Cálculo de la Demanda Máxima**

A partir de los valores previamente definidos de la potencia de salida de la electrolinera, de 175kW con un armario eléctrico y de 350 kW con dos armarios eléctricos, así como la demanda máxima del Grifo Primax proporcionados por los propietarios, se procede a calcular la demanda máxima del sistema en su totalidad. Los resultados de estos cálculos se presentan en la Tabla 4.17.

Tabla 4.17

Cuadro de cargas de la electrolinera y del grifo

CUADRO DE CARGAS																	
Tablero	Circ.	Descripción	Unid.	Potencia de equipos	P.I. (kW)	F.D.	D.M. (kW)	Sis.	In (380)	Id (380)	Term. (A)	L. Cond.	$\Delta V$	V final	% $\Delta V$	Tipo Conductor	Secc. (mm <sup>2</sup> )
<b>ELECTROLINERA</b>																	
TD01	Conector 1 y 2	Conector CCS2 y CHAdeMO	1	350.00	350.00	1.00	350.00	3	590.87	738.59	3x32A	10	4.67	375.33	1.23	3-1x90mm <sup>2</sup> + 1x16mm <sup>2</sup> + 1x25mm <sup>2</sup>	90
<b>Sub Total Electrolinera</b>			<b>2</b>		<b>350.00</b>		<b>350.00</b>	<b>3</b>	<b>590.87</b>	<b>738.59</b>	<b>3x32A</b>	<b>20</b>	<b>7.00</b>	<b>373.00</b>	<b>1.84</b>	<b>3-1x120mm<sup>2</sup> + 1x16mm<sup>2</sup> + 1x25mm<sup>2</sup></b>	<b>120</b>
<b>GRIFO</b>																	
Sub Total TD02					0.51	1.00	0.51	3	0.86	1.08	3x32A	24	0.09	379.91	0.02	3-1x16mm <sup>2</sup> + 1x16mm <sup>2</sup> + 1x25mm <sup>2</sup>	16
Sub Total TD03					3.49	1.00	3.49	3	5.89	7.36	3x32A	20	0.52	379.48	0.14	3-1x16mm <sup>2</sup> + 1x16mm <sup>2</sup> + 1x25mm <sup>2</sup>	16
Sub Total TD04					3.15	1.00	3.15	3	5.32	6.65	3x32A	20	0.47	379.53	0.12	3-1x16mm <sup>2</sup> + 1x16mm <sup>2</sup> + 1x25mm <sup>2</sup>	16
<b>Sub Total Grifo Primax</b>					<b>7.15</b>		<b>7.15</b>	<b>3</b>	<b>12.07</b>	<b>15.09</b>	<b>3x32A</b>	<b>25</b>	<b>1.34</b>	<b>378.66</b>	<b>0.35</b>	<b>3-1x16mm<sup>2</sup> + 1x16mm<sup>2</sup> + 1x25mm<sup>2</sup></b>	<b>16</b>
<b>Total</b>					<b>357.15</b>		<b>357.15</b>	<b>3</b>	<b>602.94</b>	<b>753.68</b>	<b>3x32A</b>	<b>25</b>	<b>8.93</b>	<b>371.07</b>	<b>2.35</b>	<b>3-1x120mm<sup>2</sup> + 1x16mm<sup>2</sup> + 1x25mm<sup>2</sup></b>	<b>120</b>

Fuente. Elaboración propia.

Con base en la información de la Tabla 4.17 y considerando que, durante el tiempo de permanencia de un vehículo eléctrico en la electrolinera, solo se hace uso de un tipo de conector, se toma al conector con mayor valor de potencia eléctrica. Así, la demanda máxima para la electrolinera es de 350 kW. Por otra parte, según la información proporcionada por los propietarios del Grifo Primax, se tiene un subtotal de la demanda máxima del Grifo Primax de 7.15 kW. Por lo tanto, la demanda máxima total de la instalación o sistema es de 357.15 kW. A partir de estos resultados y considerando un factor de simultaneidad de 0.95 para el sistema, se calcula la potencia a contratar con la concesionaria de 339.29 kW. Con este valor, se determina la potencia del transformador de 424.12 kVA, por lo que se selecciona un transformador con valor comercial de 500 kVA para la instalación. En la Tabla 4.18 se muestra el resumen de los resultados obtenidos.

**Tabla 4.18**

*Resumen de resultados del cálculo de la demanda máxima*

<b>Demanda Máxima (kW)</b>	<b>Factor de Simultaneidad (F.S.)</b>	<b>Potencia a Contratar (kW)</b>	<b>Potencia del Transformador a Seleccionar (kVA)</b>
357.15	0.95	339.29	424.12

*Fuente. Elaboración propia*

## **4.2. Resultados Respecto al Segundo Objetivo Específico**

El diseño de la generación distribuida solar fotovoltaica se ha realizado con un software de uso extendido en el sector fotovoltaico, como es PVsyst, el cual nos permite diseñar, simular y analizar los datos de una instalación fotovoltaica.

A partir de esta afirmación, para nuestro caso de estudio, diseñaremos y simularemos un sistema fotovoltaico on grid o conectado a la red, sin almacenamiento de energía. Para lo cual, nos plantearemos dos escenarios de estudio; el primero, dimensionaremos según el área disponible en el Grifo Primax para la instalación de los módulos fotovoltaicos; el segundo, dimensionaremos según la potencia planeada para que brinde el 50 % de la demanda máxima de la electrolinera, en el tiempo que se cuente con el recurso solar.

#### 4.2.1. Descripción de la Zona de Estudio

Para el análisis del presente estudio, se seleccionó el Grifo Primax, que cuenta con un área total de 1605 m<sup>2</sup>. La selección se realizó tomando en cuenta que la zona presenta mayor tráfico vehicular y las empresas de este sector cuentan con el poder adquisitivo suficiente para la implementación de las electrolineras en sus instalaciones. En la Tabla 4.19 se muestran los parámetros del sitio geográfico seleccionado.

**Tabla 4.19**

*Parámetros del sitio geográfico*

Localidad	País	Latitud (°)	Longitud (°)	Altitud (m)
Wánchaq	Perú	-13.5257	-71.9525	3343

*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

#### 4.2.2. Estimación del Recurso Solar Disponible

Con las coordenadas geográficas del lugar de estudio, se obtiene la irradiación horizontal global mensual de un año promedio, tal y como se muestra en la Tabla 4.20. La base de datos con la que se trabaja es del portal Meteonorm 8.1.

**Tabla 4.20**

*Valores meteorológicos mensuales de Meteonorm 8.1*

	Irradiación horizontal global kWh/m <sup>2</sup> /mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m <sup>2</sup> /mes	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Turbidez Linke [-]	Humedad relativa %
Enero	228.7	71.1	12.8	1.60	2.851	66.0
Febrero	187.4	70.1	12.7	1.60	2.716	67.6
Marzo	217.6	60.0	12.7	1.60	2.722	66.5
Abril	198.9	56.4	12.1	1.50	2.555	63.1
Mayo	201.5	48.6	11.1	1.39	2.443	56.5
Junio	187.3	43.9	9.9	1.40	2.389	53.5
Julio	190.7	42.8	9.7	1.50	2.438	51.4
Agosto	192.1	49.1	10.9	1.70	2.770	49.3
Setiembre	185.2	68.4	12.1	1.90	2.954	52.1
Octubre	200.8	72.5	13.2	1.90	2.917	54.8
Noviembre	210.2	77.5	13.7	2.00	2.892	55.8
Diciembre	219.4	74.9	13.0	1.81	2.825	63.0
<b>Año</b>	<b>2419.8</b>	<b>735.3</b>	<b>12.0</b>	<b>1.7</b>	<b>2.706</b>	<b>58.3</b>

*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

### 4.2.3. Orientación e Inclinación de los Módulos Fotovoltaicos

Con el fin de aprovechar la máxima incidencia de irradiancia en los módulos fotovoltaicos, el ángulo de inclinación óptima en un campo con plano inclinado fijo es aproximadamente de  $20^\circ$ , como se puede ver en la Figura 4.16.

**Figura 4.16**

*Parámetros del campo*

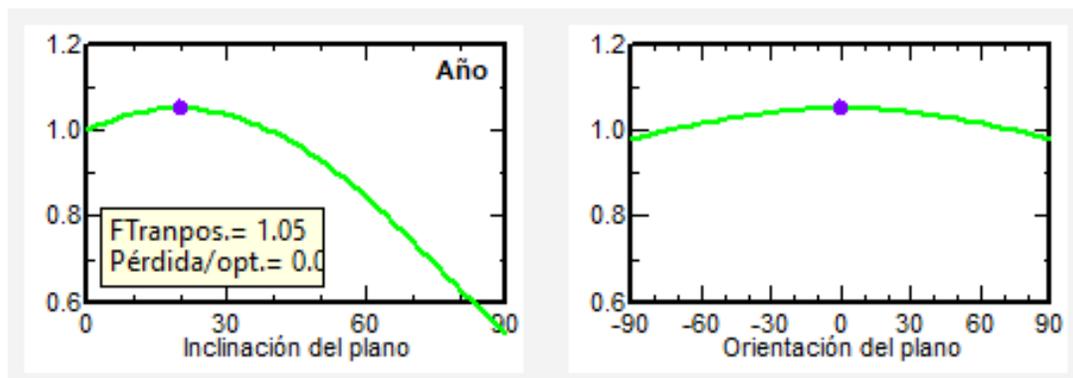


*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

Después de elegir la orientación del plano, la Figura 4.17 muestra el Factor de Transposición (FT) en función de la inclinación y el acimut del plano que, mediante el punto violeta en las curvas, se selecciona la posición óptima de 1.05. Es necesario recalcar que el FT es la relación entre la irradiancia incidente en el plano y la irradiancia horizontal, es decir, lo que se gana o se pierde al inclinar el plano del colector.

**Figura 4.17**

*Factor de Transposición en función de la inclinación y el acimut del plano*



*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

#### 4.2.4. Definición del Sistema de Red

**4.2.4.1. Selección del Módulo Fotovoltaico.** En esta sección, seleccionaremos el módulo fotovoltaico que dé un óptimo funcionamiento al sistema requerido. Por ello, se decide trabajar con la tecnología de silicio monocristalino, por presentar mayor rendimiento con respecto al silicio policristalino y por su dominio en términos de producción de módulos fotovoltaicos en los últimos años.

Por lo tanto, para el presente estudio, se selecciona el módulo fotovoltaico modelo TSM-DEG21C-20-665Wp Vertex del fabricante Trina Solar, cuyas características obtenidas del modelo interno del software PVsyst se muestran en la Tabla 4.21.

**Tabla 4.21**

*Parámetros característicos del módulo fotovoltaico TSM-DEG21C-20-665Wp Vertex*

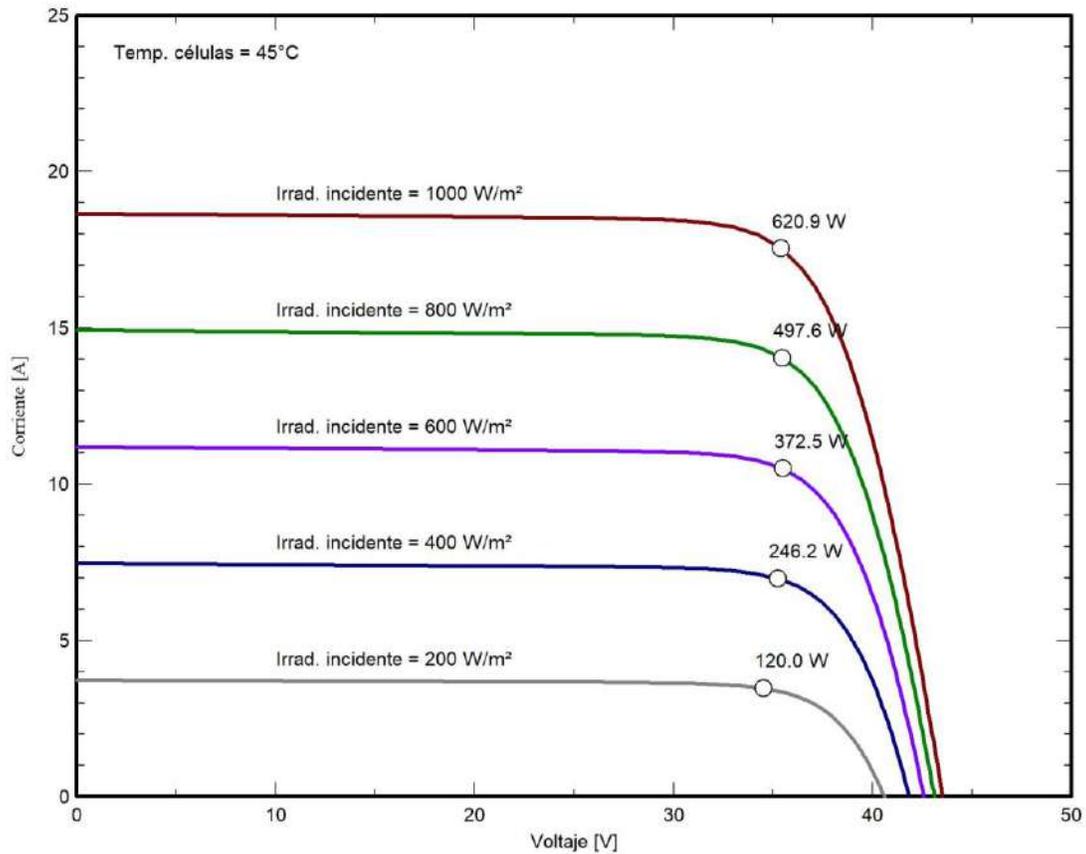
<b>Características</b>	<b>Parámetros</b>
<b>Datos básicos</b>	
Condiciones de operación GOper	1000 W/m <sup>2</sup>
Punto de Potencia máx. Pmpp	666.2 W
Corriente Impp	17.52 A
Corriente de cortocircuito Isc	18.50 A
Eficiencia / Área células	22.89 %
TOper	25 °C
Coefficiente de temperatura muIsc	-0.34 %/°C
Voltaje Vmpp	38.0 V
Circuito abierto Voc	46.1 V
Área modulo	21.44%
<b>Tamaño y tecnología</b>	
Tecnología	Si-mono
Longitud	2384 mm
Anchura	1303 mm
Espesor	35 mm
Peso	38.70 kg
Área modulo	3.106 m <sup>2</sup>

*Fuente. PVsyst photovoltaic software, s.f.*

La Figura 4.18 muestra la característica tensión-corriente en función de la irradiancia del módulo fotovoltaico seleccionado, donde cada curva representa a la relación entre tensión e intensidad para valores de irradiancia que van de 1000 W/m<sup>2</sup> hasta 200 W/m<sup>2</sup>.

**Figura 4.18**

Características V-I en función de la irradiancia del módulo fotovoltaico



Fuente. PVsyst photovoltaic software, s.f.

Por consiguiente, con la finalidad de hacer una comparación de la potencia generada por el conjunto de módulos, se trabajará para ambos escenarios con el mismo modelo de módulo fotovoltaico.

**4.2.4.2. Selección del Inversor.** Debido a que, en los inversores de sistemas conectados a la red, la potencia de entrada es la magnitud variable que depende de la irradiancia recibida en el generador fotovoltaico, se realiza la selección del inversor para cada escenario de estudio.

**a) Primer Escenario: Generación de Energía Solar Fotovoltaica Aprovechando el Área Disponible en el Grifo de 553 m<sup>2</sup>.** El inversor seleccionado para este escenario es el modelo Solar Inverter M80H (480 VAC) del fabricante Delta Energy, ya que presenta un alto rendimiento y mayor flexibilidad debido a una amplia gama de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) del generador fotovoltaico, lo que permite una optimización de la potencia entregada por las series de módulos ante sombras o diferentes orientaciones, cuyos parámetros se muestran en la Tabla 4.22.

**Tabla 4.22**

*Parámetros del inversor Solar Inverter M80H (480 VAC)*

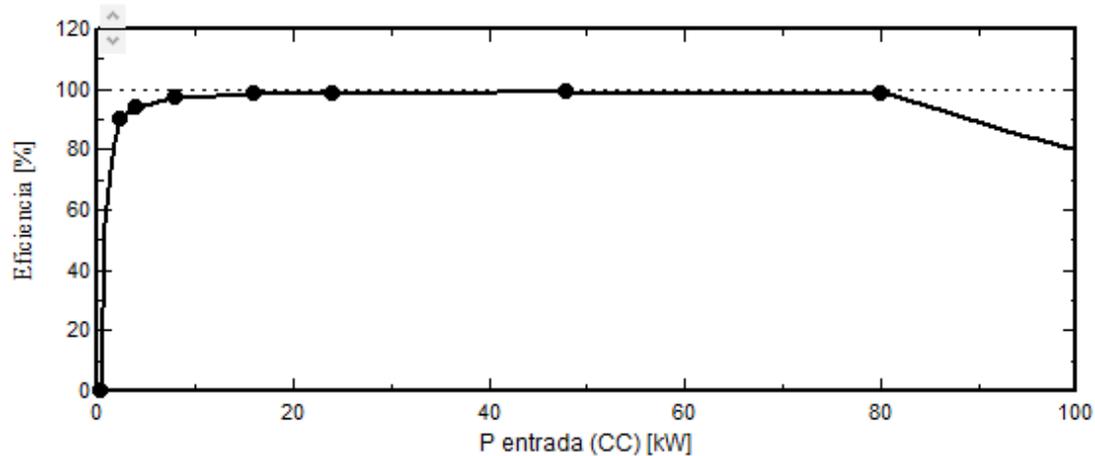
<b>Características</b>	<b>Parámetros</b>
<b>Lado de entrada (Campo FV CC)</b>	
Voltaje MPP mínimo	200 V
Voltaje mín. para PNom	635 V
Corriente máxima por MPPT	63.9 A
Voltaje MPP nominal	700 V
Voltaje MPP máximo	800 V
Voltaje FV máx. absoluto	1000 V
Umbral de potencia	400 W
Potencia FV nominal	80 kW
Potencia FV máxima	89 kW
Corriente FV máxima	140 A
<b>Lado de salida (Red CA)</b>	
Sistema	Trifásico
Frecuencia	60 Hz
Voltaje de red	480 V
Potencia de CA nominal	80 kW
Potencia de CA máxima	88 kW
Corriente CA nominal	97 A
Corriente CA máxima	106 A
<b>Tamaños</b>	
Anchura	615 mm
Profundidad	275 mm
Altura	950 mm
Peso	84 kg

*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

La Figura 4.19 muestra la curva de eficiencia del inversor seleccionado, que depende de la potencia de entrada del inversor.

**Figura 4.19**

*Curva de rendimiento del inversor Solar Inverter M80H (480 VAC)*



*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

**b) Segundo Escenario: Suministro de Energía Solar Fotovoltaica al 50 % de la Demanda de la Electroinera de 175 kW.** Mientras tanto, para este escenario se selecciona el inversor HPC-100HT del fabricante Hyundai, cuyos parámetros se muestran en la Tabla 4.23.

**Tabla 4.23***Parámetros del inversor Solar HPC-100HT*

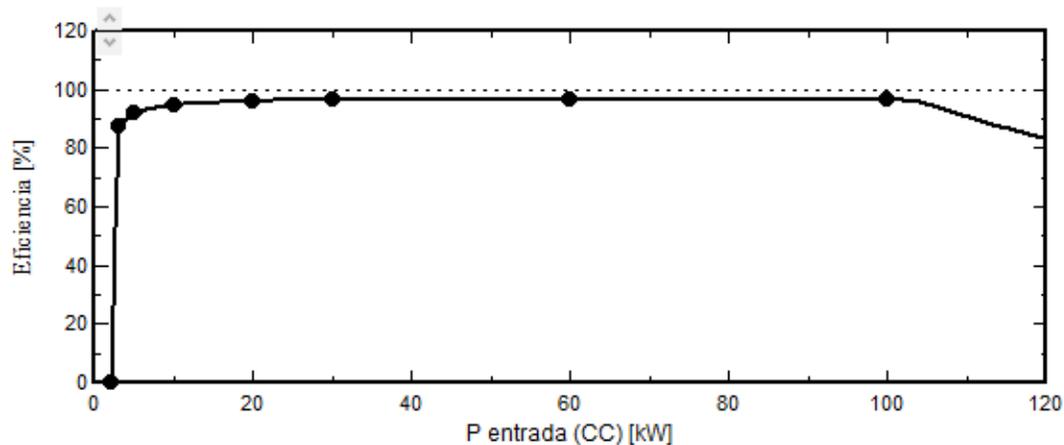
<b>Características</b>	<b>Parámetros</b>
<b>Lado de entrada (Campo FV CC)</b>	
Voltaje MPP mínimo	300 V
Voltaje mín. para PNom	450 V
Corriente de entrada máxima	230.5 A
Voltaje MPP nominal	450 V
Voltaje MPP máximo	600 V
Voltaje FV máx. absoluto	650 V
Umbral de potencia	2000 W
Potencia FV nominal	100 kW
Corriente FV máxima	351 A
<b>Lado de salida (Red CA)</b>	
Sistema	Trifásico
Frecuencia	60 Hz
Voltaje de red	380 V
Potencia de CA nominal	100 kW
Potencia de CA máxima	100 kW
Corriente CA nominal	152 A
Corriente CA máxima	172 A
<b>Tamaños</b>	
Anchura	1000 mm
Profundidad	800 mm
Altura	2095 mm
Peso	1250 kg

*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

Igualmente, la Figura 4.20 muestra la dependencia del rendimiento de la potencia de entrada del inversor seleccionado, donde se puede ver que el rendimiento es menor para las potencias superiores del rango y mayor para las potencias inferiores.

**Figura 4.20**

Curva de rendimiento del inversor Solar HPC-100HT



Fuente. PVsyst photovoltaic software, s.f.

**4.2.4.3. Diseño del Generador Fotovoltaico.** Después de seleccionar el módulo fotovoltaico y el inversor, definiremos el número de módulos en serie y cadenas para los escenarios planteados.

**a) Primer Escenario: Generación de Energía Solar Fotovoltaica Aprovechando el Área Disponible en el Grifo de 553 m<sup>2</sup>.** En la Tabla 4.24 se presentan los resultados del dimensionamiento del generador fotovoltaico.

**Tabla 4.24**

Resultados de diseño del generador fotovoltaico, primer escenario

Características de dimensionamiento	
Mód. en serie	19
Núm. Cadenas	9
Proporción P <sub>nom</sub>	0.95
Número de módulos	171
Área	531 m <sup>2</sup>
V <sub>mpp</sub> (60 °C)	634 V
V <sub>mpp</sub> (20 °C)	735 V
V <sub>oc</sub> (-10 °C)	959 V
Irradia. plano	1000 W/m <sup>2</sup>
I <sub>mpp</sub> (STC)	157 A
I <sub>sc</sub> (STC)	167 A
Potencia de funcionamiento máx. (en 1157 W/m <sup>2</sup> y 50°C)	120 kW
Potencia nom. Conjunto (STC)	114 kW <sub>p</sub>

Fuente. PVsyst photovoltaic software, s.f.

**b) Segundo Escenario: Suministro de Energía Solar Fotovoltaica al 50 % de la Demanda de la Electrolinera de 175 kW.** Así mismo, en la Tabla 4.25 se presentan los resultados del segundo escenario.

**Tabla 4.25**

*Resultados de diseño del generador fotovoltaico, segundo escenario*

<b>Características de dimensionamiento</b>	
Mód. en serie	12
Núm. Cadenas	22
Proporción Pnom	0.88
Numero de módulos	264
Área	820 m <sup>2</sup>
V <sub>mpp</sub> (60 °C)	400 V
V <sub>mpp</sub> (20 °C)	464 V
V <sub>oc</sub> (-10 °C)	606 V
Irradia. plano	1000 W/m <sup>2</sup>
I <sub>mpp</sub> (STC)	383 A
I <sub>sc</sub> (STC)	407 A
Potencia de funcionamiento máx. (en 1157 W/m <sup>2</sup> y 50°C)	185 kW
Potencia nom. Conjunto (STC)	176 kW <sub>p</sub>

*Fuente. PVsyst photovoltaic software, s.f.*

Finalmente, en la Tabla 4.26 se muestra el resumen del sistema por escenario.

**Tabla 4.26**

*Resumen del sistema global del generador fotovoltaico*

<b>Descripción</b>	<b>E1</b>	<b>E2</b>
Número de módulos	171	264
Área de módulo	531 m <sup>2</sup>	820 m <sup>2</sup>
Numero de inversores	1.5	2
Potencia FV nominal	114 kW <sub>p</sub>	176 kW <sub>p</sub>
Potencia de CA nominal	120 kW <sub>CA</sub>	200 kW <sub>CA</sub>
Proporción de Pnom	0.948	0.878

*Fuente. PVsyst photovoltaic software, s.f.*

Al comparar los resultados obtenidos del diseño con respecto al primer escenario, se observa que, con un total de 171 módulos fotovoltaicos instalados en un área menor a la disponible en el Grifo Primax de 531 m<sup>2</sup>, se produce una potencia de 114 kWp, el cual significa un 33% de total de la demanda máxima de la electrolinera. Por otra parte, respecto al segundo escenario, para suministrar el 50% de la demanda máxima de la electrolinera con 176 kWp, se requiere un área mayor a la disponible en el grifo de 820 m<sup>2</sup> y un número total de 264 módulos.

#### **4.2.5. Pérdidas Detalladas de la Instalación**

Con el fin de obtener resultados más realistas en las simulaciones, el software PVsyst permite definir las pérdidas del campo fotovoltaico según diversos parámetros, tales como el envejecimiento, que incluye en la vida útil del equipo; las pérdidas óhmicas relacionadas con las pérdidas por cables; la calidad del módulo y el desajuste por las condiciones MPPT; las pérdidas por suciedad debido a la falta de mantenimiento; y las pérdidas de circuitos auxiliares de alimentación.

Dicho lo anterior, con respecto al primer y segundo escenario, se consideraron los siguientes parámetros:

- a) Parámetro Térmico.** Se considera un factor de pérdida constante de 29 W/m<sup>2</sup> K, con módulos montados “libres” con circulación de aire.
- b) Pérdidas Óhmicas.** Para el circuito en CC, las pérdidas óhmicas en el conjunto, en Condiciones de Prueba Estándar (STC), se consideran 1.50% por defecto. Asimismo, las pérdidas en el circuito de CA, después del inversor, en Condiciones de Prueba Estándar (STC) se consideran 0.06%.
- c) Pérdidas de Calidad del Módulo – LID – Desajuste.** Respecto a la calidad del módulo, las pérdidas de eficiencia del módulo se consideran de -0.4% por defecto. Asimismo, las pérdidas de desajuste del módulo, referidas a la pérdida de potencia en MPP, se consideran de 2.0% por defecto. También, para la degradación inducida por luz (LID), se considera un factor de pérdidas LID de 2.0% por defecto. Por último, se considera el desajuste de voltaje de las cadenas, con una pérdida de potencia en MPP de 0.15% por defecto.
- d) Pérdida de Suciedad.** El factor de pérdida de suciedad anual se considera de 3.0 % por defecto.

e) **Perdidas IAM.** En la Tabla 4.27 se muestra el factor de pérdida de Modificación por Ángulo de Incidencia (IAM), con efecto de incidencia (IAM), revestimiento AR,  $n(\text{vidrio})=1.526$ ,  $n(\text{AR})=1.290$ .

**Tabla 4.27**

*Factor de perdida IAM*

<b>Ang. Incid.</b>	<b>IAM</b>
0	1.000
30	0.999
50	0.987
60	0.962
70	0.892
75	0.816
80	0.681
85	0.440
90	0.000

*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

#### **4.2.6. Autoconsumo**

Para estimar el perfil de demanda de energía, es necesario determinar la probabilidad de cargar un VE en las diferentes horas del día. Para este punto, se ha tomado en cuenta la distribución de horas de carga elaborado por los autores Lescano et al. (2023), mediante la aplicación de métodos probabilísticos, tal como se muestra en la Tabla 4.28.

**Tabla 4.28***Distribución de probabilidad de inicio de conexión*

<b>Hora (h)</b>	<b>Probabilidad</b>			<b>Promedio</b>
	<b>Jueves</b>	<b>Viernes</b>	<b>Sábado</b>	
00:00	0	0	0	0.00
01:00	0	0	0	0.00
02:00	0	0	0	0.00
03:00	0	0	0	0.00
04:00	0	0	0	0.00
05:00	0	0	0	0.00
06:00	0	0	0	0.00
07:00	0.01	0.01	0.01	0.01
08:00	0.02	0.02	0.02	0.02
09:00	0.04	0.04	0.04	0.04
10:00	0.08	0.08	0.08	0.08
11:00	0.02	0.02	0.02	0.02
12:00	0.04	0.04	0.04	0.04
13:00	0.18	0.18	0.18	0.18
14:00	0.12	0.12	0.12	0.12
15:00	0.07	0.07	0.07	0.07
16:00	0.03	0.03	0.03	0.03
17:00	0.01	0.01	0.01	0.01
18:00	0.12	0.12	0.12	0.12
19:00	0.16	0.16	0.16	0.16
20:00	0.08	0.08	0.08	0.08
21:00	0.02	0.02	0.02	0.02
22:00	0.01	0.01	0.01	0.01
23:00	0	0	0	0.00

*Fuente. Lescano et al., 2023, p. 56.*

Dicho lo anterior, se calcula la demanda máxima promedio de la electrolinera para cada valor de probabilidad por hora utilizando la regla de tres simple, en todo el rango de probables potencias de carga [0 kW – 350 kW]. De manera que, estos valores de potencia de carga pueden seleccionarse entre los valores estandarizados disponibles en el mercado, según se muestra en la Tabla 4.10. Los valores de probabilidad asignados a las potencias de carga más habituales seleccionados se presentan en la Tabla 4.29.

**Tabla 4.29**

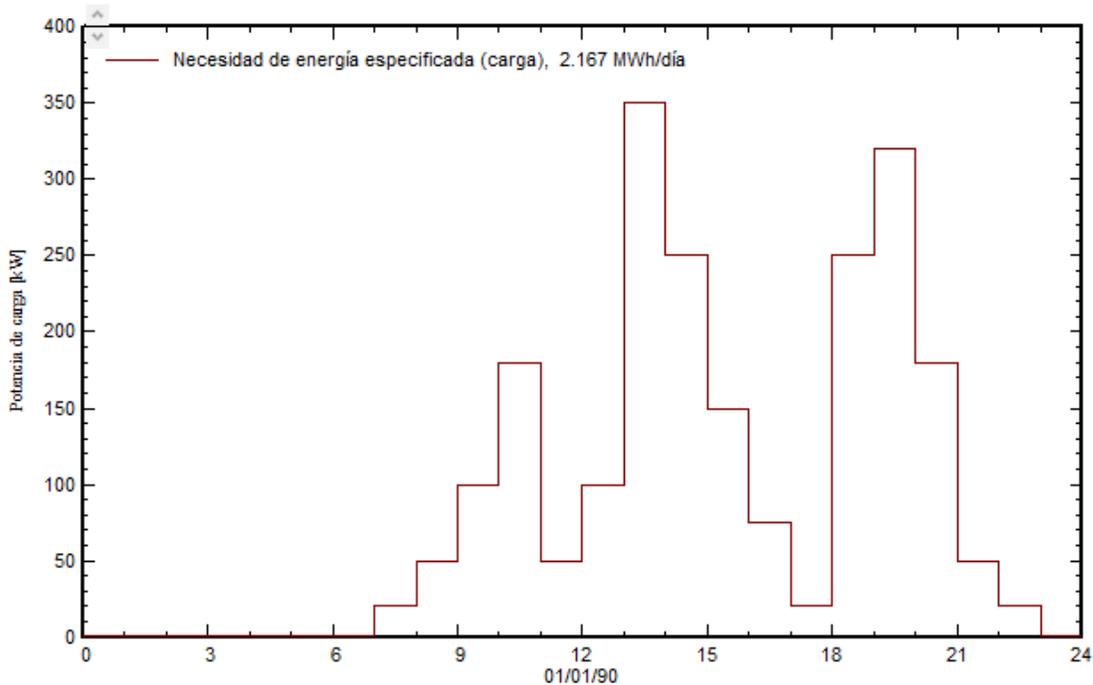
*Valor de probabilidad asignados a las potencias de carga más frecuentes*

<b>Probabilidad</b>	<b>Potencia de carga (kW)</b>
0.00	0.225
0.01	20.000
0.02	50.000
0.04	100.000
0.08	180.000
0.18	350.000
0.12	250.000
0.07	150.000
0.03	75.000
0.16	320.000

*Fuente. Elaboración propia*

A partir de la Tabla 4.29, se definen nueve subrangos de potencia de carga para los valores de potencia más probables durante la operación de la electrolinera. Por otra parte, se añade el rango 0.255 entre 0 y 20 kW, debido a que, en las horas de inactividad de la electrolinera, el consumo energético del convertidor de potencia y el poste de carga en estado de espera activa es aproximadamente de 225 W.

Cargando estos valores en al entorno del software PVsyst, se define el perfil diario de autoconsumo que se muestra en la Figura 4.21, para ambos escenarios de estudio.

**Figura 4.21***Perfil diario de autoconsumo**Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

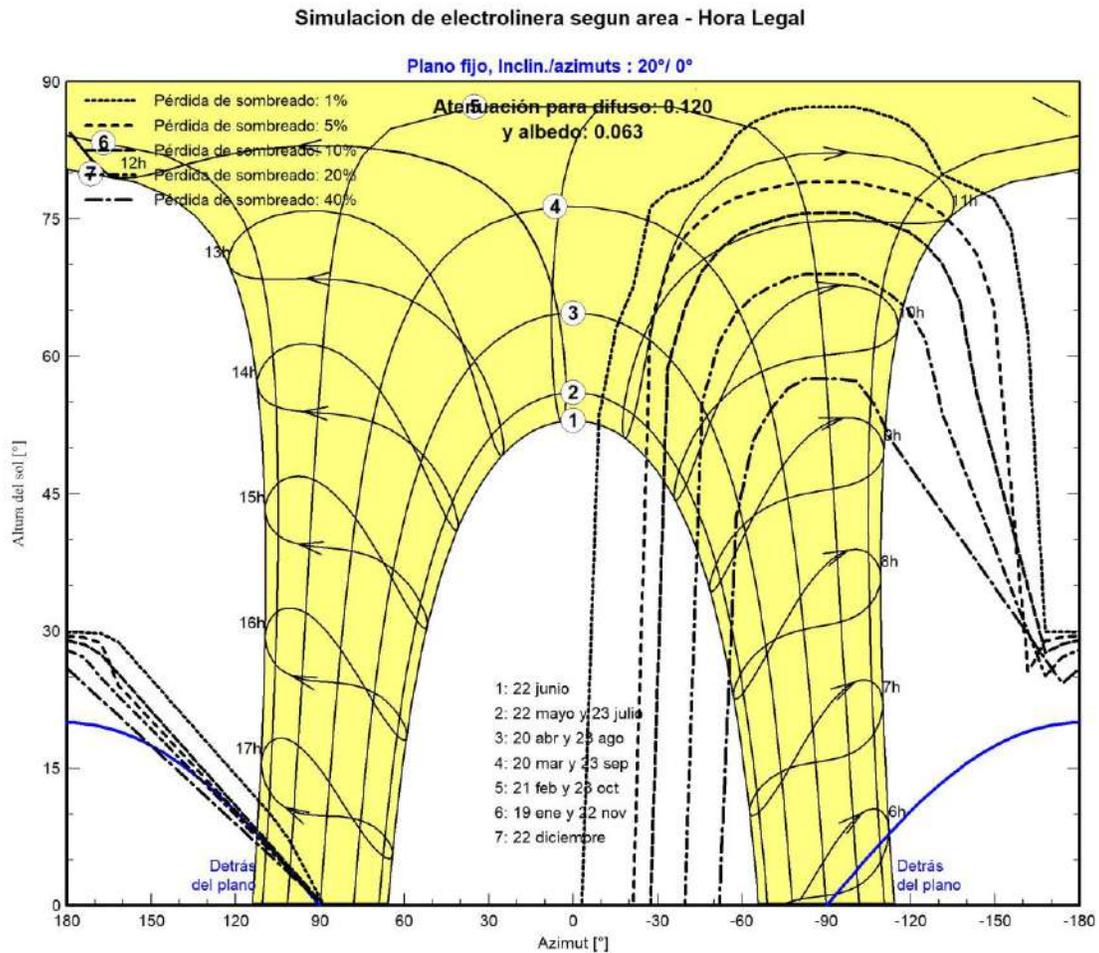
La Figura 4.21 muestra una tendencia de la curva mayormente residencial, que presenta una elevación de demanda entre las 7:00 am y 10:00 am cuando las personas inician su jornada, después muestra un pico de demanda entre las 12:00 pm y 13:00 pm que es típicamente la hora del almuerzo, para después mostrar otro incremento de demanda entre las 18:00 pm y 19:00 pm que es cuando las personas retornan a sus hogares tras sus jornadas, a partir de esa hora la demanda disminuye gradualmente ya que las personas en su mayoría se van a dormir.

#### **4.2.7. Sombreados Cercanos**

Para construir la perspectiva de sombreado del primer escenario, se utiliza la herramienta de simulación 3D de sombreados cercanos de PVSyst, por lo tanto, para determinar las dimensiones de la superficie aprovechable y poder importarlo en el entorno de PVSyst, se recurre a la herramienta de medición de distancia del software Google Earth Pro. Después de importar los objetos de la escena y definir el campo de módulos fotovoltaicos, se procede con la simulación, obteniéndose el diagrama de factor de sombreado en Huanchaq que se muestra en la Figura 4.22.

Figura 4.22

Diagrama de iso-sombreados



Fuente. PVsyst photovoltaic software, s.f.

Con respecto al segundo escenario, se considera sin escena 3D definida, sin sombras.

#### 4.2.8. Producción del Sistema

Después de realizar el diseño y la simulación del sistema fotovoltaico conectado a la red con el software PVsyst, se ha determinado los resultados de la producción de energía solar.

**a) Primer Escenario: Generación de Energía Solar Fotovoltaica Aprovechando el Área Disponible en el Grifo de 553 m<sup>2</sup>.** En la Tabla 4.30 se muestran los resultados de la producción del sistema solar durante un año.

**Tabla 4.30**

*Producción del sistema fotovoltaico, primer escenario*

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	228.7	71.10	12.79	201.8	158.7	16599	67171	15171	1167	52000
Febrero	187.4	70.10	12.66	175.5	133.3	13969	60670	12906	839	47765
Marzo	217.6	60.00	12.69	220.7	170.0	17585	67171	15809	1488	51362
Abril	198.9	56.40	12.12	221.6	176.3	18304	65004	16579	1446	48425
Mayo	201.5	48.60	11.11	240.4	205.0	21228	67171	19111	1802	48060
Junio	187.3	43.90	9.89	232.7	203.1	21108	65004	18932	1862	46072
Julio	190.7	42.80	9.65	232.2	199.5	20771	67171	18827	1630	48344
Agosto	192.1	49.10	10.95	219.1	181.3	18809	67171	17123	1389	50047
Septiembre	185.2	68.40	12.12	193.8	149.7	15540	65004	14146	1145	50858
Octubre	200.8	72.50	13.17	195.1	150.2	15539	67171	14143	1137	53028
Noviembre	210.2	77.50	13.69	191.8	152.6	15830	65004	14175	1388	50829
Diciembre	219.4	74.90	13.03	190.5	153.3	16073	67171	14783	1030	52387
Año	2419.8	735.30	11.98	2515.3	2033.0	211356	790882	191705	16323	599177

**Leyendas**

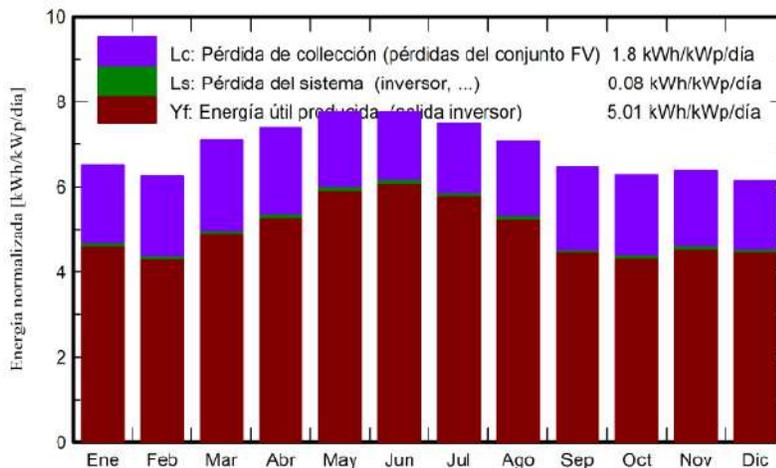
- |         |  |         |   |
|---------|--|---------|---|
| GlobHor | Irradiación horizontal global                | EArray  | Energía efectiva a la salida del conjunto |
| DiffHor | Irradiación difusa horizontal                | E_User  | Energía suministrada al usuario           |
| T_Amb   | Temperatura ambiente                         | E_Solar | Energía del sol                           |
| GlobInc | Global incidente plano receptor              | E_Grid  | Energía inyectada en la red               |
| GlobEff | Global efectivo, corr. para IAM y sombreados | EFrGrid | Energía de la red                         |

*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

En consecuencia, la energía útil producida en la salida del inversor, así como las pérdidas en el inversor y en el conjunto de módulos fotovoltaicos se logran visualizar en la Figura 4.23.

**Figura 4.23**

*Producciones normalizadas (por kW instalado), primer escenario*



*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

**b) Segundo Escenario: Suministro de Energía Solar Fotovoltaica al 50 % de la Demanda de la Electrolinera de 175 kW.** De la misma manera, en la Tabla 4.31 se muestran los resultados de la energía producida durante un año.

**Tabla 4.31**

*Producción del sistema fotovoltaico, segundo escenario*

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	228.7	71.10	12.79	201.8	189.5	30548	67171	23090	6351	44081
Febrero	187.4	70.10	12.66	175.5	165.3	26688	60670	20647	5069	40024
Marzo	217.6	60.00	12.69	220.7	209.1	33410	67171	24588	7587	42582
Abril	198.9	56.40	12.12	221.6	210.8	33740	65004	24320	8214	40684
Mayo	201.5	48.60	11.11	240.4	229.8	36635	67171	26170	9091	41001
Junio	187.3	43.90	9.89	232.7	222.5	35620	65004	25785	8547	39219
Julio	190.0	42.80	9.65	232.4	222.2	35657	67171	26179	8193	40992
Agosto	192.1	49.10	10.95	219.3	209.3	33415	67171	24674	7477	42497
Septiembre	185.2	68.40	12.12	193.1	183.1	29211	65004	21323	6796	43681
Octubre	200.8	72.50	13.17	194.3	183.9	29393	67171	21273	7039	45898
Noviembre	210.2	77.50	13.69	191.1	180.3	28950	65004	21163	6655	43841
Diciembre	219.4	74.90	13.03	190.9	179.3	28797	67171	21290	6406	45881
Año	2419.1	735.30	11.98	2513.9	2385.1	382062	790882	280503	87427	510379

**Leyendas**

GlobHor Irradiación horizontal global

DiffHor Irradiación difusa horizontal

T\_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Global incidente plano receptor

GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

EArray Energía efectiva a la salida del conjunto

E\_User Energía suministrada al usuario

E\_Solar Energía del sol

E\_Grid Energía inyectada en la red

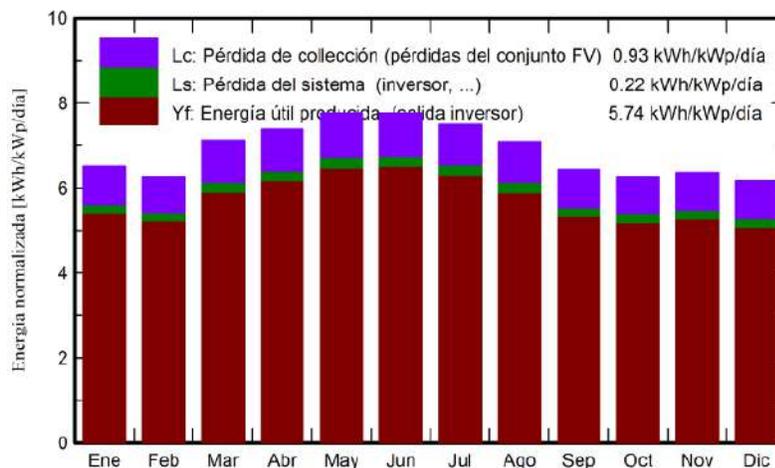
EFrGrid Energía de la red

*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

Además, la energía útil producida, las pérdidas en el inversor y en el conjunto de módulos fotovoltaicos se observan en la Figura 4.24.

**Figura 4.24**

*Producciones normalizadas (por kW instalado), segundo escenario*



*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f.*

En síntesis, en la Tabla 4.32 se muestra el resumen de resultados, donde los parámetros eléctricos varían para cada escenario.

**Tabla 4.32**

*Resultados de la generación distribuida solar fotovoltaica*

<b>Descripción</b>	<b>E1</b>	<b>E2</b>
Tipo de sistema	Cobertizos en el techo	Sin escena 3D definida, sin sombras
Producción del sistema (MWh/año)	208	368
Producción específica (kWh/kWp/año)	1829	2096
Proporción de rendimiento	0.727	0.834
Producción normalizada (kWh/kWp/día)	5.01	5.74
Pérdidas del conjunto (kWh/kWp/día)	1.80	0.93
Pérdidas del sistema (kWh/kWp/día)	0.08	0.22

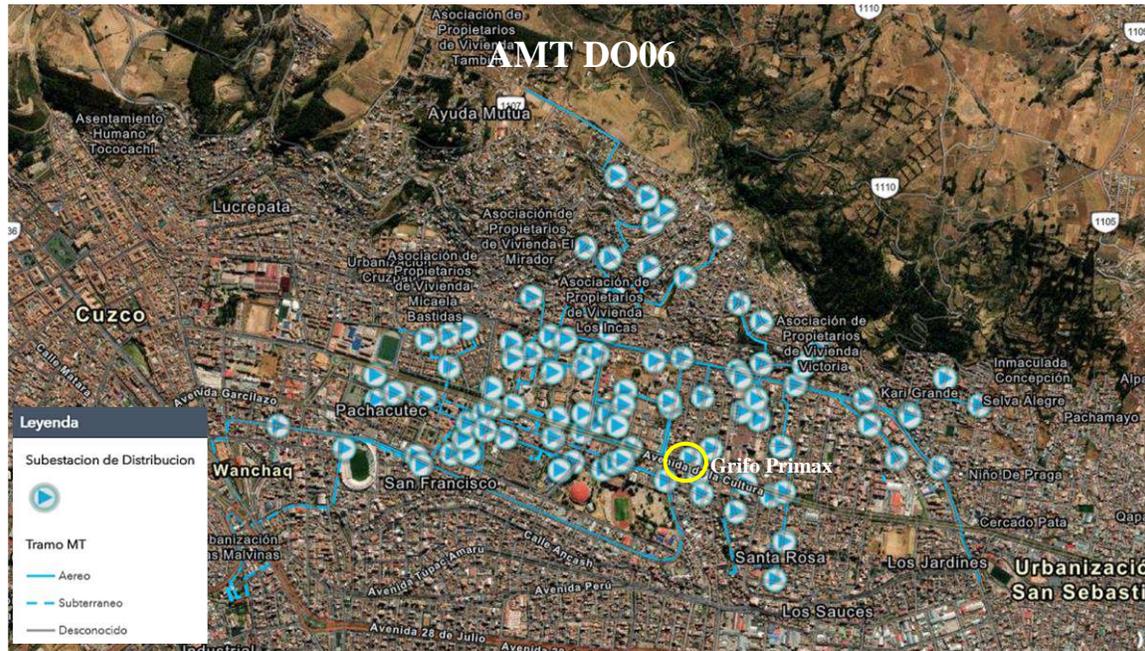
*Fuente. PVSyst photovoltaic software, s.f*

Para finalizar, es necesario resaltar que el diagrama unifilar de la disposición de la generación solar o distribuida en vista de planta en las instalaciones del Grifo Primax se detallan en el Anexo 3.

### **4.3. Resultados Respecto al Tercer Objetivo Específico**

#### **4.3.1. Descripción del Sistema Eléctrico Actual del Grifo**

Para tener un mejor panorama de la operatividad del sistema eléctrico actual del lugar de estudio, en la Figura 4.25 se muestra el Alimentador en Media Tensión (AMT) DO06, con nivel de tensión de 10.5 kV, donde se encuentra acoplado el transformador de distribución trifásico de la empresa concesionaria del servicio eléctrico Electro Sur Este S.A.A., de 10.5/0.38 kV y 160 kVA de potencia, mediante el cual se alimenta el Grifo Primax, con una demanda actual de 7.15 kW.

**Figura 4.25***Alimentador en MT DO06*

Fuente. ArcGIS Web Application, 2024.

Después de haber descrito la situación, para evitar posibles sobrecargas en el transformador de distribución de la concesionaria y en el AMT DO06, se opta por un modelo eléctrico con su propio sistema de transformación, mediante un transformador trifásico de 500 kVA de potencia, que se seleccionó en la sección 4.1.5, el cual se conectará al AMT DO06 para satisfacer la demanda actual del grifo de 7.15 kW y la proyectada correspondiente a una electrolinera de 350 kW.

#### 4.3.2. Modelamiento del Sistema Eléctrico de la Electrolinera

En esta sección, desarrollaremos el modelado del sistema eléctrico de la electrolinera, con y sin generación distribuida, en el software Power Factory DigSILENT. En tal sentido, con la finalidad de ver el comportamiento de los parámetros eléctricos, se aborda la interconexión propuesta y las condiciones eléctricas de asistir a la red convencional con generación distribuida del tipo solar fotovoltaica en el suministro de energía a la electrolinera, como una forma de alimentación en sitio de carga.

**4.3.2.1. Modelo Eléctrico de la Electrolinera sin Generación Distribuida.** Con los datos obtenidos de la ficha técnica del transformador, así como los proporcionados por la distribuidora de electricidad y por los representantes del Grifo Primax, se procederá a crear el proyecto y a modelar las distintas componentes del sistema eléctrico de la electrolinera sin generación distribuida. Para el cual, se consideraron los siguientes datos:

**a) Modelado de Barras.** Teniendo en cuenta que los datos ingresados serán nominales, solo consideraremos el nivel de tensión que soportan y los límites según norma.

Barra 01:  $V = 10.5 \text{ kV}$

Barra 02:  $V = 0.38 \text{ kV}$

Barra 03:  $V = 0.38 \text{ kV}$

**b) Modelado de Cargas.** Modelaremos una carga general balanceada.

C1-grifo:  $S = 0.00715 \text{ MVA}$ ,  $\cos(\phi) = 0.80$ , carga estática.

C2-electrolinera:  $P = 0.35 \text{ MW}$ ,  $\cos(\phi) = 0.97$ , carga dependiente del tiempo, para el cual se ingresó el perfil diario de autoconsumo mostrado en la Figura 4.21.

**c) Modelado del Transformador.** Ingresaremos los valores de la ficha técnica del transformador.

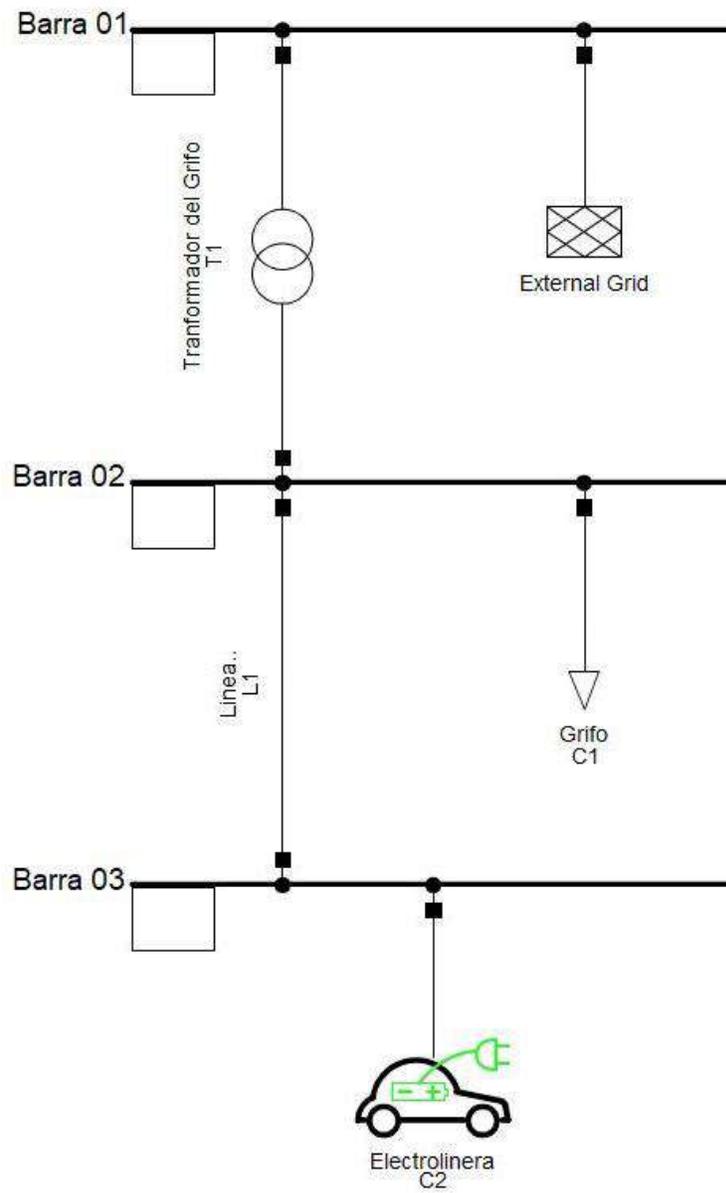
T1:  $S = 500 \text{ kVA}$ ,  $f = 60 \text{ Hz}$ ,  $AT = 10.5 \text{ kV}$ ,  $BT = 0.38 \text{ kV}$ , grupo de conexión YNd1

**d) Modelado de la Línea.** Modelaremos la línea del tipo aérea.

L1: Longitud  $0.04 \text{ km}$ ,  $V = 0.38 \text{ kV}$ ,  $f = 60\text{Hz}$

**Figura 4.26**

*Modelado de la electrolinera sin generación distribuida*



*Fuente. Elaboración propia.*

**4.3.2.2. Modelo Eléctrico de la Electrolinera con Generación Distribuida.** Con el fin de asegurar el funcionamiento óptimo del sistema y evaluar los posibles aportes de potencia según diferentes grados de inyección de energía solar, se consideraron dos escenarios de estudio.

**1) Primer Escenario: Generación de Energía Solar Fotovoltaica Aprovechando el Área Disponible en el Grifo de 553 m<sup>2</sup>.** El modelo de la red propuesta para este escenario es la interconexión del generador solar fotovoltaico a la barra de salida de la subestación de transformación propuesto, considerando la producción de energía solar solo con el área aprovechable disponible en el Grifo Primax. A continuación, se muestran los datos ingresados en el modelamiento:

**a) Modelado de Barras.** Considerando que los datos ingresados serán nominales.

Barra 01:  $V = 10.5 \text{ kV}$

Barra 02:  $V = 0.38 \text{ kV}$

Barra 03:  $V = 0.38 \text{ kV}$

Barra 04:  $V = 0.38 \text{ kV}$

**b) Modelado de Cargas.** Modelaremos una carga general balanceada.

C1-grifo:  $S = 0.00715 \text{ MVA}$ ,  $\cos(\phi) = 0.80$ , carga estática.

C2-electrolinera:  $P = 0.35 \text{ MW}$ ,  $\cos(\phi) = 0.97$ , carga dependiente del tiempo, para el cual se ingresó el perfil diario de autoconsumo mostrado en la Figura 4.21.

**c) Modelado del Transformador.** Ingresaremos los valores de la ficha técnica del transformador.

T1:  $S = 500 \text{ kVA}$ ,  $f = 60 \text{ Hz}$ ,  $AT = 10.5 \text{ kV}$ ,  $BT = 0.38 \text{ kV}$ , grupo de conexión YNd1.

**d) Modelado de Líneas.** Modelaremos la línea del tipo aérea.

L1: Longitud  $0.04 \text{ km}$ ,  $V = 0.38 \text{ kV}$ ,  $f = 60\text{Hz}$

L2: Longitud  $0.03 \text{ km}$ ,  $V = 0.38 \text{ kV}$ ,  $f = 60\text{Hz}$

**c) Modelado del Generador Fotovoltaico (GF).** Según los datos obtenidos en las secciones 4.2.4.1 y 4.2.4.3, en la Tabla 4.33 se muestra los valores nominales ingresados en el modelo para realizar el cálculo solar.

**Tabla 4.33***Valores nominales del generador solar fotovoltaica, primer escenario*

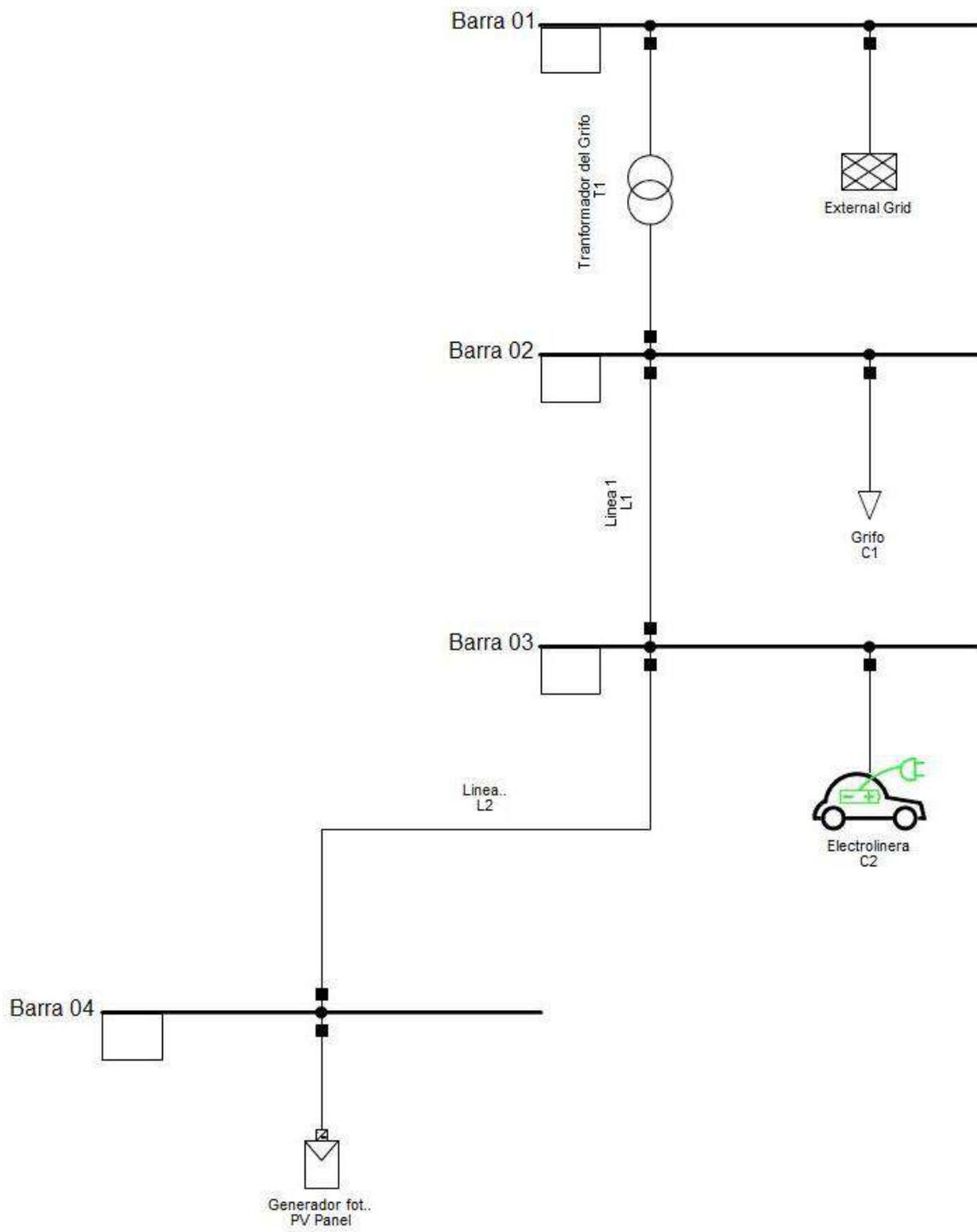
<b>Descripción</b>	<b>Parámetros</b>	<b>Valores</b>
Datos básicos del módulo fotovoltaico	Potencia pico (MPP) [Wp]	666.2
	Tensión nominal (MPP) [V]	38
	Corriente nominal (MPP) [A]	17.52
	Tensión de circuito abierto [V]	46.1
	Corriente de cortocircuito [A]	18.50
	Material	Silicio monocristalino
	Coeficiente de temperatura (P) [%/degC]	-0.34
Datos del sistema global	Angulo de instalación del módulo fotovoltaico (SINTC) [degC]	20
	Numero de inversores paralelos	1
	Numero de paneles por inversor	171
	Potencia nominal del conjunto [kWp]	114
	Factor de potencia nominal	0.948

*Fuente. Elaboración propia*

En la Figura 4.27 se muestra el modelo de la red propuesta de la interconexión del sistema de generación distribuida solar fotovoltaica.

**Figura 4.27**

*Modelado de la electrolinera con generación distribuida, primer escenario*



*Fuente. Elaboración propia*

**2) Segundo Escenario: Suministro de Energía Solar Fotovoltaica al 50 % de la Demanda de la Electrolinera de 175 kW.** De la misma manera, en este escenario se efectuó el modelado de la interconexión propuesta, considerando la producción de energía solar para cubrir el 50% de la demanda de la electrolinera de 175kW. Seguidamente, se muestran los datos ingresados en el modelamiento:

**a) Modelado de Barras.** Considerando que los datos ingresados serán nominales.

Barra 01:  $V = 10.5 \text{ kV}$

Barra 02:  $V = 0.38 \text{ kV}$

Barra 03:  $V = 0.38 \text{ kV}$

Barra 04:  $V = 0.38 \text{ kV}$

**b) Modelado de Cargas.** Modelaremos una carga general balanceada.

C1-grifo:  $S = 0.00715 \text{ MVA}$ ,  $\cos(\phi) = 0.80$ , carga estática.

C2-electrolinera:  $P = 0.35 \text{ MW}$ ,  $\cos(\phi) = 0.97$ , carga dependiente del tiempo, para el cual se ingresó el perfil diario de autoconsumo mostrado en la Figura 4.21.

**c) Modelado del Transformador.** Consideraremos los valores de la ficha técnica del transformador.

T1:  $S = 500 \text{ kVA}$ ,  $f = 60 \text{ Hz}$ ,  $AT = 10.5 \text{ kV}$ ,  $BT = 0.38 \text{ kV}$ , grupo de conexión YNd1.

**d) Modelado de Líneas.** Modelaremos la línea del tipo aérea.

L1: Longitud  $0.04 \text{ km}$ ,  $V = 0.38 \text{ kV}$ ,  $f = 60\text{Hz}$

L2: Longitud  $0.03 \text{ km}$ ,  $V = 0.38 \text{ kV}$ ,  $f = 60\text{Hz}$

**e) Modelado del Generador Fotovoltaico (GF).** Según los datos obtenidos en las secciones 4.2.4.1 y 4.2.4.3, en la Tabla 4.34 se muestran los valores nominales ingresados en el modelo para realizar el cálculo solar.

**Tabla 4.34***Valores nominales del generador solar fotovoltaica, segundo escenario*

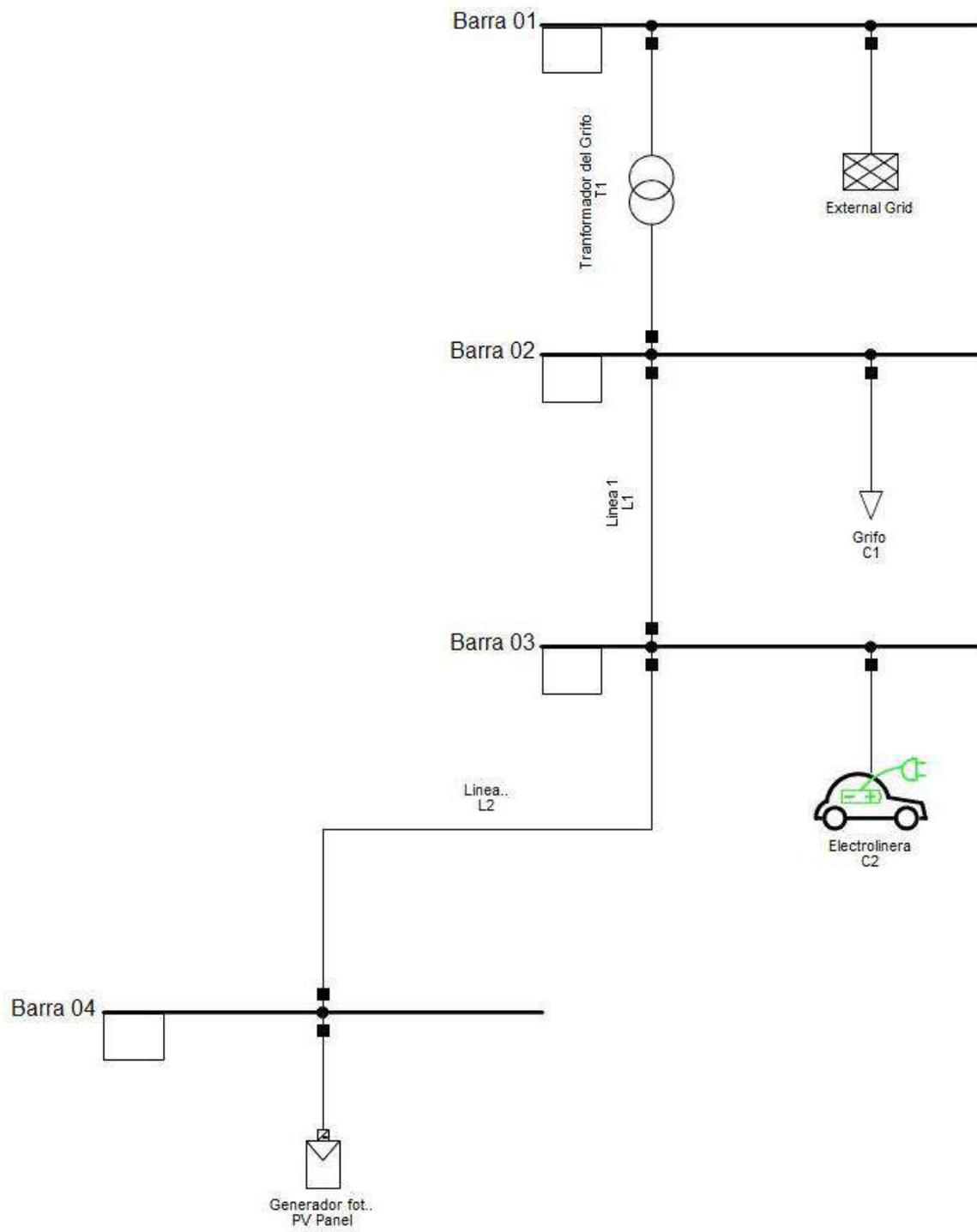
<b>Descripción</b>	<b>Parámetros</b>	<b>Valores</b>
Datos básicos del módulo fotovoltaico	Potencia pico (MPP) [Wp]	666.2
	Tensión nominal (MPP) [V]	38
	Corriente nominal (MPP) [A]	17.52
	Tensión de circuito abierto [V]	46.1
	Corriente de corto circuito [A]	18.50
	Material	Silicio monocristalino
	Coeficiente de temperatura (P) [%/degC]	-0.34
Datos del sistema global	Angulo de instalación del módulo fotovoltaico (SINTC) [degC]	20
	Numero de inversores paralelos	2
	Numero de paneles por inversor	264
	Potencia nominal del conjunto [kWp]	176
	Factor de potencia nominal	0.878

*Fuente. Elaboración propia*

Después de ingresar los datos anteriores en el entorno del software Power Factory DigSILENT, se obtiene el modelado eléctrico que se muestra en la Figura 4.28.

**Figura 4.28**

*Modelado de la electrolinera con generación distribuida, segundo escenario*



*Fuente. Elaboración propia*

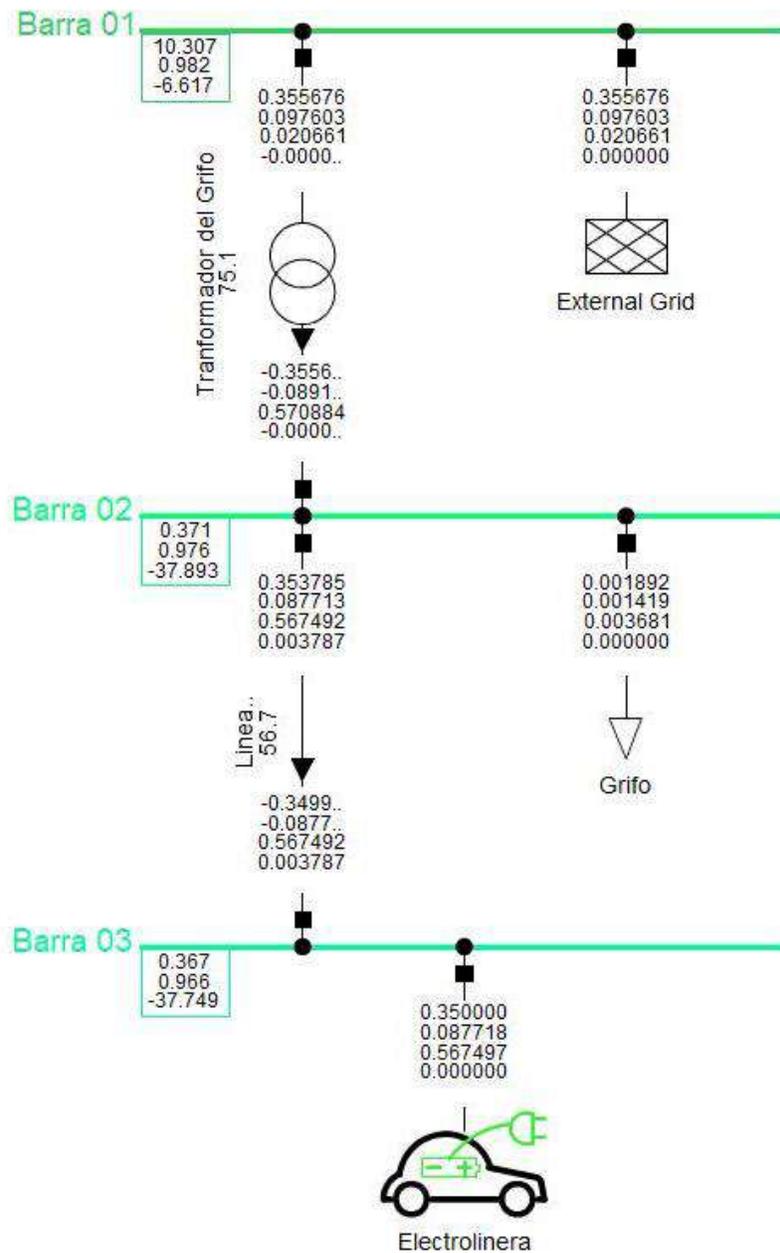
### **4.3.3. Análisis del Flujo de Potencia en DIgSILENT Power Factory**

Después de modelar los escenarios descritos y considerando la característica de tiempo del proyecto, procederemos a simular el flujo de potencia bajo las condiciones críticas de operación. Las simulaciones se realizarán a las 13:00 horas, ya que, según la Figura 4.21 del perfil diario de autoconsumo, este es la hora en que se alcanza el pico máximo de demanda de energía. Además, de acuerdo a la Figura 4.22 del diagrama de iso-sombreados, es a esta hora cuando se registra la mayor irradiación solar, lo que da lugar a la máxima producción de energía solar.

***4.3.3.1. Simulación del Modelo Eléctrico de la Electrolinera sin Generación Distribuida.*** La propuesta de simular la interconexión sin generación distribuida se enfocó básicamente en la conexión de la electrolinera a la barra de transformación, específicamente al transformador trifásico de 500 kVA de potencia, con la finalidad de obtener los parámetros eléctricos principales como la tensión, la cargabilidad y las pérdidas de potencia en el transformador.

**Figura 4.29**

*Flujo de potencia del modelo eléctrico de la electrolinera sin generación distribuida*



*Fuente. Elaboración propia*

Después de la simulación, en la Figura 4.29 se observa que el T1 opera en condiciones normales de servicio, con un 75.1 % de cargabilidad. En efecto, en la Tabla 4.35 se muestran los resultados del cálculo del flujo de carga AC, balanceado y de secuencia positiva.

**Tabla 4.35**

*Resultados del flujo de potencia del modelo eléctrico de la electrolinera sin generación distribuida*

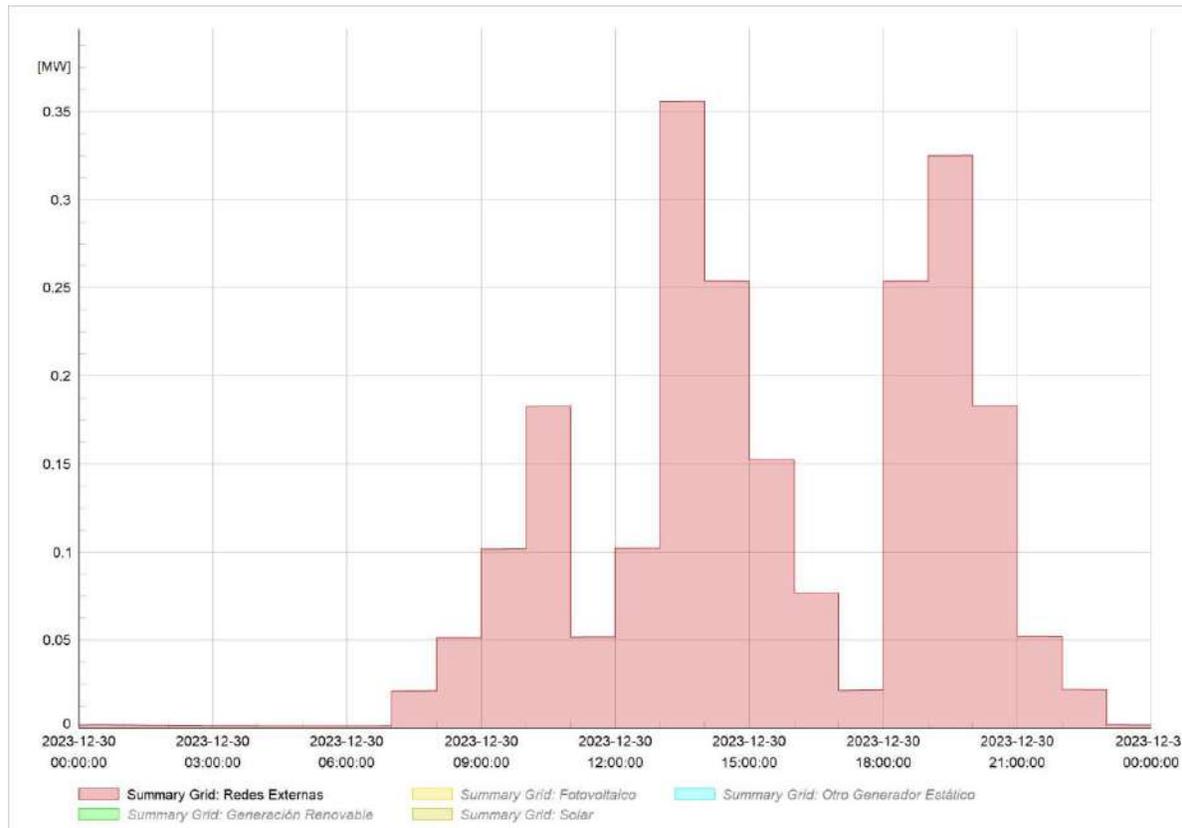
Nombre	Carga. [%]	Barra	Potencia	Potencia	Factor	Corriente	
			Activa [MW]	Reactiva [Mvar]	Potencia [-]	[kA]	[p.u.]
Electrolinera		Barra 03	0.350	0.088	0.97	0.567	1.035
Grifo		Barra 02	0.002	0.001	0.80	0.004	1.025
External Grid		Barra 01	0.356	0.098	0.96	0.021	0.003
Línea 1	56.75	Barra 02	0.354	0.088	0.97	0.567	0.567
		Barra 03	-0.350	-0.088	-0.97	0.567	0.567
Transformador del Grifo	75.15	Barra 01	0.356	0.098	0.96	0.021	0.751
		Barra 02	-0.356	-0.089	-0.97	0.571	0.751

*Fuente. Elaboración propia.*

En la Figura 4.30 podemos ver el diagrama de potencias, en el cual la gráfica en color rojo representa la potencia consumida de la red externa.

**Figura 4.30**

*Diagrama de potencias del modelo eléctrico de la electrolinera sin generación distribuida*



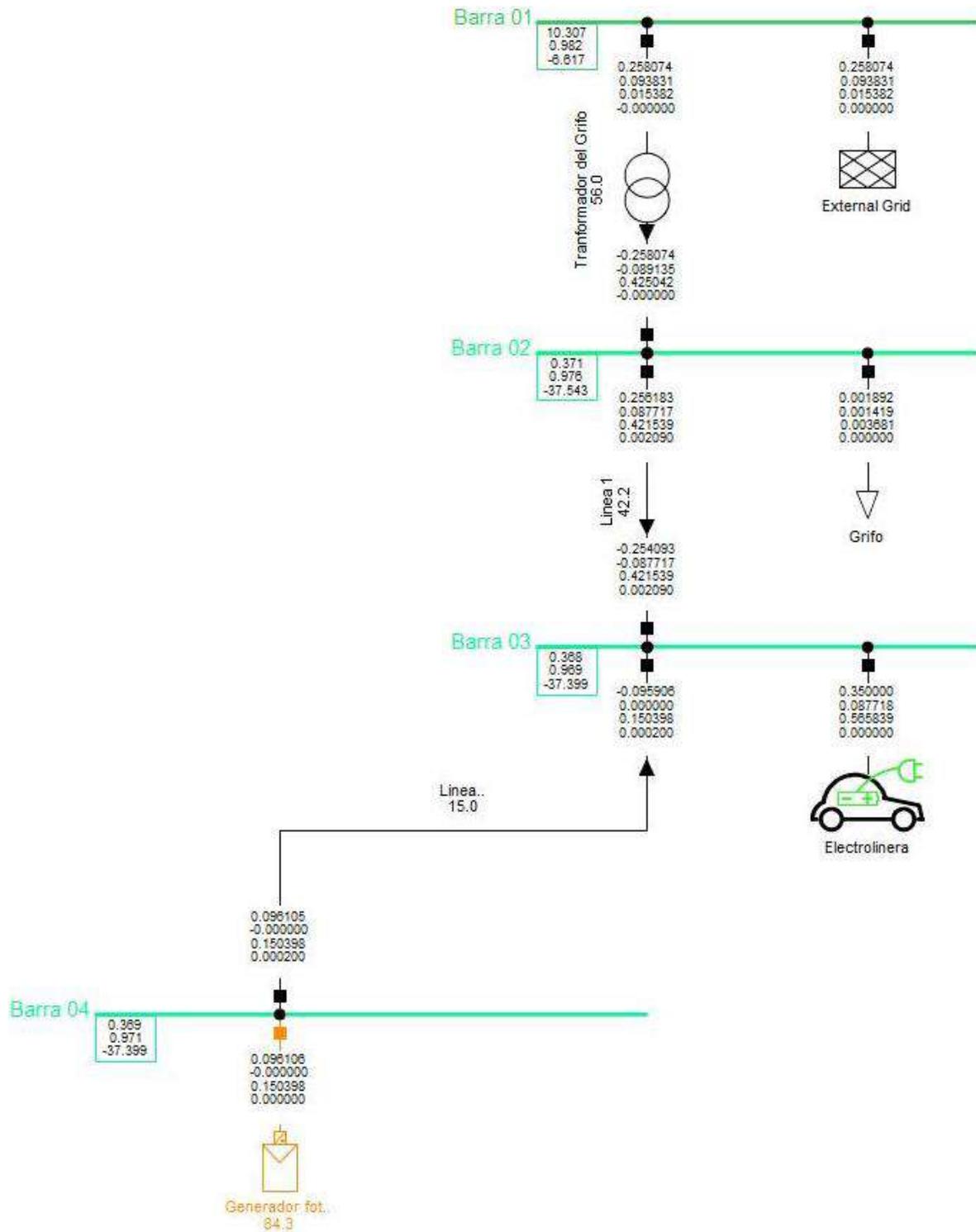
Fuente. DIGSILENT Power Factory software, s.f.

**4.3.3.2. Simulación del Modelo Eléctrico de la Electrolinera con Generación Distribuida.** En este apartado se simulará el modelo de la red propuesta, de ahí que se plantea la interconexión del generador solar fotovoltaica a la barra de transformación a través del transformador trifásico de 500 kVA de potencia, al cual se le denomina generación distribuida en sistemas de distribución. En efecto, se realizaron las simulaciones correspondientes, considerando dos escenarios de inyección de energía solar.

**1) Primer Escenario: Generación de Energía Solar Fotovoltaica Aprovechando el Área Disponible en el Grifo de 553 m<sup>2</sup>.** La presente simulación se desarrolló con el fin de determinar la máxima potencia entregada por el sistema solar fotovoltaico, a través de la instalación del conjunto de módulos fotovoltaicos en el techo de las oficinas, al cual se le denomina área disponible en el grifo de 553 m<sup>2</sup>, con lo que se evalúa el grado de participación de la generación distribuida en el suministro de energía eléctrica a las cargas identificadas, así como analizar la operación óptima de la interconexión y cargabilidad del transformador.

**Figura 4.31**

*Flujo de potencia del modelo eléctrico de la electrolinera con generación distribuida, primer escenario*



Fuente. Elaboración propia

Después de realizar la simulación, en la Figura 4.31 se observa que la cargabilidad del T1 es del 56 %, lo que representa una mejora del 19.1 % en comparación con el modelo eléctrico de la electrolinera sin generación distribuida. Así mismo, en la Tabla 4.36 se muestran los resultados del cálculo del flujo de carga.

**Tabla 4.36**

*Resultados del flujo de potencia del modelo eléctrico de la electrolinera con generación distribuida, primer escenario*

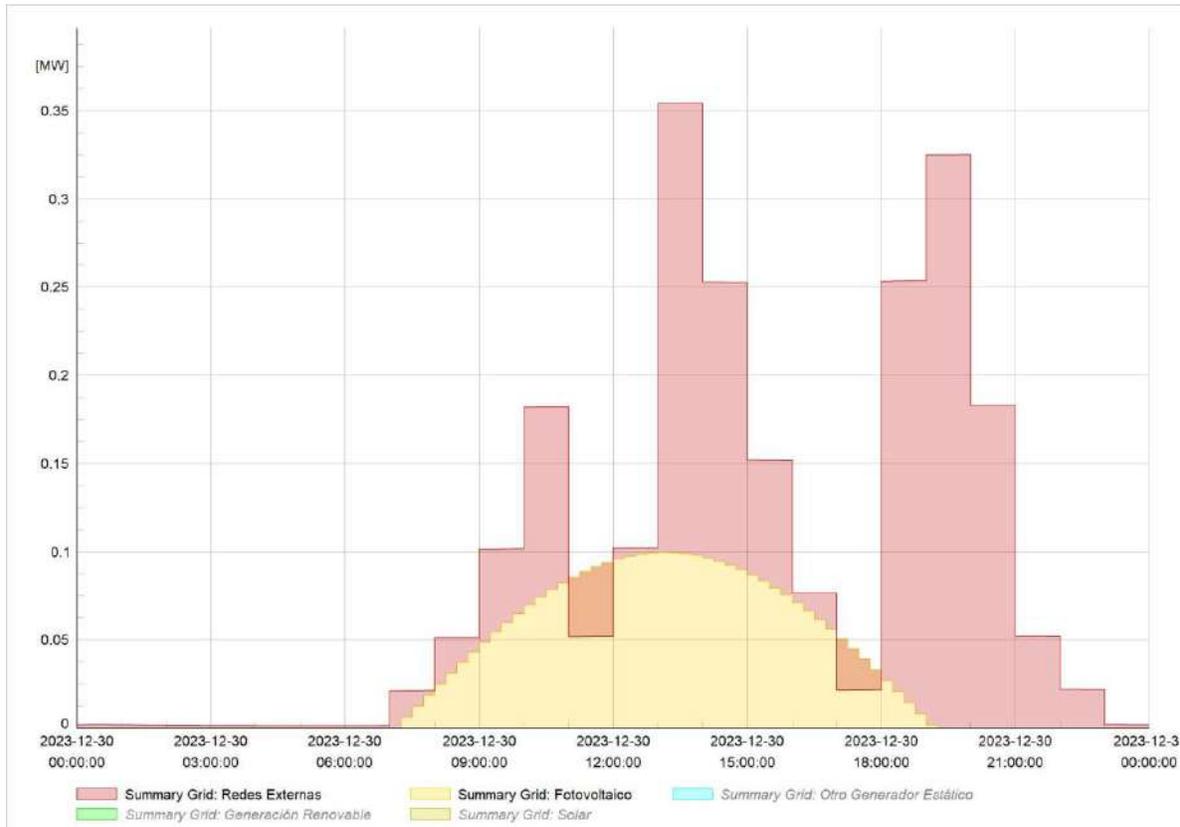
Nombre	Cargab. [%]	Barra	Potencia	Potencia	Factor	Corriente	
			Activa [MW]	Reactiva [Mvar]	Potencia [-]	[kA]	[p.u.]
Electrolinera		Barra 03	0.350	0.088	0.97	0.566	1.032
Grifo		Barra 02	0.002	0.001	0.80	0.004	1.025
Generador fotovoltaico	84.30	Barra 04	0.096	0.000	1.00	0.150	0.868
External Grid		Barra 01	0.258	0.094	0.94	0.015	0.002
Línea 1	42.15	Barra 02	0.256	0.088	0.95	0.422	0.422
		Barra 03	-0.254	-0.088	-0.95	0.422	0.422
Línea 2	15.04	Barra 03	-0.096	0.000	-1.00	0.150	0.150
		Barra 04	0.096	0.000	1.00	0.150	0.150
Transformador del Grifo	55.95	Barra 01	0.258	0.094	0.94	0.015	0.560
		Barra 02	-0.258	-0.089	-0.95	0.425	0.560

*Fuente. Elaboración propia*

En la Figura 4.32 se tiene el diagrama de potencias, donde la gráfica en color rojo representa el suministro de potencia de la red externa, mientras que la gráfica en color amarillo muestra el suministro del sistema fotovoltaico.

**Figura 4.32**

*Diagrama de potencias del modelo eléctrico de la electrolinera con generación distribuida, primer escenario*

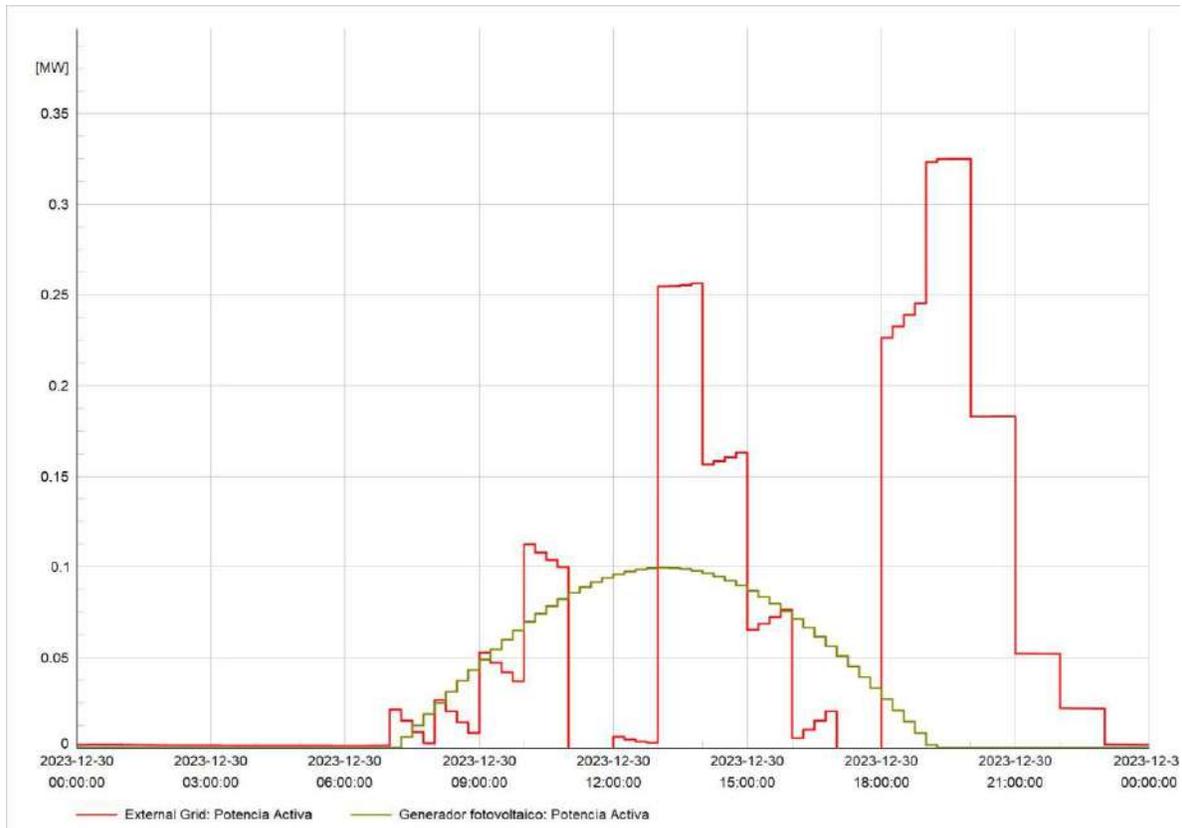


*Fuente. DIgSILENT Power Factory software, s.f.*

Mientras tanto, en la Figura 4.33 vemos que, durante las horas de aporte de energía solar, el consumo de energía convencional disminuye, el cual representa el 26.88 % del total de la demanda de 357.15 kW.

**Figura 4.33**

Diagrama de potencia consumida del modelo eléctrico de la electrolinera con generación distribuida, primer escenario

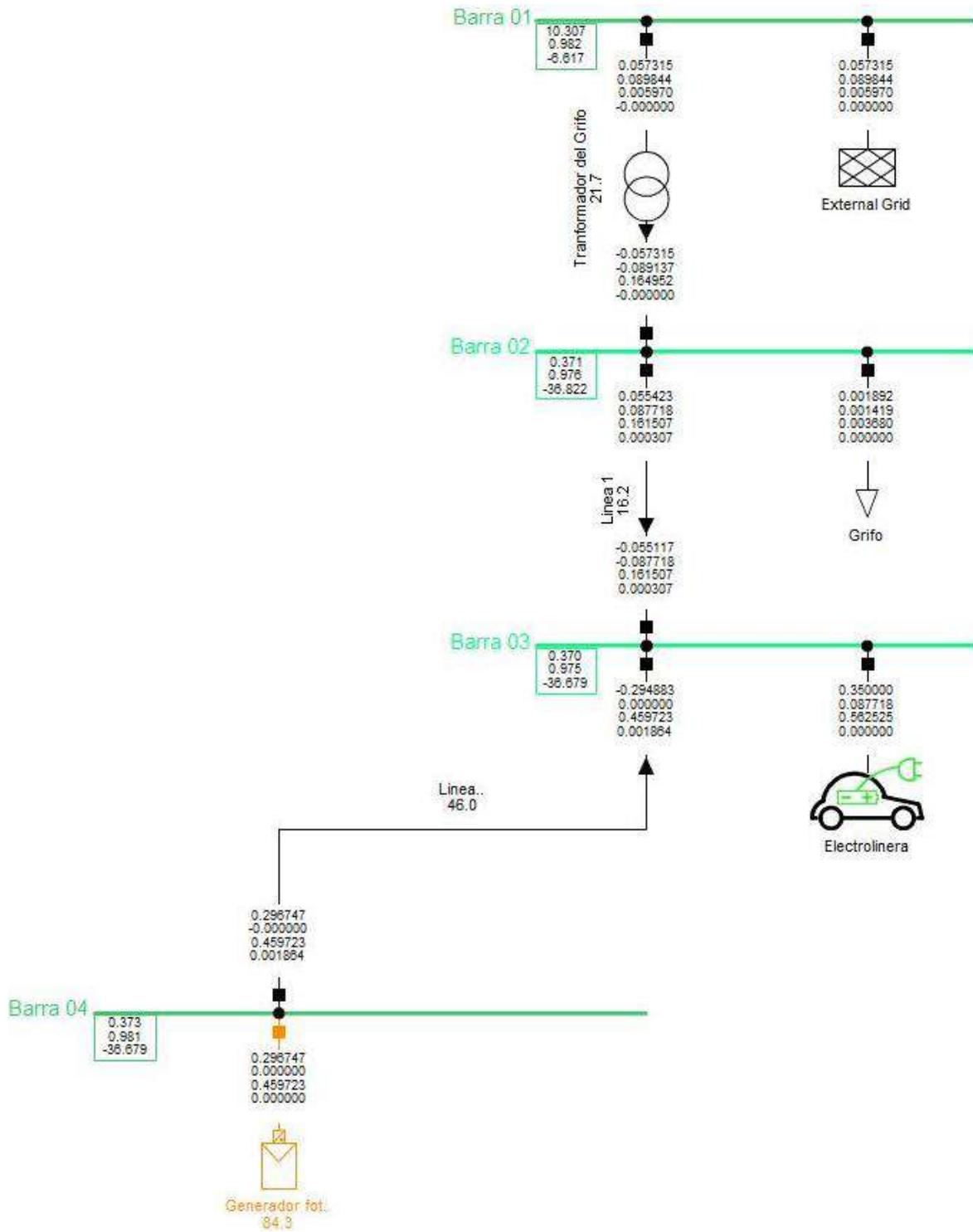


Fuente. DIGSILENT Power Factory software, s.f.

**2) Segundo Escenario: Suministro de Energía Solar Fotovoltaica al 50 % de la Demanda de la Electrolinera de 175 kW.** La simulación de este escenario se realizó buscando hacer más eficiente el modelo de la electrolinera propuesto, a través de la inyección de energía solar fotovoltaica al 50% de la demanda de la electrolinera de 175 kW, con un área de 820 m<sup>2</sup>, para lo que se consideró como límite el área total del Grifo Primax de 1605 m<sup>2</sup>.

**Figura 4.34**

*Flujo de potencia del modelo eléctrico de electrolinera con generación distribuida, segundo escenario*



Fuente. Elaboración propia

Después de simular el flujo de potencia, en la Figura 4.34 se observa que el T1 opera con un 21.7 % de cargabilidad, lo que representa una mejora del 34.3 % en comparación con el primer escenario. A partir de esto, en la Tabla 4.37 se muestran los resultados del cálculo de flujo de carga.

**Tabla 4.37**

*Resultados del flujo de potencia del modelo eléctrico de electrolinera con generación distribuida, segundo escenario*

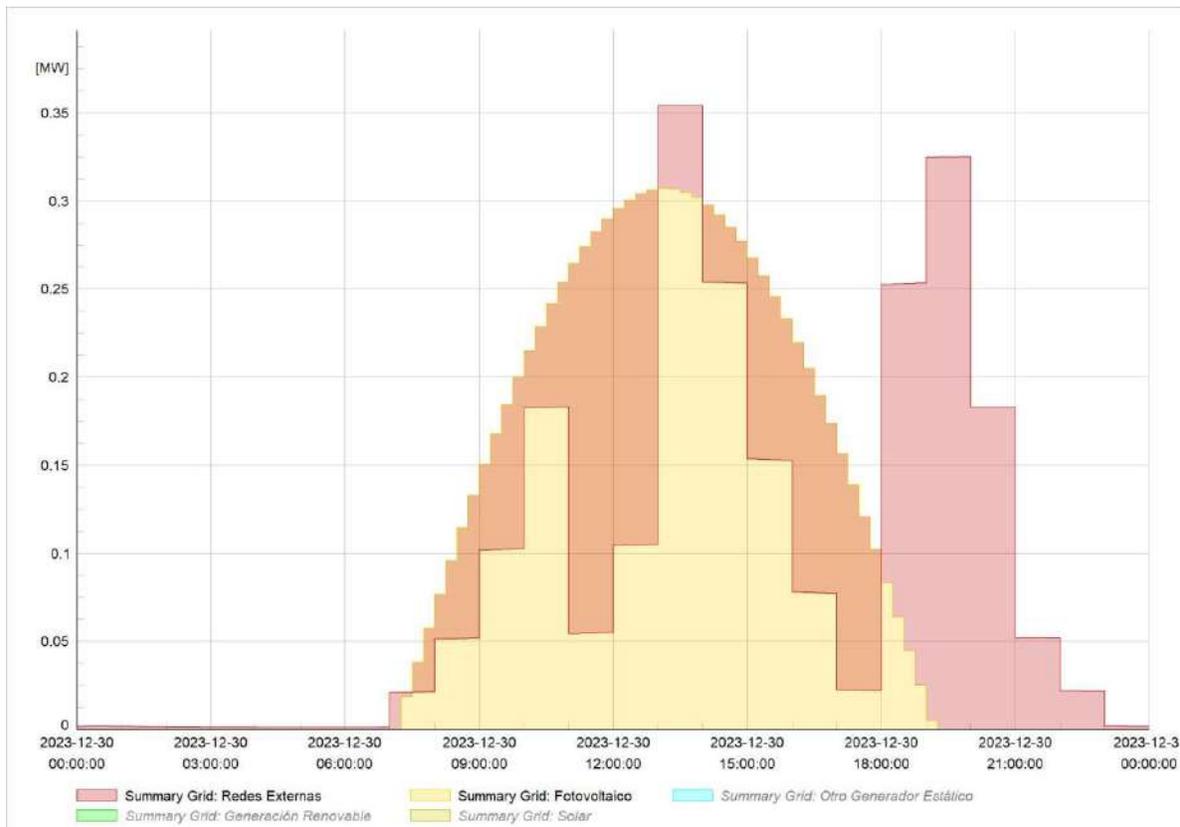
Nombre	Cargab. [%]	Barra	Potencia	Potencia	Factor	Corriente	
			Activa [MW]	Reactiva [Mvar]	Potencia [-]	[kA]	[p.u.]
Electrolinera		Barra 03	0.350	0.088	0.97	0.563	1.026
Grifo		Barra 02	0.002	0.001	0.80	0.004	1.024
Generador fotovoltaico	84.30	Barra 04	0.297	0.000	1.00	0.460	0.860
External Grid		Barra 01	0.057	0.090	0.54	0.006	0.001
Línea 1	16.15	Barra 02	0.055	0.088	0.53	0.162	0.162
		Barra 03	-0.055	-0.088	-0.53	0.162	0.162
Línea 2	45.97	Barra 03	-0.295	0.000	-1.00	0.460	0.460
		Barra 04	0.297	0.000	1.00	0.460	0.460
Transformador del Grifo	21.71	Barra 01	0.057	0.090	0.54	0.006	0.217
		Barra 02	-0.057	-0.089	-0.54	0.165	0.217

*Fuente. Elaboración propia*

De la misma forma, en la Figura 4.35 se puede observar el diagrama de potencias, donde la red externa está representada en color rojo y la generación distribuida en color amarillo.

**Figura 4.35**

*Diagrama de potencias del modelo eléctrico de electrolinera con generación distribuida, segundo escenario*

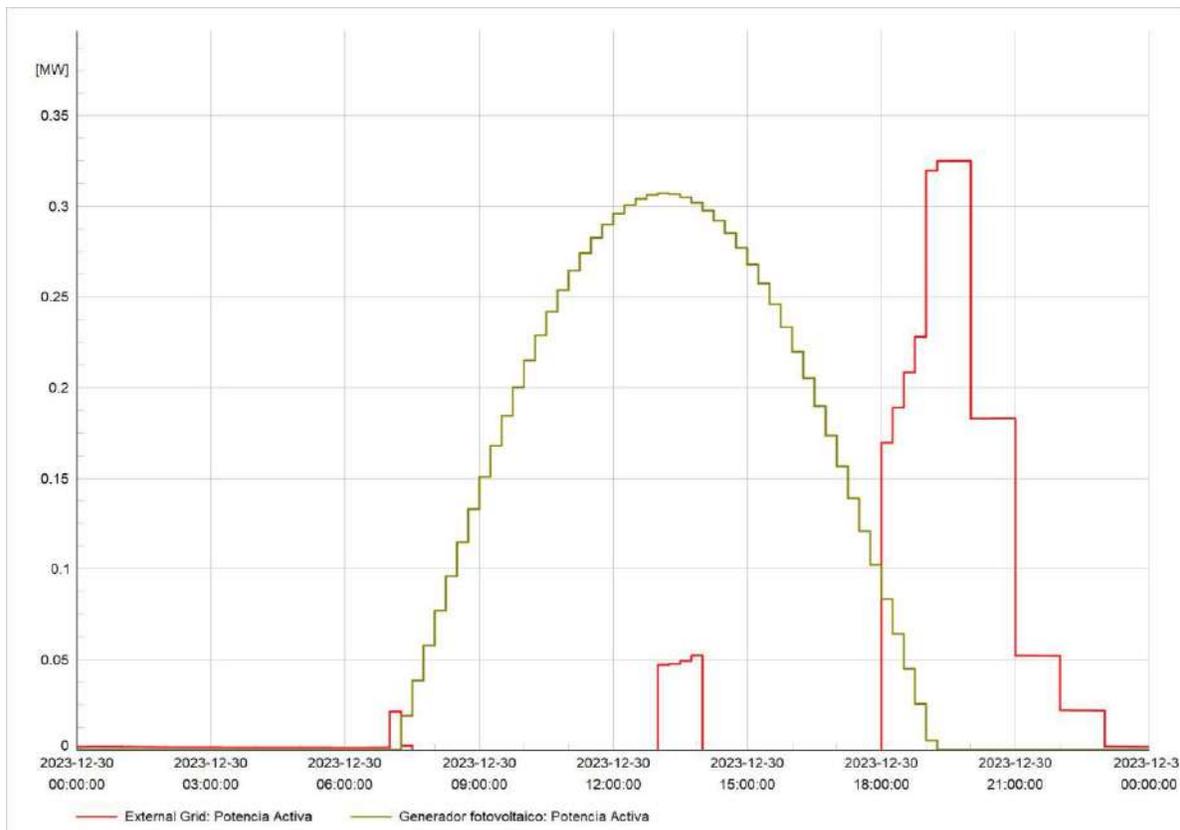


*Fuente. DlgSILENT Power Factory software, s.f.*

Además, en la Figura 4.36 podemos ver que, cuando se inyecta una mayor cantidad de energía solar fotovoltaica al sistema interconectado propuesto, el consumo de energía de la red externa disminuye significativamente, alcanzando una reducción del 83.16 % en comparación con el total de la demanda de 357.15 kW.

**Figura 4.36**

Diagrama de potencia consumida del modelo eléctrico de electrolinera con generación distribuida, segundo escenario



Fuente. DIGSILENT Power Factory software, s.f.

Después de haber realizado las simulaciones del modelo eléctrico de la electrolinera con y sin generación distribuida, en la Tabla 4.38 se muestra el resumen de los resultados del cálculo del flujo de potencia, donde podemos ver que los parámetros eléctricos como la tensión en las barras, las máximas potencias generadas, la cargabilidad del transformador, así como la cargabilidad y pérdidas de potencia en las líneas, varían para cada escenario planteado.

**Tabla 4.38**

*Resumen de los resultados de la simulación del flujo de potencia con y sin generación distribuida*

Nombre	Descripción	Unidad	Sin generación distribuida	Con generación distribuida	
				E1	E2
Barra 01	Tensión Línea-Línea, Magnitud	kV	10.306663	10.306663	10.306663
	Tensión, Magnitud	p.u.	0.981587	0.981587	0.981587
	Tensión, Ángulo	deg	-6.616769	-6.616769	-6.616769
External Grid	Potencia Activa	MW	0.355676	0.258074	0.057315
	Potencia Reactiva	Mvar	0.097603	0.093831	0.089844
	Corriente, Magnitud	kA	0.020661	0.015382	0.005970
Transformador del Grifo	Potencia Activa	MW	0.355676	0.258074	0.057315
	Potencia Reactiva	Mvar	0.097603	0.093831	0.089844
	Corriente, Magnitud	kA	0.020661	0.015382	0.005970
	Cargabilidad	%	75.1	56	21.7
Barra 02	Tensión Línea-Línea, Magnitud	kV	0.370828	0.370872	0.370919
	Tensión, Magnitud	p.u.	0.975863	0.975979	0.976102
	Tensión, Ángulo	deg	-37.893347	-37.542891	-36.822414
Grifo	Potencia Activa	MW	0.001892	0.001892	0.001892
	Potencia Reactiva	Mvar	0.001419	0.001419	0.001419
	Corriente, Magnitud	kA	0.003681	0.003681	0.003680
Línea 1	Potencia Activa	MW	0.353785	0.256183	0.055423
	Potencia Reactiva	Mvar	0.087713	0.087717	0.087718
	Corriente, Magnitud	kA	0.567492	0.421539	0.161507
	Pérdidas (total)	MW	0.003787	0.002090	0.000307

Nombre	Descripción	Unidad	Sin generación distribuida	Con generación distribuida	
				E1	E2
	Cargabilidad	%	56.7	42.2	16.2
Barra 03	Tensión Línea-Línea, Magnitud	kV	0.367089	0.368165	0.370334
	Tensión, Magnitud	p.u.	0.966025	0.968856	0.974563
	Tensión, Ángulo	deg	-37.748627	-37.398605	-36.678989
Electrolinera	Potencia Activa	MW	0.350000	0.350000	0.350000
	Potencia Reactiva	Mvar	0.087718	0.087718	0.087718
	Corriente, Magnitud	kA	0.567497	0.565839	0.562525
Línea 2	Potencia Activa	MW	-	-0.095906	-0.294883
	Corriente, Magnitud	kA	-	0.150398	0.459723
	Pérdidas (total)	MW	-	0.000200	0.001864
	Cargabilidad	%	-	15	46
Barra 04	Tensión Línea-Línea, Magnitud	kV	-	0.368931	0.372675
	Tensión, Magnitud	p.u.	-	0.970872	0.980724
	Tensión, Ángulo	deg	-	-37.398605	-37.678989
Generador fotovoltaico	Potencia Activa	MW	-	0.096106	0.296747
	Corriente, Magnitud	kA	-	0.150398	0.459723
	Cargabilidad	%	-	84.3	84.3

Fuente. Elaboración propia.

En síntesis, con la implementación de la generación distribuida solar fotovoltaica como una forma de asistir a la red convencional en el suministro de energía eléctrica a la electrolinera y a las cargas del Grifo Primax, se obtienen impactos técnicos como la optimización de la cargabilidad y la mitigación de las pérdidas en el transformador. Así como también, se mejora la cargabilidad y se mitigan las pérdidas en las líneas que alimentan a las cargas estudiadas.

#### 4.4. Análisis Económico

El resumen del metrado y presupuesto de la electrolinera con el sistema de alimentación híbrida solar red se muestra en la Tabla 4.39.

**Tabla 4.39**

*Presupuesto total*

Descripción	Total
Instalaciones eléctricas en media tensión 500kVA	S/ 543,989.51
Sistema fotovoltaico	S/ 303,107.47
Electrolinera	S/ 110,701.00
Costo directo	S/ 957,797.98
Gastos generales 10 %	S/ 95,779.80
Utilidad 10 %	S/ 95,779.80
Sub total	S/ 1,149,357.58
IGV 18%	S/ 206,884.36
<b>Presupuesto total</b>	<b>S/ 1,356,241.94</b>

*Fuente. Elaboración propia*

Por otra parte, para realizar la evaluación económica de la propuesta de generación distribuida solar fotovoltaica, fue necesario determinar el consumo anual del usuario, representado por la electrolinera. Por tanto, según la Tabla 4.30, la energía solar entregada al usuario representa 191705 kWh y la energía inyectada en la red 16323 kWh.

En consecuencia, de acuerdo con el pliego tarifario de la zona, se determina el ahorro monetario por concepto de energía facturada. Por ello, se considera un recargo del 5 % a la energía puesto que el consumo de la electrolinera es un servicio agregado.

$$E_{al1.05\%} = (208028 \text{ kW.h})(1.05) \quad (28)$$

$$E_{al1.05\%} = 218429.4 \text{ kW.h}$$

$$MA = E_{al1.05\%} \left( CE \frac{\text{Soles}}{\text{kW.h}} \right) \quad (29)$$

$$MA = (218429.4 \text{ kW.h}) \left( 0.75 \frac{\text{Soles}}{\text{kW.h}} \right)$$

$$MA = 163,822.05 \text{ soles}$$

Donde,  $E_{al1.05\%}$  es el recargo del 5 % a la energía (kW.h), MA es el monto anual (soles) y CE el cargo por energía (soles/kW).

El análisis del estudio financiero nos permitirá determinar la rentabilidad del proyecto. En tal sentido, se aplicarán diversos métodos de evaluación, tales como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Factor de Recuperación de Capital (FRC), la relación Beneficio/Costo (B/C) y el Período de Retorno de la Inversión (PR).

Dicho lo anterior, para determinar el flujo financiero neto del proyecto, se utiliza una tasa pasiva referencial anual del 7,99 % y un plazo de 20 años, considerando que el tiempo de vida útil de una instalación fotovoltaica es de aproximadamente 25 años, teniendo en cuenta el 20 % de margen. Los resultados obtenidos del cálculo del flujo de caja financiero se muestran en la Tabla 4.40.

**Tabla 4.40**

*Flujo de caja financiero*

<b>Ítem</b>	<b>Detalle</b>	<b>Total</b>
TASA	Tasa Pasiva Referencial	7.99 %
VNA	Valor Neto Actual	S/ 1,609,626.67
VAN	Valor Actual Neto	S/ 253,384.73
TIR	Tasa Interna de Retorno	10.41 %
PR	Período de Retorno de la Inversión	14.09

*Fuente. Elaboración propia*

#### **4.5. Resultados Respecto al Objetivo General**

La propuesta de asistir la red convencional con un sistema de generación distribuida del tipo solar fotovoltaica se abordó con el fin de hacer eficiente el suministro eléctrico a la carga representada por la electrolinera, que se plantea instalar en el establecimiento del Grifo Primax. Considerando que las empresas de este sector tienen suficiente poder adquisitivo, así como el expertis en la operación y mantenimiento, lo que permitiría una condición habilitante al impulso en la implementación de electrolineras o infraestructuras de carga para vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco, además de asegurar la visibilidad comercial y el acceso vehicular a cualquier hora del día.

Partiendo del pronóstico de ventas con Auto ARIMA en el software estadístico R, utilizando el modelo ARIMA (1,1,0), se estimó que para 2030 habrá un total de 414 vehículos electrificados, de categoría (livianos, buses y camiones) y tecnología (BEV, PHEV y HEV), en el departamento de Cusco. Por lo tanto, haciendo uso de la teoría de colas a razón de prevenir el sobredimensionamiento de las electrolineras, se determinó que, para satisfacer la

demanda de 414 vehículos electrificados en 2030, se requiere un total de 12 conectores. Esto implica la instalación de una electrolinera con 6 postes de carga, cada uno con 2 conectores, distribuidos como los dispensadores de combustible en una estación convencional. Para este estudio, debido a las limitaciones de espacio en el Grifo Primax, se propone instalar un solo poste de carga con dos conectores. Además, dado que no todos los vehículos circularán dentro de la ciudad de Cusco, se recomienda ubicar los 5 postes de carga restantes en otros establecimientos con características similares al Grifo Primax, según un estudio previo del tráfico vehicular en el departamento de Cusco. Dicho lo anterior, a través del análisis de artículos científicos, se identificó la electrolinera más confiable y eficiente disponible en el mercado, utilizando una metodología planteada por los autores para definir la arquitectura óptima del convertidor de potencia, capaz de alcanzar una potencia de 350 kW. Con la potencia nominal del convertidor definida y en base a las fichas técnicas de los fabricantes, se seleccionó la electrolinera Terra High Power - GEN III por tener las mejores prestaciones técnicas. Esta electrolinera emplea tecnología de carga compartida Dynamic DC, lo que permite cargar un vehículo hasta 350 kW en cualquiera de sus dos conectores CHAdeMO y CCS2, o cargar dos vehículos simultáneamente con 175 kW en cada conector. A partir de los valores definidos de la potencia de salida de la electrolinera y la demanda de energía del Grifo Primax, la demanda máxima total del sistema es de 357.15 kW.

Por otra parte, para evaluar las posibles contribuciones de la generación distribuida solar fotovoltaica a la electrolinera, se realizó el diseño y la simulación utilizando el software PVSyst, considerando dos escenarios. En el primer escenario, denominado generación de energía solar fotovoltaica aprovechando el área disponible en el grifo de 553 m<sup>2</sup>, la producción de energía fue de 208028 kWh/año. En el segundo escenario, denominado suministro de energía solar fotovoltaica al 50 % de la demanda de la electrolinera de 175 kW, la producción de energía alcanzó los 367930 kWh/año.

Finalmente, a razón de evaluar la operación óptima de la interconexión y las condiciones eléctricas de asistir la red convencional con generación distribuida solar fotovoltaica, se realizó la simulación del modelo eléctrico de la electrolinera, con y sin generación distribuida, utilizando el software Power Factory DigSILENT. Los resultados de la simulación del flujo de potencia sin generación distribuida muestran que el transformador de utilización del Grifo Primax, que se propone instalar, opera en condiciones normales de

servicio con una cargabilidad del 75.1 %. Por otra parte, buscando un modelo eléctrico más eficiente para la electrolinera, se incorporó la tecnología de generación distribuida solar fotovoltaica, simulando dos escenarios. El primero, denominado generación de energía solar fotovoltaica aprovechando el área disponible en el grifo de 553 m<sup>2</sup>, demuestra que el transformador opera con una cargabilidad del 56 %, logrando una optimización proporcional del 19.1 % respecto al caso sin generación distribuida, que representa una reducción del consumo de energía de la red externa en un 26.88 % del total de la demanda eléctrica. El segundo escenario, denominado suministro de energía solar fotovoltaica al 50 % de la demanda de la electrolinera de 175 kW, demuestra que el transformador opera con una cargabilidad del 21.7 %, logrando una mejora del 34.3 % respecto al primer escenario, lo que implica una disminución del 83.16 % en el consumo de la red externa en comparación con el total de la demanda.

## CAPÍTULO V

### 5. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Los resultados que hemos obtenido respecto a la hipótesis general coinciden con lo que encontraron Ramos y Gonzales (2021) en su estudio sobre el diseño de una estación de carga solar para vehículos eléctricos en centros comerciales, puesto que se cubriría más del 50 % del consumo de energía en la recarga de vehículos eléctricos durante las horas en las que se cuenta con el recurso solar. Sin embargo, no concuerda con el estudio realizado por Trejos y Bejarano (2022) sobre el diseño de un sistema de suministro de energía eléctrica solar fotovoltaica para una línea de electrolinerías que conecte dos regiones del país, dado que el sistema fotovoltaico diseñado fue para proveer el 100 % de la demanda energética de la electrolinería durante las horas solar pico. Por lo tanto, al comparar estas evidencias, los resultados varían porque la implementación de las electrolinerías con sistema de generación solar se realiza en relación con la demanda y al área disponible para instalar los módulos fotovoltaicos. Por esta razón, el área disponible en zonas urbanas, como grifos y centros comerciales, es muy limitada, lo que hace que el aporte de la generación solar sea óptimo al 50% de la demanda. Por otra parte, en zonas rurales, como los grifos que se encuentran en las inmediaciones de las carreteras, se dispone de áreas extensas para instalar una gran cantidad de módulos, lo que permite cubrir hasta el 100 % de la demanda y tener menor dependencia de la red convencional.

Respecto a la primera hipótesis específica, los criterios utilizados para seleccionar una estación de carga dependen de la demanda eléctrica asociada a cada tipo de carga. Por ejemplo, en el estudio realizado por Vargas et al. (2024), se analizó la demanda eléctrica utilizando datos de empresas de radio taxis, estableciendo curvas de carga para las baterías de vehículos destinados al transporte público periurbano. Este enfoque difiere de los criterios considerados en este estudio, en el cual se propone una metodología para definir la arquitectura del convertidor de potencia de una estación carga rápida, permitiendo seleccionar el convertidor más eficiente según el nivel de carga requerido.

Asimismo, los resultados obtenidos respecto a la segunda hipótesis específica coinciden con los de Quinto (2023) sobre el diseño de una estación de carga para vehículos eléctricos con fuente híbrida en la ciudad de Puno, donde se planteó buscar un equilibrio entre la cantidad

de módulos y el espacio donde son instalados. En ese contexto, se determinó que fuese el 50 % el aporte de energía fotovoltaica. Sin embargo, no coincide con los resultados obtenidos por los autores Vargas et al. (2024) sobre estación de carga híbrida (solar - red) para vehículos eléctricos de transporte periurbano, donde la generación fotovoltaica, determinada mediante cálculos analíticos y computacionales, permite un 16 % de aporte durante el solsticio de invierno y 19 % durante el solsticio de verano. Estos resultados confirman que la energía producida por el sistema fotovoltaico depende del nivel de irradiancia de cada lugar y de las distintas temporadas del año.

Además, los resultados encontrados respecto a la tercera hipótesis específica no coinciden con los obtenidos por Ramos y Gonzales (2021), quienes concluyeron que la implementación de electrolineras con fuente de alimentación híbrida es favorable y factible, con un aporte del 50% de energía solar y el resto cubierto por la red convencional. Sin embargo, para el presente estudio, las simulaciones realizadas para distintos grados de inyección de energía solar demuestran que la electrolinera opera de manera óptima con un aporte del 83.16 % de energía solar. Esta diferencia se debe a las características técnicas de los cargadores seleccionados, ya que el planteamiento de los autores considera 8 cargadores con una capacidad de carga de 11 kW cada uno, mientras que en este estudio se opta por un solo cargador con una capacidad total de 350 kW.

Finalmente, los resultados obtenidos de un primer indicador de la evaluación económica del presente estudio muestran un período de retorno de la inversión de 14 años, lo cual difiere de los encontrados por Ramos y Gonzales (2021), donde el tiempo de retorno de la inversión fue de aproximadamente 8 años. De manera similar, en el estudio realizado por los autores Vargas et al. (2024), se estableció que el retorno se alcanzaría en 8 años. Esta diferencia se debe a que, en este estudio, se propone la instalación de un nuevo transformador de 500 kVA para el sistema de utilización del Grifo Primax, lo que incrementa el presupuesto total del proyecto.

## CONCLUSIONES

En la investigación realizada, los resultados obtenidos del uso de métodos analíticos y computacionales, desde un punto de vista técnico, demuestran que el modelo eléctrico de la electrolinera, con un sistema de alimentación híbrida solar-red, opera de manera óptima cuando el dimensionamiento del sistema de generación distribuida del tipo solar fotovoltaico tiene un porcentaje de participación del 83.16 % de la demanda total del sistema de 357.15 kW, durante las horas de mayor irradiación solar; además, es necesario la operación en paralelo con la red convencional en caso de necesidad de energía durante la recarga del vehículo eléctrico, lo que permite optimizar la cargabilidad del transformador en un 53.4 % en comparación con el escenario que no considera la generación solar, garantizando de esta manera la operación eficiente y segura del modelo eléctrico propuesto.

- 1) Mediante la aplicación de una metodología para definir la arquitectura del convertidor de potencia de una electrolinera con la máxima eficiencia en cada nivel de carga, se ha logrado identificar la electrolinera en función de la potencia de salida del convertidor de potencia, capaz de cargar un vehículo hasta 350 kW o dos vehículos simultáneamente hasta 175 kW. La adopción de este método de carga sería fundamental para fomentar la movilidad eléctrica en la ciudad de Cusco, reduciendo los tiempos de carga y la ansiedad de autonomía de los usuarios.
- 2) Los resultados del diseño y simulación de la generación distribuida del tipo solar fotovoltaica muestran que la producción de energía depende del área disponible para la instalación de los módulos y de la potencia requerida, por lo que es necesario buscar un equilibrio entre estos valores. En el primer escenario, la potencia fotovoltaica nominal es de 114 kWp, correspondiente al 33 % de la demanda máxima de la electrolinera, con una producción anual de 208028 kWh. En el segundo escenario, la potencia fotovoltaica nominal es de 176 kWp, equivalente al 50 % de la demanda máxima de la electrolinera, con una producción anual de 367930 kWh. Por lo tanto, se determinó que el escenario más óptimo es cuando la producción de energía solar cubre el 50 % de la demanda máxima de la electrolinera.
- 3) El modelado y la simulación del sistema eléctrico de la electrolinera, con alimentación híbrida solar-red, permitieron evaluar el comportamiento de los parámetros eléctricos con y sin generación distribuida. En este contexto, la cargabilidad del transformador de la

instalación, sin generación distribuida, es del 75.1 %. Con la incorporación de generación distribuida, en el primer escenario o caso realista, la cargabilidad se reduce al 56 %, y en el segundo escenario o caso optimista, se reduce en mayor proporción al 21.7 %. Estos resultados reflejan una mejora significativa en los parámetros de cargabilidad del transformador y del conductor distribuidor, además de un mayor aprovechamiento de la potencia circulante durante las horas de mayor irradiación solar.

- 4) El uso de energía solar puede reducir el costo de operación de la electrolinera, lo que conlleva al ahorro del pago por servicio de carga del vehículo eléctrico. Ya que, de acuerdo con los cálculos del flujo de caja financiero, la propuesta resulta económicamente viable, además el periodo de retorno de la inversión estimado es de 14 años.

## RECOMENDACIONES

Se recomienda la intervención del gobierno y las autoridades competentes para facilitar la implementación del modelo de carga propuesto a través de medidas económicas, como subvenciones, reducción de impuestos y financiamiento de inversiones, así como la emisión de normas, regulaciones y procedimientos que promuevan la carga de vehículos eléctricos proveniente de energías renovables, como parte de una estrategia energética amigable con el medio ambiente.

- 1) Para fomentar la adopción generalizada de vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco, se recomienda la implementación de electrolineras que ofrezcan opciones de carga con distintos rangos de potencia, cómodas y rápidas, capaces de competir con la experiencia de abastecimiento de combustible de los vehículos tradicionales con motor de combustión interna.
- 2) Se recomienda fomentar el uso de generación distribuida del tipo solar fotovoltaica para el suministro de las electrolineras, debido a que tiene un papel importante en la optimización energética en los sistemas de carga rápida.
- 3) Es recomendable la utilización de esta tecnología de recarga con fuente de alimentación híbrida en la ciudad de Cusco, debido a que la recarga rápida de vehículos eléctricos, requiere de una alta demanda de energía, con lo que se podría contrarrestarse, las posibles sobrecargas en las redes convencionales.

## BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (2023). *Estaciones de carga rápida de CC multiestándar*. Obtenido de ABB: [https://new.abb.com/ev-charging/es/dc-\(y-ac\)-cargadores-rapidos](https://new.abb.com/ev-charging/es/dc-(y-ac)-cargadores-rapidos)
- ABB. (s.f.). *Infraestructura de Recarga de Vehículo Eléctrico Terra High Power - GEN III*. Obtenido de ABB: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107992A2226&LanguageCode=es&DocumentPartId=&Action=Launch>
- ABB. (s.f.). *Manual de instalación Terra HP Generation 3 UL 350 kW Static DC system*. Obtenido de ABB: <https://library.e.abb.com/public/95ec15e150f9425dbd5ccf9557254841/9AKK107992A6490-ES%20V005%20Terra%20HP%20Gen%203%20IM%20UL%20-%20350kW%20static%20DC%20system.pdf?x-sign=yGCFcPkRZEgajs93sY3BsT0mA2DwpZM+IWxdNjfOFUADoHEQUhYMnEvwV/2ycRAd>
- Alvarez Jara, R. W., Loloy Polo, N. R., Sotomayor Berrio, R. L., & Vivanco Zacarías, E. M. (2022). *Despliegue de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos particulares en la ciudad de Lima*.
- Álvarez-Risco, A. (2020). *Clasificación de las investigaciones*.
- Arias, F. G. (2012). *El proyecto de investigación. Introducción a la metodología científica*. 6ta. Fidas G. Arias Odón.
- Asociación Automotriz del Perú [AAP]. (s.f.). *Cargadores rápidos y lentos de vehículos electrificados*. Obtenido de Asociación Automotriz del Perú: <https://aap.org.pe/electrolineras-en-el-peru/>
- BESEN. (2024). *¿Qué son los tipos de conectores de carga para vehículos eléctricos?* Obtenido de BESEN INTERNATIONAL GROUP CO., LTD.: <https://www.besen-group.com/es/ev-charging-connector-types/>
- Carbonell, M. (2 de Febrero de 2023). *Tipos de conectores para recarga del coche eléctrico*. Obtenido de HOGARSENSE: <https://www.hogarsense.es/energia-solar/tipos-conectores-recarga-coche-electrico>

- Catalá, J. T. (2019). *Todo lo que debes saber sobre el coche eléctrico*. Universidad de València.
- Díaz, T., & Carmona, G. (2010). Instalaciones solares fotovoltaicas. *GM McGraw Hill Interamericana de España*, SL, 8.
- DIgSILENT. (s.f.). *POWER SYSTEM SOLUTIONS*. Obtenido de DIgSILENT: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- Electromovilidad. (s.f.). Modos de recarga del vehículo eléctrico. Obtenido de Electromovilidad. Movilidad eléctrica. Transporte sostenible.: <https://electromovilidad.wordpress.com/modos-de-recarga-del-vehiculo-electrico/>
- Energy Information Administration (2017). Modeling Distributed Generation in the Buildings Sectors. Recuperado de <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/2017/buildings/pdf/moddistribg.pdf>
- EVBBC. (21 de Setiembre de 2023). *Comprensión de la carga de vehículos eléctricos: rápida versus lenta, CA versus CC, Modo 1 versus Modo 2 versus Modo 3 versus Modo 4, y Nivel 1 versus Nivel 2 versus Nivel 3*. Obtenido de EVBBC: [https://www.evbbc.com/es\\_mx/comprencion-de-la-carga-de-vehiculos-electricos-rapida-frente-a-lenta-ca-frente-a-cc-modo-1-frente-a-modo-2-frente-a-modo-3-frente-a-modo-4-y-nivel-1-frente-a-nivel-2-frente-a-nivel-3/](https://www.evbbc.com/es_mx/comprencion-de-la-carga-de-vehiculos-electricos-rapida-frente-a-lenta-ca-frente-a-cc-modo-1-frente-a-modo-2-frente-a-modo-3-frente-a-modo-4-y-nivel-1-frente-a-nivel-2-frente-a-nivel-3/)
- Fernández, R., Hernández, C., & Baptista, P. (2007). Fundamentos de metodología de la investigación. *Editorial MC Graw-Hill Interamericana, México*, 100-354.
- Gischler, C. y Janson, N. (2011). Perspectivas sobre la generación distribuida mediante energías renovables en América Latina y El Caribe: análisis de estudios de caso para Jamaica, Barbados, México y Chile. Recuperado de <https://publications.iadb.org/es/publicacion/16086/perspectivas-sobre-la-generacion-distribuida-mediante-energias-renovables-en>
- Hanke, John E. y Wichern, Dean W. (2010). *Pronósticos en los Negocios*. 9a. edición. Pearson Educación, México.
- Hutchinson, L. (27 de octubre de 2013). Reseña: El Model S totalmente eléctrico de Tesla Motors es rápido, pero ¿es un buen automóvil? Obtenido de ars TECHNICA: <https://arstechnica.com/features/2013/10/review-tesla-model-s/3/>

- Ilahi, T., Izhar, T., Zahid, M., Rasool, A., Tsamaase, K., Zahid, T. y Khan, EM (2024). Análisis de diseño de infraestructura de carga inteligente de nivel 4 de alta potencia utilizando dispositivos de energía de próxima generación para vehículos eléctricos y vehículos eléctricos de servicio pesado. *World Electric Vehicle Journal* , 15 (2), 66. <https://doi.org/10.3390/wevj15020066>
- Lamedica, R., Ruvio, A., Falessi, P., Maccioni, M., Sammartino, E. y Palumbo, M. (2023). Arquitectura de la unidad de potencia en un sistema de carga de alta potencia para vehículos eléctricos. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 149, 109052, ISSN 0142-0615. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2023.109052>
- Lascano, J. S., Saraguro, R., Quinatoa, C., Tapia, J., & Chiza, L. (2023). Estimación de la Demanda de una Estación de Carga para Vehículos Eléctricos Mediante la Aplicación de Métodos Probabilísticos. *Revista Técnica energía*, 20(1), 52-64.
- Lengua, C. (22 de Abril de 2021). *Electromovilidad: ¿Está preparado el Perú para masificar las estaciones de recarga de vehículos eléctricos?* Obtenido de El Comercio: <https://elcomercio.pe/economia/peru/electromovilidad-esta-preparado-peru-para-masificar-las-estaciones-de-recarga-de-vehiculos-electricos-ncze-noticia/?ref=ecr>
- Lozada, J. (2014). Investigación aplicada: Definición, propiedad intelectual e industria. *CienciAmérica: Revista de divulgación científica de la Universidad Tecnológica Indoamérica*, 3(1), 47-50.
- Luis López, P. (2004). Población, muestra y muestreo. *Punto Cero*, 9(8), 69-74.
- Mera Maldonado, L. A. (2020). *Análisis técnico para la implementación de estaciones de carga rápida para vehículos eléctricos en la provincia de Galápagos* (Bachelor's thesis, Quito, 2020.).
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (21 de agosto de 2020). Decreto Supremo DS N.º 022-2020-EM. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1258467/DS%20N%C2%B0%2022-2020-EM.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (28 de agosto de 2019). *Resolución Ministerial N.º 250-2019-MINEM/DM*. Obtenido de Ministerio de Energía y Minas:

[https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/356794/RM\\_N\\_\\_250-2019-MINEM-DM.pdf?v=1567039179](https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/356794/RM_N__250-2019-MINEM-DM.pdf?v=1567039179)

Ministerio de Transportes y Comunicaciones [MTC]. (7 de diciembre de 2018). *Decreto Supremo N.º 019-2018-MTC*. Obtenido de Ministerio de Transportes y Comunicaciones: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5533260/308446-decreto-supremo-n-019-2018-mtc.pdf?v=1702187092>

Ormazabal. (2024). *Electrolinera: ¿Cómo funciona la carga rápida para vehículos?* Obtenido de Ormazabal Velatia: <https://www.ormazabal.com/como-funciona-una-electrolinera-de-carga-rapida-para-vehiculos-electricos/>

Plan Nacional de Electromovilidad (2021). Estudio elaborado para la Asociación Automotriz del Perú. [https://aap.org.pe/descarga/electromovilidad/AAP\\_Plan\\_Nacional\\_de\\_Electromovilidad-completo.pdf](https://aap.org.pe/descarga/electromovilidad/AAP_Plan_Nacional_de_Electromovilidad-completo.pdf)

PVsyst photovoltaic software. (s.f.). *Un paquete completo para el estudio de sus sistemas fotovoltaicos*. Obtenido de PVsyst photovoltaic software: <https://www.pvsyst.com/>

Quinto Cutipa, C. A. (2023). *Diseño de una estación de carga para vehículos eléctricos con fuente híbrida en la ciudad de Puno*.

Ramón Guanga, C. L. (2021). Análisis y diseño de la instalación eléctrica de una estación de carga para vehículos eléctricos en la ciudad de Machala.

Ramos, C. A. P., & Gonzales, M. I. C. (2021). Diseño de una estación de carga solar para vehículos eléctricos en centros comerciales. *ENERLAC. Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe*, 5(2), 134-155.

Romero-Carrión, V. L., Ccasani-Allende, J., Rivadeneyra-Rivas, C. A., & Altamirano-Romero, J. C. G. (2023). Prospectivas del uso de vehículos con batería ion-litio y desarrollo sostenible en Sudamérica. *Revista Kawsaypacha: Sociedad y Medio Ambiente*, (11).

Santamaría, G., & Castejón, A. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editex.

Schmerler, Daniel; Velarde, José Carlos; Rodríguez, Abel y Solís, Ben (Editores) (2019). *Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*. Osinergmin. Lima-Perú.

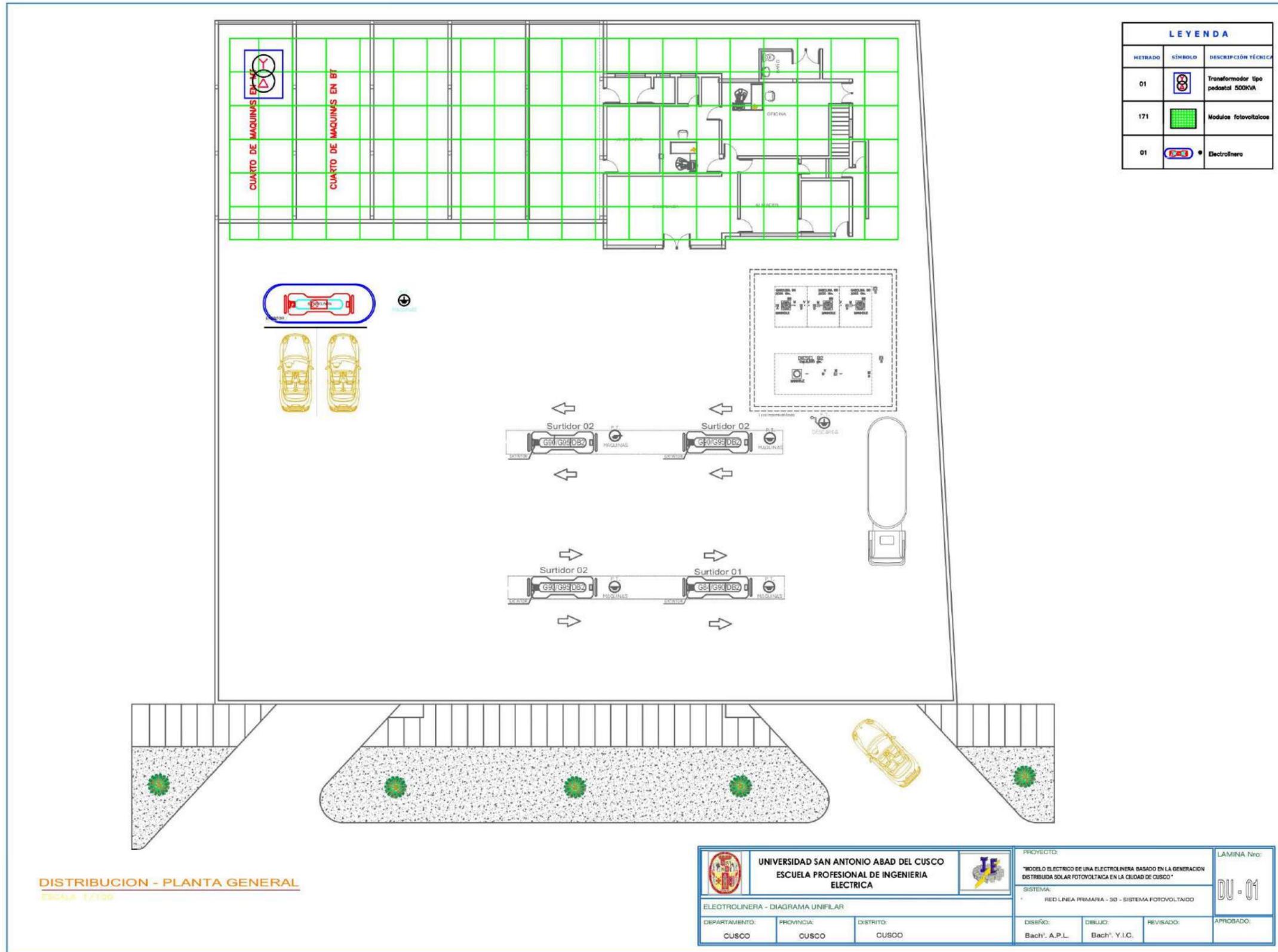
- Torrijos Ortega, S. (2022). Aplicación de la política industrial y tecnológica al sector de la automoción eléctrica en España.
- Trejos Vanegas, A. S., & Bejarano Díaz, A. A. (2022). *Diseño de un Sistema de Suministro de Energía Eléctrica Solar Fotovoltaica para una Línea de Electrolineras que Conecte dos Regiones del País* (Doctoral dissertation, Universidad Santo Tomás).
- Vargas-Fuentes, M. Á., Sempértegui-Tapia, D. F., & Orellana-Lafuente, R. (2024). Estación de carga híbrida (solar-red) para vehículos eléctricos de transporte periurbano. *Revista Investigación & Desarrollo*, 24(1), 57-68.
- Zentani, A., Almaktoof, A. y Kahn, MT (2024). Una revisión exhaustiva de los avances en la tecnología de carga rápida de vehículos eléctricos. *Applied Sciences*, 14 (11), 4728. <https://doi.org/10.3390/app14114728>
- ZonaECO by HYUNDAI. (18 de setiembre de 2024). kW y coches eléctricos: Todo lo que debes saber sobre su consumo y potencia eléctrica. Obtenido de ZonaECO by HYUNDAI: <https://www.hyundai.com/es/es/zonaeco/eco-drive/tecnologia/cuantos-kw-necesita-coche-electrico#:~:text=%C2%BFCu%C3%A1nta%20potencia%20de%20recarga%20necesito,que%20te%20da%20un%20wallbox>.

## ANEXOS

## Anexo 1. Matriz de Consistencia

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES	METODO	CONCLUSIONES
<b>Problema general</b>	<b>Objetivo general</b>	<b>Hipótesis general</b>	<b>Variable Independiente</b>	El estudio se situó metodológicamente en una investigación del tipo aplicada, con un nivel explicativo, diseño no experimental con un enfoque cuantitativo de corte transversal y retroactivo. La muestra fue del tipo no probabilística, que estuvo constituido por dos puntos de recarga rápida con modo de carga 4 y potencias de salida de 60 kW y 49 kW respectivamente. Se emplearon como instrumentos de recolección de datos la ficha de registro de datos y guía de observación, utilizando como técnicas para el procesamiento y análisis de datos, los métodos analíticos y computacionales, tales como el software estadístico R, PVsyst y DigSILENT Power Factory.	En la investigación realizada, los resultados obtenidos del uso de métodos analíticos y computacionales, desde un punto de vista técnico, demuestran que el modelo eléctrico de la electrolinera, con un sistema de alimentación híbrida solar-red, opera de manera óptima cuando el dimensionamiento del sistema de generación distribuida del tipo solar fotovoltaico tiene un porcentaje de participación del 83.16 % de la demanda total del sistema de 357.15 kW, durante las horas de mayor irradiación solar; además, es necesario la operación en paralelo con la red convencional en caso de necesidad de energía durante la recarga del vehículo eléctrico, lo que permite optimizar la cargabilidad del transformador en un 53.4 % en comparación con el escenario que no considera la generación solar, garantizando de esta manera la operación eficiente y segura del modelo eléctrico propuesto.
¿Cómo se podría suministrar energía eléctrica de manera eficiente a una electrolinera en la ciudad de Cusco?	Desarrollar un modelo eléctrico eficiente de una electrolinera basado en la generación distribuida solar fotovoltaica con operación óptima en la ciudad de Cusco.	A través del estudio y análisis de artículos científicos, así como el diseño del sistema de generación distribuida más eficiente utilizando métodos computacionales, es posible evaluar el porcentaje de participación de las fuentes de alimentación solar-red en el suministro de energía eléctrica a la electrolinera mediante la simulación del flujo de potencia, permitiendo optimizar la operación del modelo eléctrico propuesto.	Electrolinera  <b>Indicadores</b>  Demanda de energía de los vehículos eléctricos (kW)  Tiempo de carga (h, min)		
<b>Problemas específicos</b>	<b>Objetivos específicos</b>	<b>Hipótesis específicas</b>	<b>Variable Dependiente</b>		
a) ¿Qué tipo de electrolinera es el adecuado para la demanda de vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco?	a) Identificar la electrolinera más eficiente para la demanda de vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco.	a) Del estudio, análisis y evaluación de artículos científicos de diferentes autores, así como de las especificaciones técnicas de las electrolineras disponibles en el mercado, es posible seleccionar la electrolinera más eficiente en función de las necesidades tecnológicas específicas de la demanda de vehículos eléctricos en la ciudad de Cusco.	Generación distribuida solar fotovoltaica  <b>Indicadores</b>  Capacidad de generación (kW)		1) Mediante la aplicación de una metodología para definir la arquitectura del convertidor de potencia de una electrolinera con la máxima eficiencia en cada nivel de carga, se ha logrado identificar la electrolinera en función de la potencia de salida del convertidor de potencia, capaz de cargar un vehículo hasta 350 kW o dos vehículos simultáneamente hasta 175 kW. La adopción de este método de carga sería fundamental para fomentar la movilidad eléctrica en la ciudad de Cusco, reduciendo los tiempos de carga y la ansiedad de autonomía de los usuarios.
b) ¿Cómo se puede hacer más eficiente la electrolinera con energías renovables?	b) Diseñar un sistema de generación distribuida solar fotovoltaica eficiente para la electrolinera.	b) Analizando la producción de energía solar considerando el equilibrio entre el área disponible y la potencia planeada, mediante el diseño y la simulación con el software PVsyst, es posible determinar el escenario más adecuado de generación distribuida.	Oferta eléctrica (kW.h)		2) Los resultados del diseño y simulación de la generación distribuida del tipo solar fotovoltaica muestran que la producción de energía depende del área disponible para la instalación de los módulos y de la potencia requerida, por lo que es necesario buscar un equilibrio entre estos valores. En el primer escenario, la potencia fotovoltaica nominal es de 114 kWp, correspondiente al 33 % de la demanda máxima de la electrolinera, con una producción anual de 208028 kWh. En el segundo escenario, la potencia fotovoltaica nominal es de 176 kWp, equivalente al 50 % de la demanda máxima de la electrolinera, con una producción anual de 367930 kWh. Por lo tanto, se determinó que el escenario más óptimo es cuando la producción de energía solar cubre el 50 % de la demanda máxima de la electrolinera.
c) ¿Cómo es el análisis de los resultados de la operación óptima del modelo eléctrico de la electrolinera?	c) Determinar la operación óptima del sistema de generación distribuida solar fotovoltaica con la red eléctrica de distribución para el suministro de energía eléctrica a la electrolinera.	c) Analizando el comportamiento de los parámetros eléctricos relacionados con el porcentaje de participación de la generación distribuida solar fotovoltaica y la red eléctrica en el suministro de energía a la electrolinera, mediante la simulación del flujo de potencia con el software DigSILENT Power Factory, es posible mejorar la cargabilidad del transformador, del conductor distribuidor y mayor aprovechamiento de la potencia circulante.			3) El modelado y la simulación del sistema eléctrico de la electrolinera, con alimentación híbrida solar-red, permitieron evaluar el comportamiento de los parámetros eléctricos con y sin generación distribuida. En este contexto, la cargabilidad del transformador de la instalación, sin generación distribuida, es del 75.1 %. Con la incorporación de generación distribuida, en el primer escenario o caso realista, la cargabilidad se reduce al 56 %, y en el segundo escenario o caso optimista, se reduce en mayor proporción al 21.7 %. Estos resultados reflejan una mejora significativa en los parámetros de cargabilidad del transformador y del conductor distribuidor, además de un mayor aprovechamiento de la potencia circulante durante las horas de mayor irradiación solar. 4) El uso de energía solar puede reducir el costo de operación de la electrolinera, lo que conlleva al ahorro del pago por servicio de carga del vehículo eléctrico. Ya que, de acuerdo con los cálculos del flujo de caja financiero, la propuesta resulta económicamente viable, además el periodo de retorno de la inversión estimado es de 14 años.

Anexo 2. Plano de Ubicación de la Electrolinera y Módulos Fotovoltaicos en el Grifo Primax



LEYENDA		
METRADO	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN TÉCNICA
01		Transformador tipo pedestal 500KVA
171		Módulos fotovoltaicos
01		Electrolinera

DISTRIBUCION - PLANTA GENERAL  
ESCALA 1/1000

<b>UNIVERSIDAD SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO</b> <b>ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELECTRICA</b>			PROYECTO: "MODELO ELÉCTRICO DE UNA ELECTROLINERA BASADO EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD DE CUSCO"		LAMINA Nro: <b>DU - 01</b>
ELECTROLINERA - DIAGRAMA UNIFILAR			SISTEMA: RED LINEA PRIMARIA - 50 - SISTEMA FOTOVOLTAICO		
DEPARTAMENTO: CUSCO	PROVINCIA: CUSCO	DISTRITO: CUSCO	DISÑO: Bach <sup>o</sup> . A.P.L.	DIBUJO: Bach <sup>o</sup> . Y.I.C.	REVISADO: APROBADO:

Anexo 3. Diagrama Unifilar de la Disposición de la Generación Distribuida del Tipo Solar Fotovoltaico en Vista de Planta

