UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN

FACULTAD DE INGENIERÍA



CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

PROPUESTA DE DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA PARA SUMINISTRO ENERGÉTICO DE AUTOMÓVILES ELÉCTRICOS

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Autor : Bach. Jerick Cabrera Silva

Asesor : Dr. José Andrés Fernández Mera

Línea de investigación : Eficiencia energética

JAÉN – PERÚ

2025

Jerick Cabrera Silva

PROPUESTA DE DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA PARA SUMINISTRO ENERGÉTICO DE AUTOMÓVILES ELÉCTRICOS

Quick Submit

Quick Submit

Universidad Nacional de Jaen

Detalles del documento

Identificador de la entrega
trn:oid:::1:3679395433

Fecha de entrega
14 oct 2026, 3:46 p.m. GMT-5

Fecha de descarga
14 oct 2026, 3:49 p.m. GMT-5

Nombre del archivo
ERA_SILVA_JERICK_INFORME_FINAL_TESIS__-_jerick_cabrera_silva.pdf

Tamaño del archivo
1.9 MB

145 páginas

42.540 palabras

242.401 caracteres

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN
Dra. María Mariení Torres Cruz
Responsable de la Unidad de Investigación
de la Facultad de Ingeniería

1% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 15 palabras)

Fuentes principales

1%	Fuentes de Internet
0%	Publicaciones
1%	Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.° de alertas de integridad para revisión

No se han detectado manipulaciones de texto sospechosas.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JAÉN

Dra. María Marleni Torres Cruz
Responsable de la Unidad de Investigación
de la Facultad de Ingeniería

FORMATO 03: ACTA DE SUSTENTACIÓN

En la ciudad de Jaén, el día jueves 07 de octubre del 2026, siendo las 17:30 horas, se reunieron los integrantes del Jurado:

Presidente : Dr. Edwin Carlos Lenin Felix Poicon
Secretario : Mtro. Marco Luis Pérez Silva
Vocal : Mg. Juan Antonio Labrin Romero

Para evaluar la Sustentación del Informe Final:

( ) Trabajo de Investigación
(**X**) Tesis
( ) Trabajo de Suficiencia Profesional

Titulado: **"PROPUESTA DE DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA PARA SUMINISTRO ENERGÉTICO DE AUTOMÓVILES ELÉCTRICOS"**.

Presentado por los bachilleres: **Jerick Cabrera Silva,** de la Escuela Profesional de INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA.

Después de la sustentación y defensa, el Jurado acuerda:

(**X**) Aprobar ( ) Desaprobar (**X**) Unanimidad ( ) Mayoría

Con la siguiente mención:

a)	Excelente	18, 19 20	( )
b)	Muy bueno	16, 17	(17)
c)	Bueno	14, 15	( )
d)	Regular	13	( )
e)	Desaprobado	12 ó menos	( )

Siendo las 18:00 horas del mismo día, el Jurado concluye el acto de sustentación confirmando con la suscripción de la presente.

Dr. Edwin Carlos Lenin Felix Poicon
Presidente Jurado Evaluador

Mtro. Marco Luis Pérez Silva
Secretario Jurado Evaluador

Mg. Juan Antonio Labrin Romero
Vocal Jurado Evaluador

"Año de la Esperanza y el Fortalecimiento de la Democracia"

ANEXO N°06:

DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD Y DE NO PLAGIO

DE LA TESIS O TRABAJO DE INVESTIGACIÓN (PREGRADO)

Yo, **Jerick Cabrera Silva** , egresado de la carrera Profesional de **Ingeniería Mecánica y Eléctrica** la Facultad de **Ingeniería** de la Universidad Nacional de Jaén, identificado (a) con **DNI** 75170676.

Declaro bajo juramento que:

1. Soy Autor del trabajo titulado:

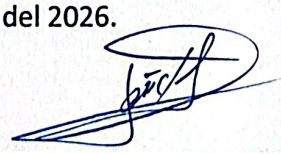
   "PROPUESTA DE DISEÑO DE UNA ESTACIÓN DE CARGA PARA SUMINISTRO ENERGÉTICO DE AUTOMÓVILES ELÉCTRICOS".
   Asesorado por Dr. José Andrés Fernández Mera.

   El mismo que presento bajo la modalidad de bachiller para optar; el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista.

2. El texto de mi trabajo final respeta y no vulnera los derechos de terceros, incluidos los derechos de propiedad intelectual. En el sentido, el texto de mi trabajo final no ha sido plagiado total ni parcialmente, para la cual he respetado las normas internacionales de citas y referencias de las fuentes consultadas.
3. El texto del trabajo final que presento no ha sido publicado ni presentado antes en cualquier medio electrónico o físico.
4. La investigación, los resultados, datos, conclusiones y demás información presentada que atribuyo a mi autoría son veraces.
5. Declaro que mi trabajo final cumple con todas las normas de la Universidad Nacional de Jaén.
6. Soy consciente de que el hecho de no respetar los derechos de autor y hacer plagio, es objeto de sanciones universitarias y/o legales.

El incumplimiento de lo declarado da lugar a responsabilidad del declarante, en consecuencia; a través del presente documento asumo frente a terceros, la Universidad Nacional de Jaén y/o la Administración Pública toda responsabilidad que pueda derivarse por el trabajo final presentado. Lo señalado incluye responsabilidad pecuniaria incluido el pago de multas u otros por los daños y perjuicios que se ocasionen.

Fecha: Jaén, 02 de noviembre del 2026.





bach.Jerick Cabrera Silva
DNI:75170676

ÍNDICE

CARÁTULA I
ÍNDICE II
ÍNDICE DE TABLAS IV
ÍNDICE DE FIGURAS VI
RESUMEN VII
ABSTRACT VIII
I. INTRODUCCIÓN 1
II. MATERIALES Y MÉTODOS 8
2.1. Ubicación del área de estudio 8
2.1.1. Ubicación geográfica 8
2.2. Materiales 8
2.3. Población, muestra y muestreo 8
2.3.1. Población 9
2.3.2. Muestra 9
2.3.3. Muestreo 9
2.4. Método 9
2.4.1. Tipo de investigación 9
2.4.2. Enfoque de investigación 10
2.4.3. Diseño de investigación 10
2.4.4. Alcance de la investigación 10
2.4.5. Técnicas e instrumentos 10
2.4.6. Procedimiento de la investigación 10
2.4.7. Criterios de verificación de la hipótesis 11
2.5. Desarrollo técnico de la propuesta 11
2.5.1. Análisis de las características técnicas y criterios necesarios para el diseño de la estación de carga 12
2.5.2. Dimensionamiento eléctrico de la estación de carga 39
2.5.3. Determinación de la ubicación estratégica 78
2.5.4. Procedimiento para la evaluación económica de la propuesta 96
III. RESULTADOS 97
3.1. Analizar las características técnicas y los criterios necesarios para el diseño de una estación de carga para automóviles eléctricos 97

3.1.1. Caracterización técnica de las estaciones analizadas 97
3.1.2. Criterios técnicos definidos para la propuesta 98
3.2. Determinar las especificaciones técnicas y el dimensionamiento eléctrico de la estación de carga, considerando la disponibilidad energética y la demanda del servicio 99
3.2.1. Perfil horario de demanda energética 99
3.2.2. Dimensionamiento eléctrico resultante 100
3.3. Determinar la ubicación estratégica de la estación de carga, considerando la demanda, cobertura y accesibilidad para el suministro energético de automóviles eléctricos 102
3.3.1. Distribución de la demanda y proximidad entre sectores 102
3.3.2. Priorización de zonas para la ubicación de la infraestructura 103
3.4. Resultados de la evaluación económica de la propuesta 104
3.5. Síntesis de los resultados respecto de la hipótesis 112
IV. DISCUSIÓN 114
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 119
VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 122
AGRADECIMIENTO 131
DEDICATORIA 132
ANEXOS 133

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Factores de aleatoriedad en la recarga de VE y su impacto en la red eléctrica 33
Tabla 2 Comparación de tipos de estaciones de carga para VE 35
Tabla 3 Demanda eléctrica horaria estimada de Electrolineras 38
Tabla 4 Comparativa técnica y operativa entre cargadores eléctricos monofásicos y trifásicos 44
Tabla 5 Rangos de voltaje, potencia y energía demandada para clasificación de suministros eléctricos 46
Tabla 6 Cuadro de tarifas eléctricas vigentes 46
Tabla 7 Capacidades de sobrecarga admisible para transformadores sumergidos en aceite mineral 49
Tabla 8 Capacidad de sobrecarga registrada de transformadores en función del tiempo y la corriente 50
Tabla 9 Especificaciones eléctricas del transformador para la electrolinera (MT/BT) 55
Tabla 10 Comparativo técnico de cargadores presentes en Lima Metropolitana 77
Tabla 11 Electrolineras en Lima con ubicación geográfica 87
Tabla 12 Tipología de carga y tiempo estimado 89
Tabla 13 Tipos de conectores y compatibilidad 90
Tabla 14 Distribución de visitas y proximidad de electrolineras por sector 93
Tabla 15 Evaluación de la sensibilidad respecto a los costos operativos anuales 94
Tabla 16 Análisis de sensibilidad orientado a identificar el impacto de fluctuaciones en los costos unitarios 95
Tabla 17 Características operativas de los tipos de carga identificados en la muestra 97
Tabla 18 Conectores identificados en las estaciones analizadas 98
Tabla 19 Criterios técnicos establecidos para el diseño de la estación propuesta 98
Tabla 20 Síntesis del perfil horario de demanda estimada 99
Tabla 21 Resultados principales del dimensionamiento eléctrico 100
Tabla 22 Resultados complementarios del dimensionamiento y protección 101
Tabla 23 Distribución de visitas y proximidad de electrolineras por sector 102
Tabla 24 Priorización de sectores según demanda, cobertura y sensibilidad 103
Tabla 25 Presupuesto detallado de la estación de carga 104
Tabla 26 Proyección de ingresos (precio constante; demanda +3 % anual) 105
Tabla 27 Proyección de ingresos con escaladores (demanda +3 % y precio +2 % anual) 106

Tabla 28 Egresos 107
Tabla 29 Cálculo de VAN y TIR (escenario base) 109
Tabla 30 Cálculo de VAN y TIR (Demanda +3 % anual; precio constante)..... 110
Tabla 31 Cálculo de VAN y TIR (Demanda +3 % anual; precio +2 % anual) 111
Tabla 32 Resultados comparativos de los escenarios de evaluación económica..... 112
Tabla 33 Correspondencia entre los criterios de verificación y los resultados obtenidos 113

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Diagrama lógico de bloques del sistema de abastecimiento energético para electrolineras 18
Figura 2 Estación de carga rápida EXP180K2–HT 21
Figura 3 Probabilidad de llegada simultánea de VE a la electrolinera 51
Figura 4 Malla de puesta a tierra (6 m × 6 m; separación 2 m) 63
Figura 5 Configuración de pines del conector SAE J1772 (Tipo 1) 65
Figura 6 Configuración de pines del conector Tipo 2 Mennekes (IEC 62196-2) 67
Figura 7 Configuración de pines del conector CCS Combo 2 68
Figura 8 Conector Scame Tipo 3A para carga de VE 70
Figura 9 Conector CHAdeMO para carga rápida en corriente continua 71
Figura 10 Electrolinera urbana con cargadores rápidos XCharge (C6EU/060) 72
Figura 11 Cargador rápido XCharge C6EU/060-JC (60 kW DC, CCS2 + CHAdeMO) 73
Figura 12 Wallbox Enel X Way JuiceBox 3.0 (22 kW AC, Tipo 2) 74
Figura 13 Wallbox Enel X Way JuiceBox Pro 40 Legacy (9,6 kW AC, Tipo 1) 75
Figura 14 Wallbox Enel X Way JuiceBox 2.01 (7,4 kW AC, Tipo 2) 76
Figura 15 Perfil horario de demanda eléctrica estimada de la estación propuesta 100
Figura 16 Distribución de visitas estimadas por sector 103

RESUMEN

La investigación tuvo como objetivo proponer el diseño técnico de una estación de carga para el suministro energético de automóviles eléctricos; se desarrolló una investigación de tipo aplicada, con enfoque cuantitativo, diseño no experimental y alcance descriptivo; la población estuvo conformada por las electrolineras de Lima y se trabajó con una muestra de 10 estaciones públicas, considerando sus principales características tecnológicas y de ubicación; para el análisis se empleó información técnica de las estaciones, revisión normativa, estimación de la demanda y análisis de ubicación; los resultados mostraron una demanda promedio de 89.6 kW y picos de 150 kW, lo que permitió establecer las necesidades energéticas de la estación propuesta; asimismo, se identificaron zonas prioritarias para su ubicación y se determinó la necesidad de incorporar una gestión eficiente de la energía y sistemas de protección que permitan responder a las variaciones de la demanda; se concluyó que el diseño propuesto permite atender las necesidades de suministro mediante un adecuado dimensionamiento, una gestión eficiente de la energía y una ubicación estratégica, contribuyendo al desarrollo de una infraestructura de carga segura y adecuada para el crecimiento de la electromovilidad.

Palabras clave: Estaciones de carga, vehículo eléctrico, optimización, energías renovables, eficiencia operativa.

ABSTRACT

The objective of the research was to propose the technical design of a charging station for powering electric vehicles; this was an applied research study with a quantitative approach, a non-experimental design, and a descriptive scope; the population consisted of Lima's electric vehicle charging stations, and the study utilized a sample of 10 public stations, taking into account their main technological and location characteristics; the analysis employed technical data from the stations, a review of regulations, demand estimates, and a location analysis; the results showed an average demand of 89.6 kW and peaks of 150 kW, which made it possible to establish the energy requirements of the proposed station; Furthermore, priority areas for station location were identified, and the need to incorporate efficient energy management and protection systems capable of responding to fluctuations in demand was determined; it was concluded that the proposed design meets supply needs through proper sizing, efficient energy management, and strategic location, thereby contributing to the development of a safe and adequate charging infrastructure to support the growth of electromobility

Keywords: Charging stations, electric vehicles, optimization, renewable energy, operational efficiency.

I. INTRODUCCIÓN

El transporte por carretera representa en promedio el 15 % de las emisiones globales de energía asociadas a gases de efecto invernadero, los vehículos eléctricos (VE) son clave para descarbonizar este sector, reduciendo significativamente la contaminación atmosférica y sus consecuencias en salud pública; sin embargo, la adopción de VE depende críticamente del acceso a infraestructura de recarga adecuada y confiable (Alanazi, 2023; Alrubaie et al., 2023); el diseño de estaciones de carga bien planificadas mejora la accesibilidad para distintos tipos de usuarios y facilita la adopción generalizada; además, estudios en California evidencian que la instalación de estaciones públicas no solo impulsa el gasto anual en negocios cercanos (entre 0.8 % y 3.2 %), sino que tiene un impacto especialmente positivo en zonas desfavorecidas; esto posiciona a la infraestructura de carga como un catalizador de desarrollo económico local y equidad social (Zheng et al., 2024).

Diseñar estaciones de carga que integren energías renovables, sistemas de almacenamiento (DERs) y carga inteligente (smart charging) resulta crítico para disminuir la sobrecarga en la red eléctrica, mejorar la calidad del servicio y garantizar estabilidad y confiabilidad (Elazim et al., 2025); la incorporación de soluciones de vehículo-a-red (V2G) o carga bidireccional puede además ofrecer servicios de regulación de demanda, mitigando picos de consumo y permitiendo reventa de energía almacenada (Motlagh et al., 2025).

A nivel internacional, en los Estados Unidos, un desafío significativo para la adopción de VE radica en la limitada disponibilidad de estaciones de carga accesibles, particularmente en zonas rurales o de difícil acceso; aunque las grandes ciudades han comenzado a implementar estaciones de carga, el despliegue a nivel nacional sigue siendo limitado; la expansión desigual de estas estaciones genera incertidumbre y desconfianza entre los conductores de VE, lo que puede ralentizar la adopción masiva de esta tecnología; de acuerdo con información de la Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA), la falta de puntos de carga en zonas periféricas y en el medio rural sigue siendo una barrera importante para la transición hacia la movilidad eléctrica (U.S. Energy Information Administration, 2022).

En China, aunque el país lidera la producción de VE, persiste un desafío relacionado con la estandarización de los sistemas de carga; en ese sentido, las estaciones de carga en diferentes regiones utilizan diferentes tipos de conectores y sistemas de pago, lo que crea barreras para los conductores de VE que viajan entre ciudades o provincias; la falta de interoperabilidad entre las distintas redes de carga también genera inconvenientes para los usuarios, quienes deben adaptarse a múltiples aplicaciones y plataformas. Según un estudio

realizado por Li et al. (2023), este problema de estandarización podría frenar el crecimiento continuo de la industria de la movilidad eléctrica en China si no se resuelve en el corto plazo.

En Alemania, uno de los retos más grandes asociados con las electrolineras es la alta demanda de energía que estas instalaciones generan, especialmente durante las horas pico; con el crecimiento de la flota de VE, las estaciones de carga pueden sobrecargar las redes eléctricas locales, lo que resulta en cortes de suministro o en la necesidad de inversiones significativas en infraestructura; según un informe del Instituto Fraunhofer (2021), la integración de un gran número de VE en las redes de carga podría generar tensiones en la capacidad de las infraestructuras energéticas existentes, lo que plantea un desafío significativo para asegurar un suministro constante y sostenible.

En Perú, el desarrollo de infraestructura para VE aún enfrenta varios desafíos; según el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), a pesar de los avances en la promoción de la movilidad eléctrica, el país aún no cuenta con una infraestructura de recarga suficiente ni distribuida estratégicamente, lo que limita el uso generalizado de los VE. En ese sentido, la falta de estaciones de carga en diversas regiones del país, especialmente en áreas rurales o de difícil acceso, plantea una barrera significativa para los conductores interesados en optar por VE; en un informe de 2022, el MINEM destacó la necesidad de mejorar la infraestructura de recarga para garantizar que los vehículos tengan acceso a estaciones de carga en lugares clave y evitar la desconfianza de los consumidores respecto a la autonomía de los VE (MINEM, 2022).

Además, un estudio realizado por la Universidad Nacional Agraria La Molina en 2021 subraya la falta de incentivos claros y políticas públicas que impulsen el desarrollo de estaciones de carga para unidades eléctricas en el país; si bien se ha avanzado en la normativa para la importación y venta de unidades de movilidad eléctrica, la infraestructura de carga sigue siendo escasa y no está suficientemente integrada con el sistema eléctrico nacional; los investigadores señalan que el diseño de estaciones de carga debe alinearse con las necesidades del mercado local y las condiciones geográficas del país, donde la diversidad de zonas urbanas y rurales implica un reto adicional para lograr un despliegue eficiente y equitativo de estas infraestructuras (Gómez et al., 2021).

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) ha señalado que el diseño de estaciones de carga en territorio peruano debe tener en cuenta la capacidad de la red eléctrica nacional y la eficiencia en el suministro de energía; en un informe técnico de 2020, OSINERGMIN detalló que la demanda de energía para recargar unidades eléctricas podría tener un impacto importante en la infraestructura de distribución eléctrica,

especialmente en zonas con una capacidad limitada de conexión; los investigadores sugieren que se deben realizar estudios previos para entender cómo integrar de manera eficiente las estaciones de carga sin generar sobrecargas o deficiencias en el suministro energético (OSINERGMIN, 2020).

En Lima Metropolitana, la expansión de la movilidad eléctrica plantea la necesidad de contar con una infraestructura de recarga suficiente, accesible y adecuadamente distribuida; sin embargo, la disponibilidad de estaciones, su capacidad de suministro y su ubicación siguen siendo aspectos que requieren una planificación técnica para evitar limitaciones en el acceso al servicio y favorecer el crecimiento de la electromovilidad; en este contexto, resulta necesario analizar las características tecnológicas, la capacidad energética y los criterios de ubicación que deben considerarse en el diseño de una electrolinera que responda a las necesidades de los usuarios y a las condiciones de la red eléctrica (MINEM, 2022; OSINERGMIN, 2020).

Estas perspectivas reflejan los desafíos que enfrenta Perú para implementar estaciones de carga para unidades eléctricas, los cuales van desde la escasa infraestructura hasta la integración con el sistema eléctrico nacional, y subrayan la importancia de políticas públicas adecuadas y estudios técnicos previos para lograr un futuro de transporte más ecológico en el país. Tomando en consideración la problemática se planteó la siguiente interrogante: ¿Qué características tecnológicas son clave para el diseño técnico para una electrolinera para suministro energético de automóviles eléctricos?

En cuanto a la justificación técnica, el diseño de estaciones de carga de unidades eléctricas debe tener en cuenta la integración eficiente con la infraestructura energética existente, así como la adopción de tecnologías avanzadas que aseguren una carga segura y rápida; implementar estaciones de carga inteligentes, que puedan gestionar la demanda de energía y optimizar el consumo, es crucial para garantizar una operación eficiente; según un estudio de García et al. (2020), las estaciones de carga modernas deben incorporar sistemas de monitoreo en tiempo real, que no solo aseguren la disponibilidad de energía, sino que también prevengan sobrecargas en la red eléctrica; esto ayudará a crear una infraestructura de carga que sea tanto tecnológicamente avanzada como capaz de ajustarse a las necesidades futuras de la movilidad eléctrica.

Desde el aspecto económico, la investigación se justifica porque el diseño de una estación de carga requiere considerar de manera adecuada la capacidad, el equipamiento y las condiciones de operación; estas decisiones influyen directamente en los recursos que serían necesarios para una futura implementación; por ello, resulta importante contar con una

propuesta técnicamente sustentada que permita orientar futuras decisiones de inversión y evitar un dimensionamiento inadecuado de la infraestructura; en este sentido, el estudio aporta información que puede servir como referencia para evaluar posteriormente la conveniencia económica de implementar una estación de carga en Lima Metropolitana (AIE, 2021).

Desde el aspecto social, la investigación se justifica por la necesidad de contar con una infraestructura de recarga que acompañe el crecimiento progresivo de la movilidad eléctrica; la disponibilidad y adecuada ubicación de estaciones de carga son aspectos importantes para facilitar el acceso de los usuarios al suministro energético de sus vehículos; por ello, resulta pertinente analizar la demanda, la cobertura y la accesibilidad para plantear una ubicación adecuada; de esta manera, la investigación genera información que puede servir como referencia para futuras iniciativas orientadas a mejorar la planificación de la infraestructura de recarga (Martínez y Pérez, 2021).

Desde el aspecto ambiental, la investigación se justifica porque el desarrollo de la movilidad eléctrica requiere una infraestructura de recarga adecuada que permita acompañar la transición hacia formas de transporte con menor dependencia de combustibles fósiles; por ello, resulta necesario contar con propuestas técnicas que consideren la eficiencia energética y las condiciones necesarias para el funcionamiento de las estaciones de carga; en este sentido, la investigación aporta una base técnica para el desarrollo futuro de este tipo de infraestructura; sin embargo, el estudio no busca medir directamente la reducción de emisiones ni otros beneficios ambientales derivados de su implementación (ONU, 2022).

En cuanto a los antecedentes, Aguilar (2022) desarrolló el diseño y dimensionamiento de una estación de recarga ante el crecimiento proyectado de los vehículos eléctricos; para ello, consideró la ubicación, la infraestructura eléctrica y civil, la demanda energética y la evaluación económica; los resultados permitieron estimar el consumo y analizar la recuperación de la inversión; su aporte a la presente investigación radica en mostrar que el diseño de una estación de carga requiere analizar de manera conjunta el dimensionamiento eléctrico, la demanda esperada, la ubicación y los aspectos económicos.

Motlagh et al. (2025) analizaron la operación de estaciones de carga considerando su relación con la red eléctrica, el mercado energético y la incorporación de energías renovables; los resultados mostraron que la gestión inteligente y la carga bidireccional pueden reducir los picos de demanda en más del 20 %; este estudio resulta pertinente porque demuestra la importancia de gestionar adecuadamente la demanda energética para responder a los periodos de mayor consumo y favorecer el funcionamiento de la estación.

Puech et al. (2024) evaluaron un modelo de control para estaciones de carga considerando las variaciones en la llegada y permanencia de los usuarios; los resultados mostraron que incorporar este comportamiento permite aprovechar mejor la capacidad disponible; este antecedente se relaciona con la investigación porque respalda la necesidad de considerar la variación de la demanda y la simultaneidad de las cargas; de esta manera, se puede evitar que la infraestructura sea dimensionada únicamente a partir de una capacidad máxima teórica.

Pourvaziri et al. (2024) desarrollaron un modelo orientado a optimizar de manera conjunta la ubicación y la capacidad de las estaciones de carga; los resultados evidenciaron que una adecuada priorización de los usuarios contribuye a reducir los tiempos de espera; su aporte consiste en mostrar que la demanda, la ubicación, la capacidad y las condiciones de inversión deben ser consideradas de manera relacionada al planificar este tipo de infraestructura.

Amara-Ouali et al. (2025) evaluaron modelos probabilísticos para anticipar el comportamiento de carga de los vehículos eléctricos a partir de sesiones reales registradas en Palo Alto, Estados Unidos; para ello, consideraron la hora de llegada, el tiempo de permanencia y la energía requerida; los resultados mostraron que la demanda varía a lo largo del tiempo; este hallazgo resulta importante para la presente investigación porque evidencia que el dimensionamiento debe considerar las variaciones horarias y los picos de demanda, y no solamente valores promedio.

Alanazi (2023) analizó los principales beneficios y dificultades relacionados con la adopción de vehículos eléctricos en el contexto de las ciudades inteligentes; entre las principales barreras identificó el costo inicial, la autonomía, el rendimiento de las baterías y la limitada disponibilidad de infraestructura de recarga; este estudio guarda relación con la investigación porque muestra la importancia de contar con estaciones suficientes, accesibles y adecuadamente planificadas para acompañar el crecimiento de la electromovilidad.

Alrubaie et al. (2023) analizaron estaciones de carga alimentadas mediante sistemas solares fotovoltaicos, considerando requisitos técnicos, gestión energética y estándares internacionales; los resultados señalaron que la incorporación de energía fotovoltaica puede generar beneficios operativos y ambientales, aunque requiere una adecuada gestión para mantener la confiabilidad y estabilidad del sistema; este antecedente aporta al diseño propuesto porque respalda la consideración de fuentes renovables, almacenamiento, gestión energética y cumplimiento de normas técnicas.

Alharbi et al. (2025) propusieron un modelo para optimizar la ubicación y el dimensionamiento de estaciones de carga con sistemas de almacenamiento; los resultados mostraron que incorporar almacenamiento permite disminuir las pérdidas de potencia y reducir la carga máxima del transformador; este estudio se relaciona con la presente investigación porque evidencia que el almacenamiento y la gestión de los picos de demanda pueden complementar el dimensionamiento eléctrico y contribuir a una mejor operación de la infraestructura.

Quinto (2023) desarrolló el diseño de una estación de carga mediante un sistema de energía híbrida en Puno; consideró la ubicación, los tipos de vehículos eléctricos, las modalidades de recarga, las condiciones energéticas disponibles y la normativa aplicable; este antecedente resulta pertinente porque evidencia que el diseño de una estación debe responder a las condiciones energéticas y territoriales del lugar, así como a la demanda prevista y al cumplimiento de la normativa.

Vega et al. (2022) propusieron el diseño de una red de estaciones de carga fotovoltaicas en corredores viales y ciudades estratégicas; para la selección de las ubicaciones consideraron aspectos relacionados con la autonomía de los vehículos, la rapidez de carga, la continuidad de los desplazamientos y la evaluación de la inversión; su aporte a la presente investigación consiste en mostrar que una ubicación estratégica no debe definirse únicamente por la concentración de la demanda; también deben considerarse la accesibilidad, la cobertura y la continuidad de los recorridos.

En conjunto, los antecedentes revisados muestran avances en el dimensionamiento eléctrico, la gestión de la demanda, el almacenamiento de energía, la ubicación de estaciones, el uso de fuentes renovables y la evaluación económica; sin embargo, presentan diferencias y limitaciones respecto de la presente investigación, debido a que varios fueron desarrollados en contextos distintos al de Lima Metropolitana y se concentraron de manera independiente en uno o algunos componentes del diseño; asimismo, algunos estudios priorizaron la gestión energética, otros la ubicación, el almacenamiento o el dimensionamiento; por ello, se identificó un vacío relacionado con la integración conjunta de las características técnicas, la demanda energética, el dimensionamiento eléctrico, la cobertura, la accesibilidad, la ubicación estratégica y la evaluación económica dentro de una misma propuesta; frente a este vacío, la presente investigación articuló estos componentes en un diseño técnico orientado a las condiciones consideradas para Lima Metropolitana.

En este estudio la hipótesis fue: la propuesta de diseño técnico de una estación de carga para automóviles eléctricos en Lima Metropolitana cumple con los criterios técnicos establecidos para su funcionamiento; considera un dimensionamiento eléctrico acorde con la demanda energética estimada y las condiciones de operación; asimismo, establece una ubicación estratégica considerando la demanda, cobertura y accesibilidad para el suministro energético de automóviles eléctricos.

El propósito central de la investigación consiste en proponer el diseño técnico de una estación de carga para el suministro energético de automóviles eléctricos en Lima Metropolitana; y como objetivos específicos: (1) Analizar las características técnicas y los criterios necesarios para el diseño de una estación de carga para automóviles eléctricos; (2) Determinar las especificaciones técnicas y el dimensionamiento eléctrico de la estación de carga, considerando la disponibilidad energética y la demanda del servicio; (3) Determinar la ubicación estratégica de la estación de carga, considerando la demanda, cobertura y accesibilidad para el suministro energético de automóviles eléctricos.

II. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Ubicación del área de estudio

2.1.1. Ubicación geográfica

El estudio se desarrolló en Lima Metropolitana, Perú; esta área fue seleccionada debido a la presencia de infraestructura pública destinada a la recarga de vehículos eléctricos y por constituir un espacio adecuado para analizar las condiciones relacionadas con el diseño de una estación de carga; el ámbito de estudio comprendió las estaciones públicas consideradas dentro de la investigación y sus respectivas ubicaciones geográficas.

2.2. Materiales

Para el desarrollo de la investigación se emplearon instrumentos de registro y herramientas informáticas de acuerdo con las actividades realizadas; como instrumento para la revisión documental y normativa se utilizó una ficha de registro documental, cuya finalidad fue organizar la información relacionada con los criterios técnicos, normativos y de funcionamiento de las estaciones de carga; asimismo, se utilizó una ficha de registro técnico para recopilar y ordenar información sobre potencia nominal, tipos de conectores, número de puntos de carga y demás características de las estaciones seleccionadas.

Como recursos informáticos se utilizaron hojas de cálculo para organizar los datos, realizar los cálculos eléctricos, estimar la demanda y analizar los diferentes escenarios considerados en la investigación; asimismo, se empleó Excel Solver para desarrollar el modelo de optimización utilizado en la selección de las zonas con mejores condiciones de cobertura y accesibilidad, considerando restricciones relacionadas con la demanda y la distancia.

No se emplearon equipos de medición ni materiales físicos para la obtención directa de datos; las normas nacionales e internacionales, las fichas técnicas de los equipos, los artículos científicos, los informes técnicos y la información georreferenciada correspondieron a fuentes documentales y datos secundarios utilizados como apoyo para el análisis técnico, normativo, energético y de ubicación de la propuesta.

2.3. Población, muestra y muestreo

2.3.1. Población

La población estuvo conformada por las estaciones públicas de carga para vehículos eléctricos ubicadas en Lima Metropolitana; estas estaciones permitieron conocer las características de la infraestructura de recarga disponible y disponer de información para el desarrollo de la propuesta de diseño.

2.3.2. Muestra

La muestra estuvo conformada por 10 estaciones públicas de carga ubicadas en Lima Metropolitana; se consideraron estaciones con diferentes características tecnológicas, tipos de carga y conectores, con la finalidad de contar con información diversa para el análisis técnico y de ubicación.

2.3.3. Muestreo

Se empleó un muestreo no probabilístico intencional; la selección no se realizó al azar, sino considerando las características necesarias para desarrollar el análisis técnico y de ubicación de la investigación; la unidad de análisis estuvo constituida por cada estación pública de carga para vehículos eléctricos seleccionada en Lima Metropolitana; como criterios de selección se consideraron que las estaciones fueran de acceso público, contaran con información técnica y geográfica disponible y presentaran diversidad en los tipos de carga, potencia y conectores; a partir de estos criterios se seleccionaron 10 estaciones que permitieron comparar diferentes condiciones tecnológicas y disponer de la información necesaria para desarrollar la propuesta de diseño..

2.4. Método

2.4.1. Tipo de investigación

La investigación fue de tipo aplicada; se orientó al desarrollo de una propuesta de diseño técnico de una estación de carga para vehículos eléctricos, utilizando información técnica, energética y geográfica obtenida de las estaciones consideradas en el estudio.

2.4.2. Enfoque de investigación

La investigación tuvo un enfoque cuantitativo; se trabajó con datos numéricos relacionados con las características técnicas de las estaciones de carga, la demanda energética y las distancias entre las ubicaciones analizadas; esta información permitió realizar los análisis necesarios para desarrollar y evaluar la propuesta.

2.4.3. Diseño de investigación

La investigación tuvo un diseño no experimental; las características de las estaciones de carga y las condiciones analizadas fueron observadas sin realizar manipulación de sus elementos; la información recopilada se utilizó posteriormente como base para desarrollar la propuesta técnica.

2.4.4. Alcance de la investigación

La investigación tuvo un alcance descriptivo; permitió identificar y analizar las principales características técnicas, energéticas y de ubicación de las estaciones de carga consideradas en el estudio; a partir de esta información se establecieron los criterios necesarios para desarrollar la propuesta de diseño técnico de una estación de carga para vehículos eléctricos en Lima Metropolitana.

2.4.5. Técnicas e instrumentos

Para la recolección y análisis de la información se empleó la revisión documental y normativa; mediante una ficha de registro documental se organizó la información relacionada con los criterios técnicos y normativos aplicables a las estaciones de carga; asimismo, mediante una ficha de registro técnico se recopilaron datos sobre potencia, tipos de conectores, número de puntos de carga y características de las estaciones seleccionadas; también se utilizó la georreferenciación para registrar las coordenadas necesarias para el posterior análisis de ubicación.

2.4.6. Procedimiento de la investigación

La investigación se desarrolló de acuerdo con los tres objetivos específicos planteados; primero, se recopiló, organizó y analizó información técnica y normativa relacionada con las estaciones de carga para vehículos eléctricos; posteriormente, se procesaron los datos necesarios para determinar las condiciones energéticas y técnicas requeridas por la propuesta;

finalmente, se analizó la información geográfica y de demanda para establecer las condiciones de cobertura y accesibilidad necesarias para la selección de la ubicación; los resultados obtenidos en estas etapas sirvieron como base para desarrollar y evaluar la propuesta técnica.

El procesamiento de la información se realizó de acuerdo con las necesidades de cada objetivo específico; se analizaron los datos técnicos y energéticos para determinar las condiciones requeridas por la estación propuesta; asimismo, se procesó la información geográfica y de demanda para evaluar la cobertura, accesibilidad y proximidad de las zonas consideradas; finalmente, los resultados obtenidos permitieron establecer las especificaciones técnicas, el dimensionamiento eléctrico y la ubicación estratégica de la propuesta.

2.4.7. Criterios de verificación de la hipótesis

La propuesta fue evaluada considerando su correspondencia con los criterios técnicos establecidos durante la investigación; se verificó que el diseño considerara las características necesarias para el funcionamiento de la estación, un dimensionamiento acorde con la demanda energética estimada y una ubicación que respondiera a criterios de demanda, cobertura y accesibilidad; esta evaluación permitió comprobar la correspondencia entre la propuesta, los objetivos y la hipótesis planteada.

La hipótesis se verificó considerando tres criterios relacionados con los objetivos específicos de la investigación; el primero correspondió a las características técnicas necesarias para el funcionamiento de la estación, considerando la alimentación eléctrica, los tipos de carga, conectores, sistemas de protección, puesta a tierra y normativa aplicable; el segundo correspondió al dimensionamiento eléctrico, considerando la demanda energética estimada, la potencia requerida, la capacidad del transformador, los conductores y las protecciones; el tercer criterio correspondió a la ubicación estratégica, considerando la demanda potencial, cobertura, accesibilidad y distancia entre los sectores evaluados.

2.5. Desarrollo técnico de la propuesta

El desarrollo técnico de la propuesta se realizó posteriormente a la definición del método de investigación; por ello, los apartados siguientes no corresponden al diseño, enfoque o alcance metodológico, sino a los procedimientos técnicos utilizados para responder a los objetivos específicos; estos comprendieron el análisis de las características técnicas y criterios de diseño, el dimensionamiento eléctrico, la determinación de la ubicación estratégica y la evaluación económica complementaria de la propuesta.

2.5.1. Análisis de las características técnicas y criterios necesarios para el diseño de la estación de carga

Para desarrollar la propuesta se analizaron las características necesarias para el funcionamiento de una estación de carga; se consideraron las fuentes de alimentación, niveles de tensión, tipos de carga en corriente alterna y corriente continua, sistemas de transformación, conectores, sistemas de protección, puesta a tierra, gestión energética y normativa aplicable; estos elementos permitieron establecer los criterios técnicos que debía considerar la estación propuesta.

El sistema de alimentación de una electrolinera está conformado por diversos elementos esenciales que aseguran un suministro energético seguro, eficiente y sostenible; uno de los componentes primordiales es la fuente de energía eléctrica, la cual puede estar constituida por la red de distribución eléctrica convencional (ya sea de media o alta tensión, operando en rangos de voltaje que comúnmente oscilan entre los 10 kV y los 22.9 kV; no obstante, en el contexto de la transición energética y los compromisos hacia una economía baja en carbono, es cada vez más frecuente la incorporación de fuentes de energía renovables como parte del sistema de alimentación entre estas se incluyen aerogeneradores eólicos, paneles solares fotovoltaicos, sistemas de generación a partir de biomasa e incluso tecnologías emergentes como la geotermia de baja entalpía, dependiendo de la viabilidad técnica y geográfica del entorno donde se ubique la estación.

Además, en busca de garantizar una mayor confiabilidad energética y reducir la dependencia exclusiva de una única fuente, muchas estaciones de carga adoptan sistemas híbridos de alimentación, esta estrategia permite combinar energía proveniente de la red eléctrica pública con recursos renovables y sistemas de almacenamiento, como baterías de respaldo, mejorando la resiliencia frente a interrupciones del servicio. En ese sentido, implementar estas soluciones integradas contribuye significativamente a mejorar indicadores clave de calidad del servicio eléctrico, tales como el SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) y el SAIDI (System Average Interruption Duration Index), y los cuales reflejan la frecuencia y duración promedio de las interrupciones del suministro, de esta manera, se garantiza no solo la continuidad operativa de la estación, sino también el cumplimiento de estándares internacionales de sostenibilidad y eficiencia energética.

Dentro del sistema de alimentación de una electrolinera, uno de los elementos más relevantes también es el transformador de potencia, el cual cumple una función crítica: adaptar la tensión eléctrica procedente de la red de distribución pública o de fuentes de generación

renovable, como paneles solares o turbinas eólicas, a los niveles de voltaje requeridos por los sistemas de carga de los VE; dado que la electricidad generada o distribuida suele manejarse a tensiones elevadas (por ejemplo, entre 10 kV y 22.9 kV), resulta imprescindible una etapa de transformación que reduzca dicha tensión a niveles adecuados para la operación eficiente y segura de los cargadores, que suelen trabajar en el rango de 230 V y 400 V para carga en corriente alterna (AC) y 400 V a 800 V para sistemas de carga rápida en corriente continua (DC). Además de la conversión de tensión, el transformador también debe asegurar una capacidad adecuada de manejo de corriente, de modo que la estación pueda alimentar múltiples puntos de carga simultáneamente sin generar caídas de tensión o sobrecargas en el sistema. Esta adaptación es esencial a fin de asegurar la correspondencia técnica con la variedad de modelos de VE disponibles en el mercado, los cuales pueden tener requerimientos eléctricos distintos en cuanto a potencia, tipo de conector y tecnología de carga. En consecuencia, el transformador de potencia actúa como un nexo de adaptación entre la fuente de energía y la infraestructura de carga, asegurando una conversión eficiente, estable y segura del suministro eléctrico, y desempeñando un rol esencial en la operación confiable de las estaciones de recarga modernas.

Los equipos de carga constituyen un componente esencial dentro del ecosistema de la movilidad eléctrica, ya que son los dispositivos encargados de establecer la conexión entre el sistema eléctrico y el VE, permitiendo la transferencia de energía hacia las baterías del automóvil, en ese sentido, en el contexto nacional, estos equipos comienzan a ser desarrollados por empresas líderes en infraestructura energética como Engie, Enel X, etc., lo cual es un avance hacia la consolidación de una red de recarga propia y adaptada a las necesidades locales.

Existen diferentes tipologías de cargadores en función de su capacidad, velocidad de carga y ámbito de aplicación; en el segmento doméstico, se encuentran los cargadores residenciales o de carga lenta, que generalmente operan en corriente alterna (AC) y pueden realizar una carga completa durante el transcurso de la noche, este tipo de cargadores no requiere modificaciones sustanciales en la acometida eléctrica del hogar, ya que utilizan la infraestructura eléctrica existente (220 V en Perú). En aplicaciones comerciales y de uso intensivo, se dispone de electrolineras, que operan principalmente en corriente continua (DC) y son capaces de suministrar una gran cantidad de energía en cortos períodos de tiempo (en algunos casos, cargando hasta el 80% de la batería en menos de 30 minutos), estos cargadores requieren infraestructuras eléctricas robustas, con mayores capacidades de corriente (por encima de los 100 A) y transformadores dedicados que garanticen la estabilidad del sistema, así como medidas avanzadas de protección y control.

La diversificación de los equipos de carga no solo responde a los distintos tipos de usuarios y vehículos, sino que también es clave para optimizar la planificación de la red eléctrica, gestionar la demanda energética de manera inteligente, e impulsar el uso eficiente de fuentes renovables en el transporte, por ello, el desarrollo de esta tecnología en el país no solo implica innovación industrial, sino también una transformación energética con impacto sostenible; la implementación de electrolineras no solo representa un avance tecnológico en la electromovilidad, sino que también implica una transformación estructural en las redes de distribución eléctrica operadas por las empresas concesionarias, estas modificaciones responden a la necesidad de adaptar la infraestructura existente a las altas demandas de potencia que exigen los sistemas de carga rápida.

Este tipo de infraestructura requiere una integración completa del sistema energético, abarcando las etapas de generación, transmisión y distribución, con una especial atención a la última, ya que es la que conecta directamente con las estaciones de carga, en este contexto, se requiere una red eléctrica reforzada, compuesta por cables de mayor sección, canalizaciones especiales, transformadores de potencia, tableros de protección, y sistemas de control inteligente, que aseguren una alimentación estable, segura y continua.

Uno de los retos técnicos más relevantes es garantizar que la red esté diseñada correctamente a fin de permitir la carga paralela de distintos VE, especialmente en ubicaciones de alta rotación vehicular o en las horas pico, para ello, es imprescindible aplicar estudios de capacidad de carga, análisis de demanda eléctrica proyectada y simulaciones de operación en tiempo real; el objetivo es evitar sobrecargas, caídas de tensión o interrupciones del servicio que puedan comprometer la eficiencia operativa del sistema y la experiencia del usuario.

En términos de diseño arquitectónico y funcional, estos espacios están evolucionando hacia lo que hoy se denominan "nuevos servicentros eléctricos", cuya lógica y disposición emula a los servicentros tradicionales de combustibles; estos incluyen playas de carga vehicular, islas con surtidores eléctricos de diferentes potencias, estructuras tipo canopy para protección contra condiciones climáticas, y un sistema de despacho automatizado y ágil, orientado a brindar una experiencia rápida, segura y accesible para el usuario final; estos nuevos centros de abastecimiento eléctrico no solo representan un cambio tecnológico, sino también un nuevo paradigma de infraestructura urbana y energética, que exige la colaboración coordinada entre empresas distribuidoras, reguladores, municipalidades, operadores privados y desarrolladores tecnológicos, con el fin de lograr una electromovilidad sostenible, escalable y eficiente.

Las instalaciones físicas de una estación de carga eléctrica requieren de un sistema integral de gestión, supervisión y control, cuyo objetivo principal es garantizar el funcionamiento seguro, eficiente y continuo del suministro eléctrico; este sistema actúa como el cerebro operativo de la estación, supervisando en tiempo real el flujo de energía activa y reactiva, y permitiendo la toma de decisiones automatizadas para optimizar la operación del sistema bajo diferentes condiciones de carga y demanda. Entre sus principales funcionalidades se encuentran: 1) Gestión energética inteligente, que regula la distribución de potencia entre los diferentes puntos de carga; 2) Facturación automática y personalizada, facilitando el cobro por consumo según perfiles de usuario; 3) Programación de carga por horarios o tarifas variables, para favorecer el uso en horas de menor demanda; 4) Supervisión remota mediante interfaces digitales, lo que permite a los operadores monitorear el estado de los equipos y ejecutar acciones de control sin necesidad de presencia física; 5) Gestión de demanda eléctrica, útil para evitar picos de consumo que puedan afectar la red o incrementar los costos operativos.

Asimismo, en la fase de planificación y diseño de estas estaciones, es fundamental considerar aspectos relacionados con la seguridad eléctrica e infraestructura de protección, los cuales son cruciales tanto para salvaguardar la integridad de los usuarios como para prevenir fallas o daños en los equipos. Entre los principales sistemas de protección se incluyen: 1) Sistema de puesta a tierra efectiva, que permite derivar a tierra las corrientes de fuga o fallas; 2) Interruptores diferenciales (RCD), diseñados para desconectar automáticamente el suministro en caso de detectar corrientes de fuga peligrosas hacia tierra; 3) Sistemas de protección contra sobretensiones transitorias o permanentes, que protegen la electrónica de los equipos frente a fluctuaciones en la red; 4) Sistemas de detección de fallas a tierra, que permiten identificar situaciones anómalas en la conducción eléctrica y activar protocolos de seguridad; 4) Mecanismos de desconexión de emergencia, accesibles para el usuario o el operador, que permiten cortar el suministro eléctrico de forma inmediata en caso de incendio, explosión, sobrecarga u otros eventos críticos. Estos elementos, cuando están integrados adecuadamente en el diseño, garantizan la operación confiable y segura de las estaciones de carga, alineándose con las normas técnicas internacionales de seguridad eléctrica, como la IEC 61851, la NEC 625, o las disposiciones nacionales del Código Nacional de Electricidad (CNE) – Utilización en Perú.

En el contexto actual, donde la movilidad eléctrica experimenta un crecimiento acelerado a nivel nacional e internacional, resulta crucial garantizar que los sistemas de carga instalados sean plenamente compatibles con los protocolos definidos por cada uno de los

fabricantes de VE; esta compatibilidad no solo asegura la interoperabilidad entre diferentes marcas y modelos de vehículos, sino que también contribuye a una experiencia de carga eficiente, segura y sin contratiempos para el usuario final; entre los principales protocolos de carga rápida y semi-rápida presentes en el mercado internacional, destacan: 1) CHAdeMO: estándar japonés ampliamente utilizado, especialmente en modelos asiáticos, que permite carga rápida en corriente continua (DC); 2) CCS (Combined Charging System): estándar europeo y norteamericano, también conocido como Combo 1 o Combo 2, que posibilita carga AC como DC, y es uno de los más adoptados globalmente; 3) Tesla Supercharger: sistema propietario de Tesla que ofrece carga ultra rápida, aunque en algunos países ya se adapta para aceptar CCS, facilitando su apertura a otras marcas.

En el caso del mercado peruano, es imprescindible que estos sistemas de carga se alineen con las Normas Técnicas Peruanas (NTP) promovidas por INDECOPI, que establecen los requisitos mínimos de seguridad, compatibilidad e interoperabilidad; estas normas buscan armonizar el desarrollo tecnológico con estándares internacionales como los definidos por IEC (International Electrotechnical Commission), garantizando así que los dispositivos de carga cumplan criterios técnicos que faciliten su adopción masiva y su integración a la infraestructura nacional; asimismo, se promueve la adopción de conectores estandarizados, como el Tipo 1 (SAE J1772) y Tipo 2 (IEC 62196) para carga en corriente alterna, que son comúnmente utilizados en América y Europa, respectivamente. La armonización de los equipos de carga con los estándares existentes no solo facilita el despliegue ordenado de la infraestructura de carga en el país, sino que también evita la obsolescencia tecnológica en el corto plazo.

En el marco de los compromisos climáticos asumidos por el Perú en las Conferencias de las Partes (COP) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), el país ha adoptado metas claras orientadas a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y a la transición hacia un modelo energético más sostenible y bajo en carbono, en este contexto, el desarrollo de infraestructura para la electromovilidad, como las estaciones de carga para VE, debe alinearse con dichos compromisos.

Una estrategia clave para reducir la huella de carbono asociada a la carga de estos vehículos consiste en integrar fuentes de energía renovable en el sistema de alimentación de las estaciones; tecnologías como paneles solares fotovoltaicos, biomasa, aerogeneradores o energía geotérmica permiten suministrar energía limpia al proceso de recarga, reforzando así la sostenibilidad ambiental del sistema en su conjunto; esta integración contribuye a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), especialmente al ODS 13 (Acción por el clima) y al ODS 7

(Energía asequible y no contaminante); por tanto, se puede afirmar con total fundamento que el diseño de una electrolinera debe ser concebido con criterios de eficiencia, seguridad y sostenibilidad, esto implica considerar: 1) La selección adecuada de la fuente de energía (preferentemente renovable); 2) La optimización del consumo energético mediante sistemas inteligentes de gestión y control; 3) La incorporación de medidas de protección eléctrica avanzadas; y 4) La planificación estructural que permita la carga simultánea de múltiples unidades sin afectar la estabilidad de la red.

Además, todo el sistema debe estar en estricto cumplimiento con las normativas nacionales y locales vigentes, tales como el Código Nacional de Electricidad (CNE) - Utilización, las Normas Técnicas Peruanas (NTP) de INDECOPI y las disposiciones emitidas por el OSINERGMIN y el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y, este cumplimiento no solo asegura la seguridad operativa y la calidad del servicio, sino que también legitima la infraestructura ante los entes reguladores, promoviendo su sostenibilidad legal y técnica a largo plazo.

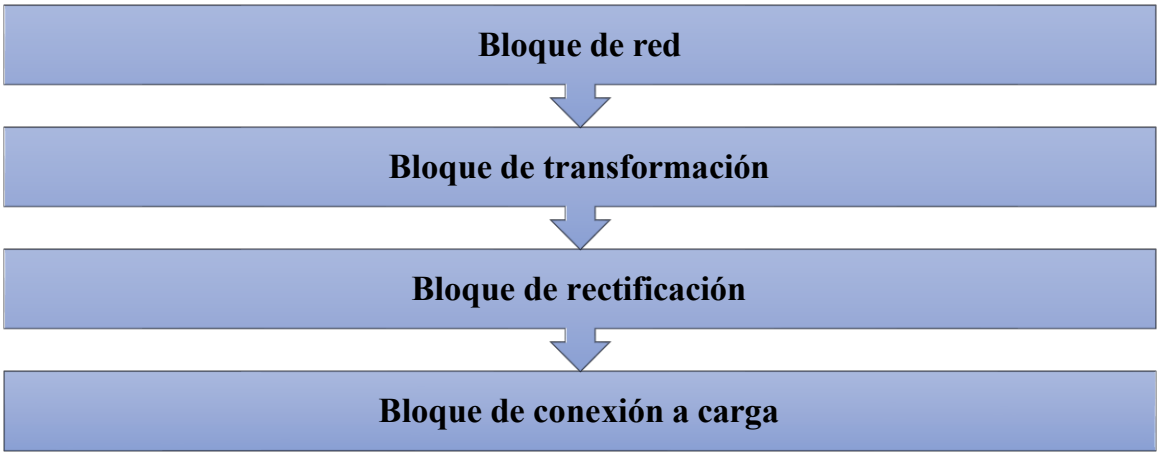
El diagrama lógico de bloques (Figura 1) representa de manera simplificada el flujo funcional del proceso de toma, transformación y entrega de energía eléctrica desde la red hasta las baterías del VE; este modelo es fundamental para entender no solo el funcionamiento técnico de una electrolinera, sino también para evaluar su eficiencia energética y su sostenibilidad. Descripción de los bloques: 1) Bloque de red, constituye la fuente de energía principal del sistema, pudiendo ser la red eléctrica convencional (media tensión), o una combinación con fuentes renovables (solar, eólica, etc.); es el punto de ingreso de la energía al sistema. 2) Bloque de transformación, encargado de adaptar los niveles de tensión y corriente a rangos adecuados para los equipos de carga; aquí se incluyen los transformadores de potencia que convierten, por ejemplo, de 22.9 kV a 400 V o 800 V. 3) Bloque de rectificación, convierte la energía de corriente alterna (AC) a corriente continua (DC), necesaria para la carga directa de las baterías del vehículo; este proceso es esencial en sistemas de carga rápida. 4) Bloque de conexión a carga, es la interfaz física y electrónica entre la estación de carga y el vehículo; incluye los conectores, protocolos de comunicación (CHAdeMO, CCS, Tipo 1/2, etc.), y sistemas de seguridad para la transferencia de energía.

La Figura 1 describe la ruta energética completa, desde la red hasta la batería del vehículo, el cual puede ser considerado también como un almacenador móvil de energía, especialmente en sistemas avanzados de gestión como el Vehicle-to-Grid (V2G); su utilidad trasciende lo técnico: es una herramienta clave para calcular el costo total del suministro

eléctrico, permitiendo: a) comparar costos operativos frente a combustibles tradicionales como gasolina, diésel, GLP o GNV, b) identificar puntos de pérdida energética o ineficiencia en el sistema de conversión y transferencia, c) estimar el impacto ambiental a través de la huella de carbono, dependiendo de la fuente de energía utilizada, y evaluar el retorno de inversión (ROI) en infraestructura de carga frente a estaciones de combustible fósil.

Figura 1

Diagrama lógico de bloques del sistema de abastecimiento energético para electrolineras



Nota. El diagrama muestra el flujo de energía desde la red eléctrica hasta la batería del VE, pasando por los bloques de transformación, rectificación y conexión a carga, representando el proceso técnico de suministro eléctrico en estaciones de carga (Ramakrishnan y Rangaraju, 2020).

El bloque de red corresponde al punto de conexión de media tensión desde la red de distribución eléctrica hasta el transformador de potencia que alimenta la electrolinera, en el caso del presente modelo de simulación, se adoptará como referencia el nivel de tensión 22.9 kV trifásico trifilar, estandarizado por ENEL X Lima, Perú, el cual es típicamente utilizado para aplicaciones industriales debido a su robustez y capacidad de manejo de carga; posteriormente, esta tensión será transformada y acondicionada para alimentar los equipos de carga mediante el bloque de transformación; aquí, la salida de voltaje en corriente continua (DC), posterior al proceso de rectificación, puede calcularse utilizando la siguiente relación teórica para un rectificador trifásico no controlado:

$$V_{DC} = 1.35 * V_{AC(RMS)}$$

Dado que se requiere una salida de 380 V_{DC} en el lado del cargador, se puede deducir el valor de entrada en AC como:

$$V_{AC(RMS)} = \frac{380V}{1.35} = 281.48V$$

Esto implica que el voltaje eficaz en el lado AC debe ser aproximadamente 281.48 V RMS, correspondiente a un voltaje pico línea a línea de 380 V, no obstante, esta tensión de entrada puede reducirse si se emplea un rectificador activo, el cual ofrece mayor eficiencia y mejor regulación de voltaje, ajustándose a la demanda dinámica de carga de los VE.

Además, conforme a la Norma Técnica Peruana NTP 2050, se señala que considerando las propiedades de la recarga rápida y las distintas circunstancias presentes en los lugares donde se ubican, las electrolineras públicas constituyen infraestructuras concebidas para abastecer de energía a las baterías de VE, ofreciendo un servicio accesible y conveniente a los usuarios fuera de su domicilio". Esta normativa nacional establece lineamientos técnicos para garantizar la seguridad, eficiencia y adaptabilidad de las estaciones de carga pública, considerando las condiciones específicas de conexión, infraestructura eléctrica y perfil de demanda.

Las estaciones de carga pública representan un componente esencial en la infraestructura de apoyo a la electromovilidad, permitiendo a los usuarios de VE acceder a puntos de recarga fuera del entorno doméstico, estas estaciones pueden encontrarse en espacios urbanos, comerciales e industriales, y su diseño varía según el nivel de potencia, el tiempo de recarga requerido y el flujo de usuarios, seguidamente, se detallan los principales tipos de carga estandarizados:

Carga nivel 1, este tipo de carga utiliza conectores eléctricos estándar de 240 V y ofrece una velocidad de recarga lenta, siendo adecuada para recargas prolongadas, como las que se realizan durante la noche en el hogar o en estacionamientos privados, su ventaja principal radica en la facilidad de acceso y bajo requerimiento de infraestructura eléctrica, aunque su potencia limitada la hace menos eficiente para cargas rápidas. Carga nivel 2, también basada en tomas de 240 voltios, la carga de nivel 2 proporciona una velocidad de carga moderada y es ampliamente utilizada en espacios públicos como supermercados, zonas de parqueo, etc.; requiere equipos más robustos que los de nivel 1 y un sistema eléctrico dedicado, pero ofrece una mejor relación entre tiempo de carga y disponibilidad de red. Carga rápida o de alta potencia (DC Fast Charging), este tipo de estación proporciona carga directa en corriente continua (DC) a través de potencias elevadas, siendo ideal para lugares de alto tránsito vehicular; estas estaciones permiten recargar una parte significativa de la batería en pocos minutos, lo cual mejora sustancialmente la autonomía y el rendimiento del sistema de movilidad eléctrica.

Desde el punto de vista técnico, para alimentar estaciones de carga rápida es necesario el uso de transformadores especiales, en el modelo propuesto, se emplea un transformador de

230 kVA, cuyo nivel secundario de tensión es de 380 V, tensión requerida por el rectificador trifásico que alimenta a los puntos de carga DC; esta configuración está diseñada para suministrar energía a hasta 8 VE conectados simultáneamente, de los cuales solo 4 pueden cargar a máxima potencia de forma concurrente. En los casos en que la demanda excede la capacidad del sistema, se activa un sistema de control inteligente que modula la corriente entregada a cada cargador a través del rectificador, con el fin de evitar sobrecarga y mantener el consumo total por debajo de los 230 kVA nominales del transformador; este tipo de gestión dinámica de carga no solo optimiza el uso de la infraestructura eléctrica, sino que también garantiza la seguridad operativa y mejora la eficiencia energética del sistema de recarga.

El bloque de rectificación constituye uno de los elementos clave en las estaciones de carga eléctrica para vehículos, pues convierte la AC proveniente de la red, a DC, necesaria para alimentar las baterías de VE; este proceso se lleva a cabo a través de sistemas avanzados de electrónica de potencia, que deben cumplir con los requisitos de seguridad y técnicos establecidos por normativas como el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.

Para fines de diseño, análisis normativo y simulación del sistema, se ha considerado el uso del cargador de alta potencia EXP180K2-HT, el cual ha sido referenciado y utilizado en proyectos asociados a Enel X. Características técnicas destacadas del cargador EXP180K2–HT: 1) Compatibilidad: soporta múltiples protocolos internacionales de carga rápida, incluyendo CCS1, CCS2, CHAdeMO y Tipo 2 AC, lo cual le permite adaptarse a una amplia variedad de VE del mercado. 2) Grado de protección: su diseño cumple con el estándar IP55, garantizando protección contra polvo y chorros de agua, lo que lo hace apto para instalaciones exteriores. 3) Gestión de potencia: incorpora una unidad de control electrónica (ECU) con interfaz touch LED, desde la cual se puede programar la potencia de salida en un rango que va desde 50 kW hasta 180 kW, lo cual otorga flexibilidad según la demanda. 4) Distribución de carga: el cargador está diseñado para distribuir potencia entre dos de sus tres conectores DC, permitiendo el uso simultáneo de múltiples vehículos.

Condiciones eléctricas de operación: a) Frecuencia de entrada AC: 45–65 Hz; b) Tensión de entrada AC: 260–530 V trifásico; c) Factor de potencia: >0.99 (operación eficiente con mínima potencia reactiva); d) Voltaje de salida DC: rango entre 150 VDC y 1000 VDC ± 0.05%; e) Corriente de salida: 600 A @ 300 V, 360 A @ 500 V y 180 A @ 1000 V; f) Potencia de salida: configurable entre 50 kW y 180 kW, con una eficiencia energética estimada en 95% (calculada en función de la corriente de entrada y salida); g) Seguridad: incorpora elementos de protección como fusibles y dispositivos de corriente residual (GFCI), mejorando la protección

frente a fallas a tierra o cortocircuitos. Dimensiones físicas: a) Ancho: 650 mm; b) Altura: 1750 mm; c) Profundidad: 820 mm.

Figura 2

Estación de carga rápida EXP180K2–HT



Nota. La imagen muestra el cargador rápido EXP180K2–HT, un equipo trifásico de corriente continua diseñado para estaciones de recarga eléctrica; permite una potencia de hasta 180 kW distribuible entre dos conectores, compatible con estándares CCS1, CCS2, CHAdeMO y Tipo 2 AC; cuenta con grado de protección IP55, pantalla táctil de control, y es usado en infraestructuras urbanas y comerciales de carga rápida (Infypower, 2023).

El peso total del cargador eléctrico no es un valor fijo, ya que varía en función de la cantidad de módulos de carga instalados en el equipo, esto se debe a que cada módulo adicional incorpora componentes electrónicos, estructuras de disipación térmica y conexiones que incrementan el peso estructural del sistema. Para estimar el peso total del cargador, se utiliza una fórmula que considera el peso base del cuerpo principal del equipo más el peso individual de cada módulo de carga multiplicado por la cantidad de módulos integrados; esta estimación permite prever las condiciones necesarias para su transporte, montaje y anclaje estructural en el lugar de instalación, asegurando la estabilidad y seguridad del sistema en operación:

$$Peso = 130 + 21xN\ (kg) \qquad donde\ N = números\ de\ módulos\ (de\ 1\ a\ 6)$$

Es importante precisar que cuando se hace referencia al número de módulos instalados en el equipo, en realidad se está hablando del número de rectificadores incorporados en el sistema, cada uno de estos rectificadores cumple una función fundamental en la conversión de

AC en DC, necesaria para el proceso de carga de los VE. Además, debe tenerse en cuenta que a cada módulo de rectificación le corresponde, de manera directa, un conector de salida; esto significa que el número de conectores disponibles para la carga simultánea de vehículos está determinado por la cantidad de módulos o rectificadores presentes en el equipo; esta relación uno a uno entre módulo y conector es clave para dimensionar correctamente la capacidad operativa del cargador en función de la demanda de carga prevista en su ubicación.

Distribución del espacio y organización física de la electrolinera

En el proceso de diseño de la electrolinera, se ha considerado como caso base la atención simultánea de cuatro VE, cada uno con un suministro de potencia máxima de 50 kW, esta configuración ha sido seleccionada por ser la más representativa y probable dentro del contexto operativo, considerando la variabilidad del factor de diversidad en el uso de los puntos de carga, si bien existen escenarios en los que podrían conectarse hasta ocho vehículos, esta condición resulta menos frecuente y no constituye el supuesto más crítico en términos de diseño funcional.

Cabe señalar que, a nivel de demanda energética total, ambos escenarios implican una carga agregada similar, por ello, el dimensionamiento de los componentes eléctricos principales, como el transformador y los sistemas de protección, no varía significativamente; no obstante, para garantizar una planificación adecuada del sistema, es imprescindible desarrollar, antes del diseño conceptual, un esquema preliminar del lugar físico de la electrolinera, este debe incluir una representación gráfica elemental de distribución del terreno, donde se indiquen las posiciones proyectadas de los cargadores, zonas de circulación, estacionamiento y elementos auxiliares.

Asimismo, se recomienda la elaboración de un diagrama de bloques que permita visualizar la disposición secuencial de los componentes eléctricos y electrónicos, así como estimar las distancias entre ellos, este análisis es esencial para calcular correctamente las longitudes de los cables, prever pérdidas eléctricas, seleccionar adecuadamente los conductores, y definir la ubicación de protecciones, tableros, y sistemas de control dentro de la infraestructura de carga.

Dimensiones y distancias operativas en la estación de carga basada en el rectificador EXP180

Para el desarrollo del diseño físico de la electrolinera que utiliza el modelo de rectificador EXP180, se han establecido parámetros específicos en cuanto a las dimensiones del parqueo y las distancias entre los componentes críticos del sistema; cada espacio de

estacionamiento asignado a los VE contempla una dimensión estándar de 3 metros de ancho por 7 metros de largo, lo cual garantiza suficiente espacio para la maniobrabilidad, el acceso a los conectores de carga y la circulación segura tanto de los usuarios como del personal técnico; en lo que respecta a la disposición de los equipos, se ha estimado una distancia de 50 centímetros entre el punto de carga y el borde más próximo del área de estacionamiento, esta longitud mínima facilita la conexión directa del cable del cargador al vehículo sin requerir extensiones o movimientos forzados, cumpliendo con criterios ergonómicos y normativos.

Por otro lado, se estableció una separación de 10 metros entre los puntos de carga y el transformador principal, esta separación considera tanto la ubicación técnica del transformador, que requiere un entorno ventilado y de fácil acceso para mantenimiento, como la necesidad de minimizar las pérdidas de energía por caída de tensión, además, esta longitud será utilizada como base para el cálculo del calibre de los conductores eléctricos, el diseño del canalizado y el dimensionamiento de las protecciones eléctricas; estas distancias físicas permiten no solo una instalación eficiente y segura, sino también una planificación precisa del tendido eléctrico, la canalización subterránea o aérea, y los costos asociados a la infraestructura civil y electromecánica.

Factor de diversidad (Fd)

El factor de diversidad es un parámetro fundamental en el diseño de sistemas eléctricos, ya que permite dimensionar adecuadamente los componentes de una instalación tomando en cuenta la probabilidad de uso simultáneo de las cargas conectadas; este factor refleja que, aunque cada carga individual tiene una demanda máxima teórica, rara vez todas operan al mismo tiempo en su punto más alto de consumo; por tanto, aplicar el factor de diversidad ayuda a optimizar los recursos eléctricos, evitando sobredimensionamientos innecesarios en transformadores, dispositivos de protección y conductores. Matemáticamente, el factor de diversidad se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$\boldsymbol{Fd = \frac{\sum Demanda\ máxima\ individual\ (Di)}{Demanda\ máxima\ coincidente\ (Dm)}}$$

Donde:

∑Di: representa la suma de las demandas máximas individuales de todos los equipos o puntos de carga, medida en kilovoltamperios (kVA).

Dm: es la demanda máxima coincidente, es decir, la máxima demanda total registrada o esperada cuando varias cargas operan simultáneamente en un mismo periodo.

Un valor de Fd mayor a 1 indica que no todas las cargas alcanzan su pico de consumo al mismo tiempo, lo cual es habitual en sistemas con múltiples usuarios o equipos distribuidos; en el contexto de estaciones de carga para VE, este factor es especialmente relevante, ya que la probabilidad de que todos los vehículos estén cargando al 100 % de su capacidad al mismo tiempo es baja; por tanto, aplicar el factor de diversidad permite ajustar el diseño del sistema eléctrico a condiciones más realistas de operación, reduciendo costos sin comprometer la eficiencia o la seguridad.

La determinación más precisa de la demanda máxima coincidente en una estación de carga eléctrica se obtendrá aplicando una fórmula que permite estimar el número probable de VE que estarán conectados simultáneamente al sistema, este enfoque resulta esencial para dimensionar correctamente la infraestructura eléctrica, ya que se basa en variables operativas reales y no únicamente en supuestos de carga plena; la cantidad de VE que coinciden (NVE) se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\frac{NVE}{L} = \frac{PL * TL}{(\frac{B}{E}) * D}$$

Donde:

NVE: Número de VE estimados en coincidencia.

L: Cantidad total de puntos de carga instalados en la estación.

PL: Potencia media de carga utilizada por vehículo (kW).

TL: Tiempo medio diario de conexión de un vehículo al punto de carga (horas).

B/E: Energía promedio consumida por cada vehículo por jornada (kWh).

D: Duración total de operación de la estación por día (horas).

Esta fórmula proporciona una herramienta cuantitativa para anticipar cuántos vehículos estarán utilizando simultáneamente los puntos de carga, de este modo, se obtiene un valor más realista de la demanda máxima coincidente, que servirá como base para calcular la capacidad requerida del transformador, la sección de los conductores, las protecciones eléctricas y demás elementos del sistema, además, permite incorporar en el diseño la variabilidad en los patrones

de uso, optimizando la eficiencia energética y los costos de inversión sin comprometer la calidad del servicio.

Donde los parámetros aplicados en este caso particular son:

- PL = 70 kW: Potencia de carga promedio asignada por cada punto de carga, considerando las características del cargador rápido EXP180.
- TL = 0.5 horas: Tiempo promedio estimado que un VE permanece conectado al punto de carga para alcanzar un 75% de su capacidad, este valor se ha calculado en función de pruebas y registros empíricos de carga rápida.
- B = 41.69 kWh: Promedio ponderado de la capacidad de las baterías de los VE considerados en el estudio, excluyendo vehículos pesados como autobuses o camiones, ya que no son parte del universo objetivo de la estación.
- E = 333.87 km: Autonomía media ponderada de los VE contemplados en el análisis.
- D = 300 km: Autonomía planificada o distancia promedio estimada que recorrerán los VE antes de requerir recarga en el contexto del presente trabajo.
- L = 8 (número de puntos de carga)

Con estos valores, el cociente $\frac{B.D}{E}$representa la energía media consumida por un vehículo en un trayecto tipo, permitiendo calcular la demanda real en función del comportamiento de uso; este enfoque ofrece una visión más ajustada de la demanda energética de la estación, tomando en cuenta no solo la capacidad técnica de los equipos, sino también los patrones de uso y características del parque vehicular atendido. Una vez obtenido el valor estimado de NVE, se podrá calcular la demanda máxima coincidente (Dm) que será utilizada como base para el dimensionamiento del transformador, los conductores eléctricos, las protecciones, y otros elementos clave del sistema. Para el caso específico de este estudio se tiene:

$$\frac{NVE}{8} = \frac{70 * 0.5}{(\frac{41.69}{333.87}) * 300}$$

$$NVE \approx 7.47 \approx 8$$

Si se espera que 8 vehículos estén cargando al mismo tiempo y cada uno consume hasta 50 kW, entonces el factor de diversidad es:

$$Fd = \frac{\sum Demandamáximaindividual(Di)}{Demandamáximacoincidente(Dm)}$$

$$Fd = \frac{8x50}{50} = 8$$

El valor de Fd = 8.00 supone que en el peor escenario solo uno de los ocho cargadores estará demandando su potencia máxima de forma coincidente, lo cual implica una baja simultaneidad de carga (muy conservador); esto puede adoptarse por: a) datos empíricos en estaciones urbanas con baja demanda simultánea; b) enfoques de diseño económico para evitar sobredimensionar la infraestructura; c) aplicación de factor de simultaneidad muy bajo para instalaciones piloto o de baja rotación.

Dimensionamiento del transformador de potencia para la estación de recarga eléctrica

En consecuencia, el dimensionamiento del transformador de potencia constituye una etapa crítica dentro del diseño de la estación de carga, ya que de este componente depende la capacidad del sistema para abastecer adecuadamente todos los puntos de carga previstos; para garantizar una operación eficiente, segura y económicamente viable, se debe considerar no solo la suma de las demandas máximas individuales de los equipos de carga, sino también el grado de simultaneidad con que estas cargas se presentan; por tal motivo, la potencia nominal del transformador (P_{Trafo}) se debe calcular aplicando la siguiente fórmula:

$$Ptrafo = \frac{\sum Di}{Fd}$$

Donde:

$\sum Di$: Representa la suma de las demandas máximas individuales de todos los cargadores conectados al sistema, medida típicamente en kilovatios (kW) o kilovoltamperios (kVA).

Fd: Es el factor de diversidad, que tiene en cuenta que no todas las cargas estarán operando al mismo tiempo con su potencia máxima.

Esta fórmula permite ajustar el valor de potencia que el transformador debe entregar en condiciones normales de operación, evitando un sobredimensionamiento que incremente los costos y reduzca la eficiencia del sistema; al mismo tiempo, asegura que la infraestructura pueda responder adecuadamente ante picos de demanda coincidente dentro de los márgenes aceptables de diseño; este enfoque de diseño racionalizado es especialmente relevante en sistemas como las estaciones de carga rápida para VE, donde la demanda simultánea no siempre alcanza su punto máximo debido a la rotación vehicular, los horarios de uso y la duración promedio de las sesiones de carga.

El correcto dimensionamiento del transformador de potencia es un componente esencial en el diseño de una electrolinera de recarga rápida para VE, este proceso debe tener en cuenta no solo la capacidad teórica total de los puntos de carga instalados, sino también la demanda real esperada, ajustada mediante el factor de diversidad (Fd) y el patrón de uso previsto; en una estación equipada con 8 puntos de carga de 50 kW cada uno, la demanda máxima teórica (∑Di) sería:

$$\sum Di = 8 \text{ x } 50 \text{ kW} = 400 \text{ kW}$$

No obstante, es improbable que todos los vehículos se encuentren cargando a plena potencia de manera simultánea, según el análisis del comportamiento de los usuarios y el uso proyectado, se ha determinado un factor de diversidad igual a 8.00, lo cual indica que, en promedio, solo un vehículo estará cargando a su máxima capacidad en un momento dado; aplicando la fórmula:

$$Ptrafo = \frac{\sum Di}{Fd}$$

$$Ptrafo = \frac{8x50}{8} = 50kW$$

Este resultado corresponde a un escenario conservador, sin embargo, considerando las estrategias de promoción de electromovilidad impulsadas por el gobierno peruano, así como la tendencia creciente de adopción de VE, se ha planteado un escenario proyectado más realista, en el que cuatro vehículos se cargan simultáneamente; por lo tanto, se propone dimensionar el transformador para una capacidad efectiva de 4 × 50 kW = 200 kW, lo cual brinda un margen operativo adecuado y garantiza la continuidad del servicio incluso en horarios de mayor uso, este enfoque responde tanto a criterios de eficiencia energética como a la necesidad de acompañar la expansión del parque automotor eléctrico. Además, considerando que los vehículos suelen llegar a la estación con un nivel bajo de carga (por debajo del 25%), y que la autonomía promedio ponderada (E) de los modelos considerados es de 333.87 km, se espera una mayor demanda energética inicial en cada sesión de carga.

Asimismo, resulta fundamental, como uno de los aspectos prioritarios dentro del proceso de diseño, reconocer la función estratégica que desempeña una electrolinera dentro de una red de generación distribuida inteligente; este tipo de infraestructura no solo actúa como un punto de suministro energético, sino que también se integra de manera dinámica en un ecosistema eléctrico más amplio, donde la gestión eficiente de la energía, la interoperabilidad

de los sistemas y la estabilidad de la red son elementos clave; en este contexto, la estación de

recarga debe concebirse considerando su capacidad para interactuar bidireccionalmente con la red (vehículo a red – V2G), optimizar la demanda mediante algoritmos de gestión energética, y contribuir a la reducción de pérdidas y picos de consumo; bajo estos principios, se incorporaron las siguientes consideraciones de diseño, orientadas a garantizar su operatividad, eficiencia y sostenibilidad en el marco de una infraestructura energética inteligente y resiliente.

La naturaleza aleatoria con la que los VE (VE) llegan a las estaciones de recarga constituye un aspecto relevante en el diseño y gestión de este tipo de infraestructuras. Este comportamiento estocástico se aborda aplicando principios y criterios operativos que permitan mitigar su impacto en la eficiencia de la red y en la disponibilidad del servicio; si bien la recarga de un VE es, en la mayoría de los casos, un proceso que puede ser controlado y programado en función de las necesidades de los usuarios y de la capacidad operativa de la red eléctrica, persisten elementos de incertidumbre y variabilidad que no pueden ser completamente eliminados; estos elementos obedecen a factores como las diferencias en los hábitos de conducción, la autonomía restante al momento de la conexión, la disponibilidad de puntos de carga, la coincidencia de horarios de mayor demanda y eventos imprevistos que alteren la programación inicial del usuario; en el presente trabajo de investigación, dichos factores de aleatoriedad han sido incorporados como variables de análisis, reconociendo su influencia directa sobre la planificación de la capacidad de carga, la gestión de la demanda y la estabilidad operativa de la red eléctrica inteligente; los factores analizar son:

Cobertura de estaciones de suministro eléctrico para VE

La localización geográfica y el grado de disponibilidad operativa de las estaciones de carga, sean estas de carácter público o privado (también denominadas banderas), constituyen factores determinantes en la decisión del propietario de un VE sobre el momento y lugar para efectuar la recarga; cuando la infraestructura de carga se encuentra ocupada, fuera de servicio o con acceso restringido, se generan demoras no planificadas que alteran la programación de recarga prevista por el usuario; esta situación introduce un componente de aleatoriedad en la demanda de energía y puede provocar concentraciones temporales de usuarios en determinadas estaciones. Para analizar y modelar este fenómeno, resulta pertinente la aplicación de la teoría de colas, la cual permite estudiar y optimizar variables como el tiempo promedio de espera, la longitud media de la fila y la tasa de utilización del sistema de carga; este enfoque es especialmente útil para dimensionar la infraestructura, establecer estrategias de balance de

carga y mejorar la experiencia del usuario, garantizando una mayor eficiencia y continuidad en el servicio.

Demanda eléctrica del sistema de suministro

La carga sobre la red eléctrica presenta fluctuaciones significativas a lo largo del día y de la semana, influenciadas por los hábitos de consumo residencial, comercial e industrial; en las denominadas horas punta, caracterizadas por una alta demanda energética, los propietarios de VE (VE) pueden experimentar mayores dificultades para acceder a un servicio de carga rápida y económicamente competitivo; en estos periodos, las limitaciones de capacidad y el incremento en las tarifas por kilovatio-hora (debido a mecanismos de gestión de la demanda o a la congestión en la red) pueden incentivar a los usuarios a desplazar sus sesiones de recarga hacia franjas horarias menos saturadas, aunque ello suponga sacrificar conveniencia y disponibilidad inmediata.

Este comportamiento de desplazamiento temporal introduce un patrón de recarga no uniforme y de carácter parcialmente aleatorio, lo que complica la planificación de la infraestructura y la gestión de la red; para modelar este fenómeno, pueden aplicarse técnicas de análisis de carga dinámica y simulaciones basadas en teoría de colas y procesos estocásticos, permitiendo mejorar la distribución eficiente de los recursos, reducir los tiempos de espera y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

Condiciones de tiempo y condiciones climáticas

Las variables meteorológicas desempeñan un papel significativo en el rendimiento y la eficiencia de las baterías de los VE (VE); temperaturas extremas, tanto frías como cálidas, pueden afectar la química interna de las celdas y modificar la velocidad de las reacciones electroquímicas, reduciendo así la autonomía efectiva del vehículo.

En entornos fríos, el incremento de la resistencia interna de la batería y la necesidad de destinar energía adicional al sistema de calefacción del habitáculo generan una disminución perceptible en la distancia que el vehículo puede recorrer antes de requerir una nueva recarga; de manera análoga, en condiciones de calor extremo, los sistemas de refrigeración de la batería y del habitáculo incrementan el consumo energético, provocando también una reducción en la autonomía.

Estos efectos obligan a los conductores a realizar recargas con mayor frecuencia y, en muchos casos, en momentos no planificados, introduciendo un componente de variabilidad y

aleatoriedad en la demanda de energía: para evaluar el impacto de este factor en la operación de las estaciones de carga, es posible integrar modelos de degradación de baterías y análisis estocástico de patrones de recarga, permitiendo anticipar incrementos temporales en la demanda y ajustar la capacidad de la infraestructura de forma proactiva.

Gestión de la agenda personal

Los dueños de VE cuentan con la capacidad de establecer un horario de recarga de sus unidades en función de sus preferencias y necesidades individuales, lo que añade un importante componente de variabilidad al momento y frecuencia con que se lleva a cabo este proceso; factores como los patrones diarios de desplazamiento, los horarios laborales, las actividades recreativas, los compromisos familiares o incluso viajes imprevistos influyen directamente en la decisión de cuándo conectar el vehículo a una estación de carga.

Aunque esta flexibilidad representa una ventaja para el usuario, desde la perspectiva de gestión de la infraestructura y la red eléctrica introduce incertidumbre en la demanda y dificulta la previsión de picos de consumo; la planificación personal puede, además, verse modificada por incentivos tarifarios en horarios valle, disponibilidad de cargadores en rutas habituales o eventos no planificados que alteren la rutina del conductor; para modelar este comportamiento, se pueden emplear técnicas de simulación de demanda basada en perfiles de usuario, combinadas con análisis probabilístico y teoría de colas, permitiendo anticipar la ocupación de estaciones y optimizar la asignación de recursos energéticos.

Pliegos tarifarios vigentes

Algunas empresas distribuidoras aplican estructuras tarifarias diferenciadas por franjas horarias, lo que permite que el costo del kilovatio-hora varíe a lo largo del día; esta modalidad, alineada con la nueva política del OSINERGMIN sobre tarifas por bloques horarios, busca incentivar el consumo en horas de menor demanda y aliviar la presión sobre la red en periodos de máxima carga; para los propietarios de VE, esta flexibilidad tarifaria representa una oportunidad para optimizar sus costos de operación, motivándolos a programar la recarga durante los tramos de tarifa más baja; sin embargo, esta estrategia introduce variabilidad temporal en los patrones de recarga, ya que no todos los usuarios coinciden en su disponibilidad para cargar el vehículo en dichas horas valle.

Desde la perspectiva de planificación de la infraestructura, este fenómeno puede generar concentraciones de demanda en horarios específicos y requerir ajustes en la capacidad de las

estaciones de carga; su análisis puede abordarse mediante modelos de optimización tarifaria y simulación de curvas de demanda, integrando variables de comportamiento del usuario y proyecciones de consumo eléctrico, con el fin de equilibrar los beneficios económicos para el usuario y la estabilidad operativa de la red.

Sistema inteligente de abastecimiento eléctrico

La incorporación de sistemas de abastecimiento inteligente en la infraestructura para VE representa un avance significativo en la optimización del uso de la energía; esta tecnología permite que los usuarios programen y gestionen el proceso de recarga de acuerdo con las siguientes variables: la disponibilidad de generación a partir de fuentes renovables, los precios horarios de la electricidad, la capacidad instantánea de la red y otros parámetros obtenidos en tiempo real mediante sistemas de monitoreo.

Al automatizar y sincronizar la recarga con estas condiciones, se logra reducir costos para el usuario, disminuir la presión sobre la red en periodos de alta demanda y maximizar el aprovechamiento de energías limpias; sin embargo, este esquema introduce un nivel adicional de aleatoriedad controlada, ya que las decisiones de inicio y duración de la carga se ajustan dinámicamente en función de datos que pueden cambiar de manera repentina; desde el punto de vista de la planificación y modelado, la carga inteligente puede evaluarse mediante algoritmos de gestión energética, simulaciones de flujo de potencia y análisis predictivo de demanda, lo que permite anticipar patrones de recarga, equilibrar cargas en la red y optimizar el uso de recursos eléctricos.

En síntesis, si bien el proceso de abastecimiento eléctrico de VE puede, en la mayoría de los casos, ser programado y controlado por el usuario o gestionado por sistemas automatizados, persisten diversos factores de naturaleza aleatoria que inciden en el momento, la frecuencia y las condiciones en que dicha recarga se lleva a cabo; estos elementos, derivados tanto de comportamientos humanos como de condiciones técnicas, climáticas y operativas de la red, generan variaciones que afectan la previsibilidad de la demanda energética (Tabla 1).

Dentro del marco conceptual necesario para desarrollar un modelo de simulación que represente el abastecimiento y funcionamiento de una electrolinera, resulta esencial definir las características técnicas de la electrolinera de carga lenta, esta de infraestructura opera con un nivel de voltaje estandarizado de aproximadamente 240 voltios y una corriente nominal de 16 amperios, lo que se traduce en una potencia efectiva cercana a 3,8 kW; a esta capacidad, el proceso de recarga de la batería de un VE requiere, en promedio, unas ocho horas para

completarse, lo que lo convierte en un sistema ideal para la recarga programada durante la franja horaria nocturna, momento en que la demanda de la red es menor y las tarifas eléctricas suelen ser más económicas; por su naturaleza, este tipo de estaciones suele instalarse en entornos residenciales o en playas de estacionamiento, donde los vehículos pueden permanecer conectados durante periodos prolongados sin interrumpir su uso cotidiano, además, la carga lenta contribuye a preservar la vida útil de las baterías, ya que minimiza la generación de calor y reduce el estrés electroquímico asociado a corrientes elevadas (International Energy Agency, 2023).

La estación de carga semi-rápida representa una alternativa intermedia eficiente dentro del abanico de infraestructura de recarga para VE, este tipo de sistema, también conocido como cargador de nivel 2, opera generalmente con una alimentación de corriente alterna de 240 V, ofreciendo potencias que oscilan entre aproximadamente 7,2 kW y 19,2 kW, a este nivel de energía, el proceso completo de recarga de la batería de un VE puede requerir alrededor de cuatro horas, aunque el tiempo exacto depende de la capacidad de la batería y su estado inicial de carga; estas estaciones son particularmente convenientes para recargas nocturnas) cuando la demanda eléctrica y las tarifas suelen ser más bajas (lo que favorece tanto una mayor eficiencia energética como una reducción del costo para el usuario; por esta razón, se instalan comúnmente en garajes de viviendas unifamiliares y estacionamientos comunitarios residenciales, donde los vehículos pueden permanecer conectados durante varias horas, además, al ofrecer una recarga moderada en términos de intensidad, se minimiza el estrés térmico sobre las baterías, lo que contribuye a prolongar su vida útil (Brown et al., 2024).

Tabla 1

Factores de aleatoriedad en la recarga de VE y su impacto en la red eléctrica

Factor de aleatoriedad	Descripción técnica	Impacto en la red eléctrica	Implicaciones para el diseño de estaciones	Herramientas de análisis/modelado recomendadas
Disponibilidad de estaciones de carga	Variaciones en la ubicación y disponibilidad de cargadores públicos o privados (banderas), que pueden provocar demoras y concentración de usuarios.	Aumento de tiempos de espera, saturación puntual de estaciones.	Dimensionar puntos de carga en zonas de alta demanda, establecer sistemas de reserva y monitoreo.	Teoría de colas, análisis de ocupación, simulaciones de tráfico de usuarios (Farkas & Prikler, 2012).
Demanda de energía en la red	Fluctuaciones diarias y semanales en el consumo eléctrico general que afectan la disponibilidad de carga rápida y el costo del servicio.	Congestión en horas punta, reducción de capacidad disponible para VEs.	Planificar capacidad de carga considerando picos de demanda, implementar gestión de carga dinámica.	Análisis de carga dinámica, teoría de colas, modelado estocástico (Puech et al., 2024).
Condiciones climáticas	Temperaturas extremas que reducen la eficiencia y autonomía de las baterías, incrementando la frecuencia de recarga.	Incrementos inesperados en la demanda durante olas de frío o calor.	Incorporar previsiones meteorológicas en la gestión operativa de estaciones.	Modelos de degradación de baterías, simulaciones estocásticas de demanda (Amara-Ouali et al., 2025).
Planificación personal del usuario	Elección del momento de recarga según hábitos, horarios laborales y compromisos personales.	Demanda no uniforme y difícil de predecir.	Flexibilizar disponibilidad y capacidad de estaciones en horarios variables.	Simulación de demanda basada en perfiles de usuario, análisis probabilístico (Kim & Park, 2025).

Pliegos tarifarios vigentes	Tarifas diferenciadas por bloques horarios (OSINERGMIN) que incentivan la recarga en horas valle.	Concentraciones de carga en periodos de tarifa reducida.	Ajustar capacidad en horarios incentivados y promover balance de carga.	Modelos de optimización tarifaria, análisis de curvas de demanda (OSINERGMIN, 2023).
Tecnología de carga inteligente	Programación automatizada de la recarga según precios, disponibilidad de renovables y datos en tiempo real.	Variaciones dinámicas y controladas en los patrones de carga.	Integrar infraestructura con sistemas de gestión energética y comunicación bidireccional.	Algoritmos de gestión energética, simulaciones de flujo de potencia, análisis predictivo (Wang et al., 2023).
Disponibilidad de energía renovable	Variabilidad de generación solar/eólica que condiciona la recarga sostenible.	Fluctuaciones en capacidad renovable disponible para VE.	Integrar almacenamiento y balance energético en estaciones.	Modelos de generación renovable, simulaciones de integración con red (Zhan et al., 2025).
Eventos imprevistos	Fallas técnicas, cortes de energía o alta demanda por contingencias locales.	Alteraciones bruscas en la demanda y disponibilidad.	Diseñar redundancia y protocolos de emergencia.	Análisis de confiabilidad, modelado de fallas, gestión de riesgos (Puech et al., 2024).

Nota. La tabla presenta los principales factores de aleatoriedad que inciden en el proceso de recarga de VE, junto con su impacto potencial sobre la red eléctrica, implicaciones para el diseño de estaciones y herramientas de análisis recomendadas; las referencias incluyen estudios recientes y marcos regulatorios que respaldan la identificación y modelado de estos factores en el contexto de redes inteligentes y generación distribuida.

La estación de carga rápida constituye la alternativa más avanzada y de mayor potencia dentro de la infraestructura de recarga para VE; a diferencia de los sistemas de carga lenta o semi-rápida, este tipo de instalación opera suministrando energía en corriente continua (DC) y emplea niveles de amperaje considerablemente superiores, lo que permite transferir grandes cantidades de energía en lapsos muy reducidos; en configuraciones típicas, la potencia de salida se sitúa alrededor de 50 kW, suficiente para llevar la batería de un VE desde un nivel bajo de carga hasta aproximadamente el 70 % de su capacidad en unos 10 minutos, este tiempo de espera resulta comparable al que un usuario dedicaría al repostaje de un vehículo de combustión interna, lo que convierte a la carga rápida en una solución estratégica para estaciones de servicio y corredores de transporte de alta demanda; no obstante, la elevada potencia requerida implica exigencias técnicas significativas, tales como la adaptación o refuerzo de las redes eléctricas existentes, mejoras en las acometidas y la implementación de sistemas de protección y refrigeración que garanticen la seguridad y eficiencia del proceso, estas consideraciones hacen que la instalación de estaciones de carga rápida requiera estudios de factibilidad técnica y coordinación con las empresas distribuidoras de energía (Tabla 2).

Tabla 2

Comparación de tipos de estaciones de carga para VE

Tipo de estación de carga	Características técnicas	Tiempo estimado de carga	Ubicaciones típicas
Carga lenta (Nivel 2 básico)	240 V AC, 16 A, potencia aproximada de 3,8 kW. Ideal para uso nocturno y preserva la vida de la batería.	≈ 8 horas para carga completa.	Domicilios, playas de estacionamiento.
Carga semi-rápida (Nivel 2 avanzado)	240 V AC, potencia aproximada de 7,2–19,2 kW. Equilibrio entre tiempo de carga y cuidado de la batería.	≈ 4 horas para carga completa.	Garajes unifamiliares y comunitarios.
Carga rápida (DC fast charging)	Corriente continua (DC), potencia ≈ 50 kW. Requiere redes reforzadas y sistemas de refrigeración.	≈ 10 minutos para alcanzar 70 % de carga.	Estaciones de servicio, corredores de transporte.

Nota. La tabla compara las principales características técnicas, tiempos estimados de carga, ubicaciones típicas y fuentes de referencia de tres tipos de estaciones de carga para VE: carga lenta, carga semi-rápida y carga rápida.

Probabilidad de atención y distribución de VE

En el contexto de la distribución de VE, la cantidad de unidades en circulación dentro de un área geográfica específica influye directamente en la disponibilidad y el tiempo de espera en las estaciones de carga; en zonas con una alta densidad de VE, la demanda sobre la infraestructura de recarga tiende a incrementarse, lo que eleva la probabilidad de que las estaciones se encuentren ocupadas, este escenario puede obligar a algunos conductores a esperar antes de iniciar la recarga, afectando la eficiencia del servicio; este fenómeno puede modelarse mediante una ecuación probabilística del tipo:

$$P = fp\ (Densidad\ VE, N°\ estaciones, horarios)$$

donde P representa la probabilidad de demora en la atención de un VE; en el presente estudio, la densidad vehicular se estimó en 0.50 (significa que la mitad de la capacidad esperada de la estación está siendo demandada), el número de estaciones disponibles fue de 1, y la variable horarios se segmentó en tres bloques diferenciados, a partir de estos parámetros (mañana, tarde, noche), la probabilidad de atención rápida se calculó en 0.35; investigaciones previas respaldan que la relación entre densidad vehicular y disponibilidad de estaciones de carga es crítica para el diseño de infraestructura, especialmente en entornos urbanos con alta penetración de VE, según Gnann et al. (2018), una planificación inadecuada de la ubicación y capacidad de las estaciones incrementa notablemente los tiempos de espera, afectando la percepción del usuario y la adopción de la electromovilidad.

Horarios de carga

Respecto a los horarios de carga, es esencial considerar que las preferencias de los propietarios de VE (VE) difieren significativamente, mientras que muchos eligen cargar sus vehículos durante la noche, generalmente en sus hogares, otros recurren a estaciones públicas durante el día, ya sea por conveniencia, necesidad operativa o falta de acceso a cargadores domésticos, esta variabilidad en los patrones de recarga refleja factores individuales como rutinas de trabajo, disponibilidad de infraestructura, sensibilidad a tarifas eléctricas según el horario y motivaciones personales; comprender estos patrones es crucial para planificar eficazmente tanto la infraestructura como las políticas tarifarias (Li y Jenn, 2024). Según estudios recientes, la mayoría de las sesiones de carga ocurren durante la noche (en un entorno hogareño), mientras que las recargas públicas suelen distribuirse a lo largo del día, esta diferencia temporal impacta en el diseño de redes eléctricas, en la gestión de la demanda energética y en la optimización de recursos (Gardien et al., 2020).

Demanda de carga para VE

En el análisis de la demanda de carga para VE es imprescindible contemplar casos especiales asociados a la disponibilidad de energías renovables, un segmento de usuarios opta por recargar sus vehículos en momentos de mayor generación de energía limpia, como en las horas diurnas en regiones con alta irradiación solar o en periodos de viento intenso en zonas con parques eólicos, esta estrategia no solo contribuye a una menor huella de carbono del proceso de carga, sino que también puede suponer un beneficio económico al aprovechar tarifas reducidas vinculadas a excedentes de generación renovable.

Por otra parte, durante los viajes de larga distancia, muchos conductores recurren a cargadores rápidos ubicados estratégicamente en rutas y carreteras, el objetivo en estos casos es disminuir la frecuencia de paradas, optimizar los tiempos de traslado y garantizar la autonomía necesaria para completar el trayecto, este patrón de uso genera picos de demanda concentrados en tramos horarios específicos, especialmente en estaciones situadas en corredores interurbanos o turísticos; la combinación de estos comportamientos (recarga en sincronía con la producción renovable y uso de carga rápida en ruta) tiene un impacto directo en la curva de demanda horaria de las electrolineras (Hao, 2025). Hao (2025) muestra que, en redes regionales sustentadas en energía limpia, la implementación de estrategias de gestión como tarifas por tiempo de uso (TOU), control directo de carga (DLC) o integración vehículo-red (V2G) permite aumentar la utilización de energía renovable en aproximadamente 12 %, disminuir la brecha entre picos y valles de demanda en un 15 %, y reducir la energía renovable descartada.

La Tabla 3 presenta la estimación de la demanda eléctrica horaria (en kW) para una electrolinera a lo largo de un ciclo de 24 horas, este registro permite identificar patrones de consumo energético asociados al comportamiento de los usuarios de VE y a la operación de la infraestructura de carga; durante la madrugada (01:00–03:00), la demanda se mantiene estable en 50 kW, posiblemente vinculada a usuarios que cargan en horas de bajo tránsito para aprovechar tarifas nocturnas más bajas o menor ocupación, sin embargo, entre las 04:00 y 06:00 horas la demanda cae a 0 kW, lo que refleja un periodo de inactividad casi total, asociado a la baja movilidad vehicular y al hecho de que muchos usuarios ya han completado la carga nocturna en sus domicilios; a partir de las 07:00 horas, se observa un repunte a 50 kW, manteniéndose hasta las 08:00, lo que puede corresponder a recargas cortas previas al inicio de la jornada laboral, posteriormente, entre las 09:00 y 13:00 horas, la demanda sube de manera sostenida a 100 kW, reflejando un incremento en la utilización de la infraestructura por parte

de vehículos en operación diurna, posiblemente de flotas comerciales o usuarios en desplazamientos urbanos.

El pico máximo de demanda se registra entre las 14:00 y 16:00 horas, alcanzando 150 kW, lo que coincide con horas de alta movilidad intermedia y retornos parciales de recorridos, posteriormente, la demanda disminuye a 100 kW a las 17:00 y 18:00 horas, pero vuelve a repuntar a 150 kW entre las 19:00 y 21:00, asociado a recargas vespertinas antes del fin de la jornada o al inicio de viajes nocturnos; en las horas finales del día, entre las 22:00 y 24:00, la demanda baja progresivamente de 100 kW a 50 kW, cerrando el ciclo diario, el consumo promedio diario se sitúa en 89,60 kW, lo que indica que, aunque existen picos significativos, gran parte de la jornada se mantiene en niveles medios de utilización.

Tabla 3

Demanda eléctrica horaria estimada de Electrolineras

Ítem	Horario	Demanda promedio (kW)
1	01:00	50
2	02:00	50
3	03:00	50
4	04:00	0
5	05:00	0
6	06:00	0
7	07:00	50
8	08:00	50
9	09:00	100
10	10:00	100
11	11:00	100
12	12:00	100
13	13:00	100
14	14:00	150
15	15:00	150
16	16:00	150
17	17:00	100
18	18:00	100
19	19:00	150
20	20:00	150
21	21:00	150
22	22:00	100
23	23:00	50
24	24:00	50
Promedio		89.60

Nota. Demanda eléctrica estimada por hora, basada en simulaciones del comportamiento típico de uso de la estación en horas punta y valle, se observa un promedio diario de 89,60 kW con picos en franjas de alta demanda. Con base en datos de carga rápida, Argonne National Laboratory estima una energía promedio por sesión de 24 kW en 0,4 h para cargadores DC tipo fast (ENERGY STAR, 2025).

2.5.2. Dimensionamiento eléctrico de la estación de carga

El dimensionamiento eléctrico se desarrolló a partir de la demanda energética estimada y de las condiciones de utilización consideradas en el estudio; se analizaron los periodos de mayor y menor demanda, la simultaneidad de llegada de vehículos y los tiempos de atención; posteriormente, se realizaron los cálculos necesarios para determinar la potencia requerida, la capacidad del transformador, los conductores, las protecciones, la puesta a tierra y las características de los equipos de carga.

En primer lugar, resulta imprescindible definir y estructurar el modelo de negocio para las electrolineras o estaciones de carga rápida, considerando tanto la demanda proyectada como la oferta planificada, la demanda se encuentra condicionada por el crecimiento del parque automotor de VE enchufables en el Perú, los cuales requieren servicios de carga rápida para optimizar su operatividad, la oferta, por su parte, se determina en función de variables como la cantidad de islas de recarga previstas para su implementación, las referencias métricas y dimensionales óptimas entre ellas, así como la capacidad tecnológica de los equipos; el diseño del modelo debe basarse en un análisis integral, que incluya un balance entre la demanda esperada y la capacidad instalada, de manera que se logre un equilibrio entre dos escenarios extremos: a) Sobreinversión, donde se cuenta con una capacidad excedente que posibilita una atención ágil a los usuarios, pero que implica una alta probabilidad de periodos de inactividad. b) Subinversión, donde se instala una capacidad reducida que minimiza el costo de inversión inicial, pero incrementa significativamente la probabilidad de tiempos de espera prolongados o incluso de usuarios que no logran abastecerse.

Para abordar este equilibrio, en el presente estudio se propone la aplicación de la teoría de colas la cual permite modelar y analizar sistemas con flujos de llegada y atención, optimizando la asignación de recursos, este enfoque es especialmente útil para describir la dinámica de los VE que arriban a una estación de carga y deben esperar para ser atendidos por uno o varios puntos de suministro de energía; su adaptación al ámbito de la electromovilidad permite determinar el tiempo óptimo de atención por vehículo, estimar probabilidades de espera y dimensionar de forma eficiente la infraestructura de carga, de esta manera, se garantiza un balance adecuado entre costos de inversión, nivel de servicio y satisfacción del usuario (Pourvaziri et al., 2024).

Enfoque analítico para el dimensionamiento de electrolineras basado en teoría de colas

La teoría de colas sirve para modelar y mejorar la eficiencia operativa de las electrolineras, su aplicación permite simular el comportamiento de los sistemas bajo variabilidad en la llegada de vehículos, capacidad de servicio y tiempo de carga, optimizando la infraestructura según criterios técnicos y económicos; integrar la teoría de colas en el diseño y operación de estaciones de carga para VE permite optimizar recursos, mejorar la experiencia del usuario y planificar infraestructura de forma más eficiente y estratégica (Pourvaziri et al., 2024); aspectos fundamentales a considerar en el diseño de una electrolinera son:

- Patrones de llegada de vehículos: los VE pueden llegar de forma aleatoria, agrupada o con tendencias predecibles según el momento del día, utilizando modelos como Poisson o Erlang, la teoría de colas permite estimar la distribución de llegadas y anticipar picos de demanda.
- Servidores (cargadores eléctricos): los cargadores (rápidos, medianos o lentos) representan los servidores del sistema, la teoría de colas ayuda a conocer la cantidad necesaria de cargadores para minimizar los tiempos de espera sin generar sobrecapacidad ociosidad ni saturación en las horas pico.
- Tiempo de servicio: este indicador varía según el estado de carga, el tipo de cargador y otras variables, la teoría de colas permite representar su distribución probabilística y calcular el tiempo promedio de carga y permanencia, con impacto directo en la eficiencia operativa.
- Capacidad de la estación: implica la cantidad de vehículos que pueden atenderse simultáneamente, determinando factores como el dimensionamiento del transformador, el espacio físico y la cantidad de islas de carga, el modelado de colas permite simular escenarios de pico y validar la capacidad instalada.
- Tiempos de espera y colas: al estimar la longitud de las colas y el tiempo promedio de espera, se puede mejorar la satisfacción del usuario, además, estas métricas respaldan estrategias de asignación como la priorización de vehículos con carga crítica o sistemas de reserva.

Propuesta de modelo de negocio

El presente modelo de negocio plantea la implementación de estaciones de recarga eléctrica para vehículos, denominadas electrolineras, con el fin de atender la creciente demanda de energía para la movilidad eléctrica en la ciudad de Lima, cada estación estará diseñada con capacidad operativa para abastecer de forma simultánea a cuatro VE, optimizando así el flujo

de atención y reduciendo los tiempos de espera de los usuarios; la infraestructura de cada electrolinera tendrá dos cargadoras de carga rápida, cada una con dos tomas independientes, lo que permite un total de cuatro líneas de recarga en paralelo, esta configuración se ha definido a partir de un análisis de capacidad eléctrica y proyección de demanda, en el cual se determinó que cada línea de carga, operando durante 10 horas diarias, puede realizar aproximadamente 20 recargas completas.

La energía necesaria para operar las estaciones será suministrada a partir del excedente de reserva eléctrica administrado por las principales compañías encargadas de generar y distribuidor energía eléctrica en Lima, esto permitirá aprovechar recursos energéticos disponibles sin comprometer el suministro general de la red y asegurando un servicio estable y confiable; para la correcta operación de cada electrolinera se tomará en cuenta:

- Un administrador, responsable de la planificación estratégica y supervisión general del proyecto.
- Un asistente, encargada de la coordinación administrativa y apoyo a la gestión operativa.
- Un supervisor de operaciones, responsable del control de calidad del servicio y la operatividad de los equipos.
- Cuatro técnicos especializados, encargados del mantenimiento preventivo y correctivo de los sistemas de carga y del soporte técnico a los usuarios.

Este esquema de organización y dimensionamiento técnico busca garantizar altos estándares de servicio, optimizar el uso de la infraestructura y maximizar la rentabilidad de la inversión, alineándose con las tendencias globales de sostenibilidad y movilidad eléctrica; por ejemplo, un estudio del Instituto Internacional de Políticas para el Transporte Limpio destaca que los cargadores rápidos públicos (DCFC) ofrecen entre 50 kW y 350 kW de potencia, y que su rentabilidad está directamente condicionada por la tasa de uso y el precio aplicado a los usuarios (Logan, 2025).

Especificaciones técnicas de los modelos que circulan en el Perú

El punto de partida para definir el diseño básico de la electrolinera de recarga rápida para VE es establecer con precisión el tipo y las especificaciones técnicas de los modelos que actualmente se encuentran en circulación en el Perú; en la actualidad, el mercado nacional (especialmente en Lima y, progresivamente, en las principales ciudades costeras) está

incorporando unidades como el BYD e6 y el Toyota Prius en sus versiones eléctricas o híbridas enchufables.

El BYD e6 posee una batería que se puede recargar y que esta fabricada en base de fosfato de hierro e ion-litio ($LiFePO_4$), reconocida por su seguridad térmica, estabilidad química y larga vida útil, estimada en aproximadamente 10 años o varios miles de ciclos de carga-descarga, su capacidad nominal es de 61,4 kWh, y puede cargarse del 0 % al 100 % en un tiempo aproximado de dos horas bajo condiciones de carga rápida, además, integra un sistema de frenado regenerativo, que recupera parte de la energía cinética durante la desaceleración y la almacena en la batería, lo que incrementa su autonomía hasta 300 kilómetros por carga completa; en cuanto a las condiciones eléctricas, este modelo se carga con una potencia nominal de 50 kW a un voltaje de 380 V AC trifásico, lo que exige que las estaciones de carga cuenten con infraestructura eléctrica de alta capacidad, protecciones específicas y sistemas de gestión de energía para garantizar un suministro seguro y estable (Díaz-Samaniego et al., 2019).

El Toyota Prius Plug-in Hybrid (PHEV) en su versión híbrida enchufable también emplea tecnología de batería de ion-litio, aunque con una capacidad menor, diseñada para maximizar eficiencia en trayectos urbanos y complementar el funcionamiento del motor de combustión interna, este tipo de vehículo, aunque no requiere cargas tan prolongadas ni potencias tan altas como el BYD e6, demanda igualmente un diseño de estación que ofrezca compatibilidad con diferentes estándares de carga y conectores universales (CCS, CHAdeMO, GB/T), a fin de atender una mayor diversidad de usuarios. Aunque su batería es de menor capacidad (5.2 kWh), puede cargarse completamente en aproximadamente tres horas utilizando un enchufe de 220 V, o en 180 minutos (3 horas) con un enchufe de 110 V (Shakir, 2024). A pesar de esta capacidad menor, la infraestructura de carga debe garantizar compatibilidad con distintos estándares y niveles de potencia para atender tanto modelos como el BYD e6 como vehículos híbridos más pequeños como el Prius PHEV.

En síntesis, la electrolinera debe contemplar:

- Potencia de carga mínima de 50 kW para cumplir con los tiempos establecidos por fabricantes.
- Compatibilidad con tensiones trifásicas de 380 V AC.
- Gestión de calor y ventilación en los módulos de carga rápida.
- Protocolos de seguridad eléctrica para evitar sobrecargas o picos de voltaje.
- Integración de conectores y protocolos compatibles con múltiples marcas y modelos de VE.

Estos parámetros son esenciales para garantizar que la infraestructura instalada responda a las necesidades técnicas de los modelos presentes en el mercado peruano actual y de aquellos que ingresarán en los próximos años.

En el Perú se distinguen dos tipos principales de cargadores para VE (carga rápida (DC) y carga lenta o nivel 2 (AC)) cuya introducción y expansión ha sido posible gracias a un marco legal incentivador, en 2019, el Comité de Comercio Exterior (COMEX) aprobó la exoneración del arancel de importación (Ad-Valorem 0 %) para VE de uso particular, público y de carga, así como para cargadores, baterías y componentes de carga eléctrica, favoreciendo la instalación de esta infraestructura (Asociación Automotriz del Perú , 2021). Se dispuso también una exoneración del IGV y del ISC para los servicios de carga, tales como los prestados en electrolineras (Asociación Automotriz del Perú, 2021). Todo lo anterior forma parte del Plan Nacional de Electromovilidad (2021), elaborado por la Asociación Automotriz del Perú, que propone una serie de incentivos tributarios temporales (como exoneraciones de aranceles, IGV, impuesto vehicular patrimonial, etc.) para facilitar la adopción de la electromovilidad en el país. En conjunto, este conjunto de políticas (exoneraciones tributarias y arancelarias, y los programas del Plan Nacional de Electromovilidad) ha contribuido a dinamizar el mercado de VE y su infraestructura de carga en el Perú, facilitando el desarrollo de estaciones de recarga tanto públicas como privadas (Asociación Automotriz del Perú, 2021)

Asimismo, se anunciaron planes nacionales para la implementación de estaciones de carga eléctrica a nivel nacional, en el marco de las estrategias del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) orientadas a promover la masificación del VE, estas iniciativas forman parte de un esfuerzo coordinado para desarrollar infraestructura de recarga que permita garantizar la autonomía y operatividad de los VE en las principales ciudades y corredores viales del país (Ministerio de Energía y Minas, 2021). En paralelo, se evaluó la disponibilidad de modelos eléctricos en el mercado peruano, identificándose que esta era aún limitado, no obstante, algunas marcas internacionales ya habían incorporado opciones eléctricas en el Perú, entre ellas BYD, con modelos como el e6 y el Yuan Plus; Toyota, con versiones híbridas enchufables como el Prius Prime; y Tesla, con unidades importadas de forma particular o a través de intermediarios especializados; este panorama evidenciaba que, si bien la oferta de modelos en Perú estaba en fase inicial, la introducción progresiva de marcas reconocidas y la expansión planificada de la red de electrolineras sentaban las bases para una mayor adopción de la electromovilidad en el mediano y largo plazo (Cruz, 2024).

En el desarrollo de esta investigación se establece que los cargadores empleados serán del tipo empotrado en muro, diseñados con carcasa encapsulada bajo la norma IP55, que asegura protección frente a la penetración de polvo y chorros de agua a baja presión, lo cual es fundamental para su instalación en ambientes exteriores expuestos, estos equipos incorporan conectores estandarizados GB/T 20234-2012, ampliamente reconocidos en la industria por su capacidad de garantizar compatibilidad entre diferentes fabricantes y un flujo seguro de energía; asimismo, se dotan de un cable enrollable de tres metros, con sistema de protección anti-hurto y mecanismos de seguridad contra sobrecalentamiento, cortocircuitos y sobretensiones transitorias (lighting net), aspectos que no solo protegen al usuario y al vehículo, sino que prolongan la vida útil del equipo (Standardization Administration of China, 2012).

En términos operativos, los cargadores monofásicos simples se utilizan mayormente para carga lenta, con potencias aproximadas de 7 kW, lo que conlleva un tiempo estimado de 6 a 8 horas para la recarga total de una batería promedio de 50 kWh, por el contrario, los cargadores trifásicos completos, con potencias de hasta 40 kW o más, permiten reducir el tiempo de recarga a 1,5 a 2 horas, optimizando la rotación de usuarios y aumentando la disponibilidad operativa de la estación (European Alternative Fuels Observatory, 2023); la elección de cargadores trifásicos para esta investigación responde a tres criterios clave:

- Mayor eficiencia energética, al distribuir la carga en tres fases, reduciendo pérdidas y mejorando el factor de potencia.
- Menor tiempo de espera, lo que incrementa la satisfacción del usuario y la rentabilidad de la estación.
- Adaptabilidad a carga rápida, que facilita la integración futura con sistemas de mayor potencia y estándares emergentes.

Tabla 4

Comparativa técnica y operativa entre cargadores eléctricos monofásicos y trifásicos

Característica	Cargador monofásico	Cargador trifásico

Tensión nominal	220 VAC	380 VAC
Potencia típica	3,6 a 7 kW	22 a 40 kW
Tiempo de carga (batería 50 kWh)	6 a 8 horas	1,5 a 2 horas
Aplicación principal	Uso doméstico o baja demanda	Estaciones de carga pública / carga rápida
Eficiencia	Menor, mayores pérdidas por fase	Mayor, distribución equilibrada en 3 fases
Coste de instalación	Bajo a moderado	Moderado a alto
Norma de protección recomendada	IP54 o IP55	IP55 o superior
Compatibilidad	Limitada a un tipo de suministro	Mayor versatilidad en entornos industriales y urbanos

Nota. Comparación entre cargadores monofásicos y trifásicos según potencia, tiempo de carga, eficiencia, aplicaciones, coste y compatibilidad (European Alternative Fuels Observatory, 2023).

En lo referente a la vinculación de la estación de carga con las redes inteligentes de distribución, esta debe ejecutarse en estricto cumplimiento de los lineamientos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas Ley N.º 25844 (Congreso de la República del Perú, 1992) y su Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas – D.S. N.º 009-93-EM (Ministerio de Energía y Minas, 1993), así como de las disposiciones del concesionario correspondiente; asimismo, es indispensable observar las condiciones técnicas y económicas definidas en los pliegos tarifarios (OSINERGMIN, 2025), a fin de determinar aspectos como el esquema tarifario aplicable, los horarios óptimos, el nivel de voltaje permitido, y el sistema de seguridad requerido; esto busca garantizar no solo la operatividad eficiente de la infraestructura, sino también la seguridad eléctrica, la estabilidad de la red y la sostenibilidad del servicio a largo plazo.

La Tabla 5 organiza de forma estructurada los niveles de suministro eléctrico, considerando tres variables clave: el voltaje nominal de conexión, la potencia de demanda máxima (expresada en megavatios, MW) y el consumo mensual de energía (en kilovatios-hora por mes, kWh/mes); en el nivel más bajo, con 0,38 kV, se incluyen aquellos suministros cuya potencia demandada es inferior a 0,22 MW y cuyo consumo mensual no supera los 150 kWh, este rango corresponde principalmente a instalaciones de baja tensión, como pequeñas edificaciones o cargas domésticas; el segundo nivel, con 10,0 kV, abarca demandas entre 0,22

MW y 3,0 MW, con consumos mensuales que oscilan entre 150 kWh y 2’400,000 kWh, este segmento es habitual en industrias medianas y grandes comercios.

En el tercer rango, con 22,9 kV, la demanda se sitúa entre 3,0 MW y 12,0 MW, con un consumo mensual de 2’400,000 kWh a 8’500,000 kWh, característico de plantas industriales de gran capacidad o instalaciones con alta carga energética; finalmente, para 60,0 kV, se consideran las demandas superiores a 12,0 MW y consumos por encima de 8’500,000 kWh mensuales, asociados a grandes complejos industriales, mineros o de infraestructura crítica; este tipo de clasificación resulta fundamental para optimizar la operación de las redes eléctricas, planificar la inversión en infraestructura y establecer esquemas tarifarios diferenciados según el perfil de consumo.

Tabla 5

Rangos de voltaje, potencia y energía demandada para clasificación de suministros eléctricos

Voltaje nominal (kV)	Potencia demandada (MW)	Energía demandada (kWh/mes)
0,38	Inferior a 0,22	Inferior a 150
10,0	0,22 – 3,00	150 – 2 400 000
22,9	3,00 – 12,00	2 400 000 – 8 500 000
60,0	Mayor a 12,00	Mayor a 8 500 000

Nota. La tabla presenta la clasificación de los suministros eléctricos según el voltaje nominal de conexión, la potencia máxima demandada y el consumo mensual de energía, este esquema es utilizado para establecer condiciones de conexión, determinar requerimientos de infraestructura y aplicar tarifas diferenciadas según el perfil de consumo (OSINERGMIN, 2025).

A partir del análisis de la Tabla 5, se identifica que, para el escenario de una carga neta y total correspondiente a ocho cargadores trifásicos (que, aplicando un factor de simultaneidad, se reduce a un funcionamiento concurrente de cuatro), esta asciende a aproximadamente 0,4 MW; este valor implica la necesidad de gestionar, de manera coordinada, con la empresa concesionaria de la red eléctrica, un suministro en media tensión (10 kV), conforme a lo establecido en el Código Nacional de Electricidad – Suministro (Ministerio de Energía y Minas, 2011).

Tabla 6

Cuadro de tarifas eléctricas vigentes

Tipo de tensión	Tarifa	Descripción breve
Media Tensión	MT2 (2E2P)	Doble medición de energía y potencia; cargos diferenciados por energía, potencia de generación y distribución, y energía reactiva.
	MT3 (2E1P)	Doble energía activa, una potencia; medición punta y fuera de punta.
	MT4 (1E1P)	Medición simple de energía y potencia; incluye energía reactiva.
Baja Tensión	BT2 (2E2P)	Doble energía y potencia; cargos detallados similares al MT2.
	BT3 (2E1P)	Doble energía, una potencia; distintiva entre punta y fuera de punta.
	BT4 (1E1P)	Medición simple; equilibrio entre energía y potencia.

Nota. MT y BT corresponden a Media Tensión y Baja Tensión, los códigos MT2/MT3/MT4 y BT2/BT3/BT4 identifican regímenes tarifarios vigentes para clientes regulados; la notación entre paréntesis indica el esquema de cargos por Energía (E) y Potencia (P): 2E = medición/cargo diferenciado entre horas punta y fuera de punta; 1E = un único cargo de energía; 2P = dos componentes de potencia; 1P = un solo componente de potencia; la columna "Descripción breve" sintetiza qué se factura en cada régimen (energía activa, potencia y, cuando aplica, energía reactiva); los valores y condiciones exactas dependen de la distribuidora y la normativa vigente.

En este contexto, la conexión se realizaría mediante un transformador propio, operando bajo las tarifas MT4, con la particularidad de no considerar el periodo de punta en la facturación, y aplicando doble medición de energía y potencia para un control más preciso del consumo; asimismo, será necesario diseñar un contrato de suministro eléctrico a medida, que atienda tanto los requerimientos de la demanda proyectada como las condiciones técnicas y comerciales de la oferta, asegurando así la viabilidad operativa y económica del proyecto (OSINERGMIN, 2025). ¿Por qué MT4 es la más conveniente?

- Perfil de carga concentrado y relativamente estable: con 8 cargadores trifásicos y un factor de simultaneidad que reduce la concurrencia a 4, la demanda coincidente (~0,4 MW) es bastante predecible. MT4 (1E1P) cobra por una sola energía y una sola potencia contratada/medida, lo que simplifica la gestión cuando no necesitas separar punta vs. fuera de punta.
- Simplicidad operativa y menor complejidad de medición: al no requerir doble energía o doble potencia (como MT2 o MT3), reduces equipos de medición, reportes y riesgo de

penalidades por ventanas horarias mal gestionadas, esto es práctico para una estación que busca operar “plug-and-play” y controlar un único indicador de demanda.

- Previsibilidad del costo y facilidad para proyectar flujo de caja: con un solo bloque de energía y una potencia objetivo, puedes fijar estrategias de limitación de demanda (load capping) en el cargador/EMS para no superar la potencia contratada; eso estabiliza la factura y facilita la rentabilidad.
- Alineamiento con conexión en media tensión (10 kV) y trafo propio: la MT4 es habitual para suministros en MT con transformador dedicado, como el que propones, permite aprovechar menores pérdidas (por operar en MT), mayor calidad de tensión y capacidad de crecimiento moderado sin migrar inmediatamente de esquema tarifario.
- Gestión de reactivos bajo un esquema simple: la MT4 contempla cargos por energía reactiva en exceso; con corrección de factor de potencia (bancos de capacitores/función del cargador), puedes mantenerte dentro de límites y evitar sobrecostos sin entrar a estructuras tarifarias más complejas.
- Escalabilidad controlada: si más adelante incrementas puestos o potencias (p. ej., incorporar algunos DC de mayor kW), puedes recalibrar la potencia contratada sin necesariamente cambiar de modalidad tarifaria, mientras el perfil siga siendo monobloque y controlable (OSIGERGMIN, 2025).

En lo que respecta a las características dimensionales del transformador, su determinación debe realizarse considerando de manera prioritaria la demanda máxima que generarán los cargadores de la electrolinera, no obstante, al aplicar fundamentos de la teoría de colas, se reconoce que la probabilidad de que la totalidad de las islas de suministro se utilicen de forma simultánea es baja; por ello, el dimensionamiento no se hace para el 100 % de la potencia nominal instalada, sino para un promedio cercano al 50 % de dicha capacidad (Tabla 7), lo cual resulta suficiente para atender la demanda real de recarga de VE (IEEE Power & Energy Society, 2018).

Tabla 7

Capacidades de sobrecarga admisible para transformadores sumergidos en aceite mineral

Duración de la sobrecarga	Porcentaje de la capacidad nominal (% de kVA)	Observaciones técnicas
30 minutos	150 %	Admisible para cargas ocasionales; no exceder temperatura límite de devanados.
1 hora	130 %	Solo para picos de demanda esporádicos; requiere monitoreo térmico.
2 horas	120 %	Utilizable en esquemas de demanda diversificada.
4 horas	110 %	Recomendado únicamente en condiciones controladas.
> 4 horas	100 %	Operación continua a plena carga sin sobrecarga.

Nota: Los porcentajes se refieren a la potencia nominal del transformador. La aplicación repetitiva o prolongada de sobrecargas puede reducir la vida útil del aislamiento y aumentar el riesgo de falla si no se gestiona adecuadamente la temperatura interna (IEEE Power & Energy Society, 2018).

Para este caso, el diseño empleará un modelo matemático de demanda diversificada, en el que el tiempo de conexión de cada vehículo varía entre un mínimo de 30 minutos y un máximo de 2 horas, calculado a partir de un promedio ponderado con base en la distribución t de Student, este enfoque permite ajustar la capacidad del transformador a las condiciones reales de uso, evitando sobredimensionamientos innecesarios; asimismo, de acuerdo con principios de ingeniería eléctrica, un transformador correctamente diseñado es capaz de entregar potencias superiores a su capacidad nominal durante periodos cortos sin sufrir daños térmicos o mecánicos, siempre que se respeten los límites operativos establecidos por normas técnicas (Tabla 8), este margen de sobrecarga transitoria constituye un recurso útil para cubrir picos de demanda esporádicos sin comprometer la vida útil del equipo (IEEE Power & Energy Society, 2018).

Tabla 8

Capacidad de sobrecarga registrada de transformadores en función del tiempo y la corriente

Tiempo (seg)	Corriente (A)	I^2T
1800	2	7,200
900	2,5	5,000
600	3	4,000
300	4	3,000
150	5	1,500
100	6	1,400
60	7	1,350
50	9	1,200
30	10	1,100
15	12	1,200
10	15	1,200
5	18	1,250
2	25	1,250
1	35	1,250
0.5	40	1,250

Nota. La tabla muestra los valores de sobrecarga que un transformador puede soportar en distintos intervalos de tiempo, expresados en segundos, junto con la corriente correspondiente (en amperios) y el producto térmico I^2T; estos datos permiten evaluar la tolerancia del equipo a picos de demanda de corta duración y sirven de base para el ajuste de protecciones y la verificación de la viabilidad operativa en instalaciones como electrolineras. Fuente Enel X en base a la IEEE Power & Energy Society. (2018).

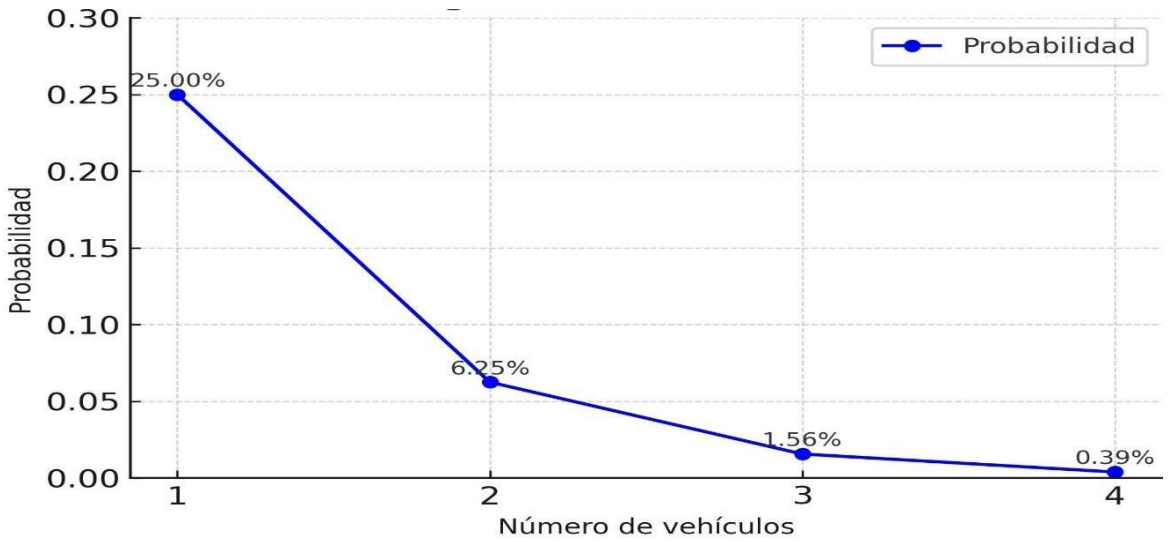
El modelo propuesto en esta investigación parte del supuesto de que la probabilidad de arribo de un VE a la estación de carga se modela considerando que cada automóvil actúa de manera independiente y tiene la posibilidad de acudir en cualquiera de los puntos de carga disponible en Lima, en este contexto, la probabilidad de que un único VE arribe a la electrolinera se establece en 0,25 (25 %); si se considera la llegada de dos vehículos de forma simultánea, la probabilidad conjunta se calcula como : $0,25 \times 0,25 = 0,0625$ (6,25 %); para tres vehículos, el valor resultante es $0,25 \times 0,25 \times 0,25 = 0,015625$ (1,5625 %) (Gross et al., 2018).

La aplicación de este principio, sustentado en la independencia de eventos y reforzado por el teorema del límite central, permite concluir que la probabilidad de que cuatro o más vehículos requieran carga simultáneamente es muy inferior al 1 % (Figura 3), por ello, si el

transformador se dimensionara considerando su capacidad nominal neta incrementada en un 125 %, se obtendría un equipo claramente sobredimensionado para más del 99 % de los escenarios evaluados en este estudio; este análisis respalda el uso de modelos de demanda diversificada y la aplicación de la teoría de colas para optimizar el diseño de infraestructura eléctrica, reduciendo costos de inversión sin comprometer la confiabilidad del servicio (Gross et al., 2018).

Figura 3

Probabilidad de llegada simultánea de VE a la electrolinera



Nota. El gráfico muestra la probabilidad estimada de que entre uno y cuatro VE arriben de forma simultánea a la electrolinera, bajo el supuesto de independencia en los arribos y una probabilidad individual del 25 % para cada vehículo; los valores se calcularon aplicando el principio de multiplicación de probabilidades y evidencian que la concurrencia de cuatro o más vehículos es inferior al 1 %, lo que respalda el uso de un transformador dimensionado para escenarios de demanda diversificada (Gross et al., 2018).

En el proceso de estimación de la probabilidad de que un VE sea efectivamente atendido en una electrolinera (es decir, en una estación destinada a la recarga de este tipo de automóviles), intervienen diversos factores interrelacionados, entre los más relevantes se encuentra la disponibilidad operativa de los cargadores, la cual determina la capacidad de la infraestructura para recibir usuarios en un momento dado; asimismo, influye de manera significativa la demanda de carga existente en el instante de la llegada del vehículo, que puede variar en función el día de la semana, de la hora del día, la ubicación geográfica y la densidad de usuarios de VE en la zona; otro elemento determinante es el tiempo promedio de

permanencia de cada automóvil en la estación, ya que este condiciona el ritmo de rotación de los puntos de carga y, por ende, la rapidez con la que se libera un cargador para atender a nuevos usuarios; además, en escenarios de planificación avanzada, también se consideran variables adicionales como la tasa de llegada de vehículos (λ) y la tasa de servicio o recarga (μ), siguiendo principios de teoría de colas; estos parámetros permiten modelar, con herramientas matemáticas, el comportamiento de la demanda y la capacidad de atención, optimizando la gestión de la electrolinera y reduciendo tiempos de espera.

En relación con el número de cargadores disponibles, este factor resulta determinante, en términos generales, a mayor cantidad de puntos de carga operativos, mayor será la capacidad de respuesta del sistema, reduciendo así la posibilidad de que los usuarios enfrenten tiempos de espera; cuando la infraestructura cuenta con un número suficiente de cargadores para cubrir la demanda esperada, el flujo de vehículos puede ser atendido de manera continua, evitando cuellos de botella en horas de alta afluencia; este principio se relaciona directamente con la capacidad instalada y con el concepto de nivel de servicio dentro de la teoría de colas: si el número de cargadores disponibles (servidores) es igual o superior al número promedio de vehículos que llegan por unidad de tiempo, la probabilidad de espera tiende a cero, en cambio, cuando la demanda supera la capacidad de carga simultánea, el tiempo de atención se ve afectado, generando filas y disminuyendo la eficiencia de la estación.

En lo que respecta a la demanda de carga, esta presenta variaciones significativas a lo largo del día y de la semana, influenciada por patrones de uso, hábitos de los conductores y características de la zona donde se ubica la electrolinera; durante los picos de alta demanda (por ejemplo, en horas previas a la jornada laboral o al final de la tarde), es más probable que la totalidad de los cargadores se encuentre en uso, lo que incrementa el riesgo de que los vehículos deban esperar para ser atendidos; por el contrario, en periodos de baja demanda, la probabilidad de atención inmediata se eleva considerablemente, ya que la disponibilidad de equipos supera la cantidad de usuarios presentes.

Otro factor de gran relevancia es la duración del proceso de carga, entendida como el tiempo que un vehículo necesita para reponer la energía de su batería hasta el nivel deseado; este tiempo puede variar en función del estado de carga inicial, la capacidad de la batería y el tipo de cargador utilizado (lento, semirrápido o rápido), si los vehículos requieren cargas prolongadas, los cargadores permanecerán ocupados por más tiempo, lo que reduce la rotación de usuarios y, en consecuencia, disminuye la probabilidad de atención inmediata; por el

contrario, cargas más cortas permiten un uso más eficiente de la infraestructura, incrementando la capacidad de atención de la estación.

En lo que respecta a las políticas de priorización, es importante considerar que algunas electrolineras implementan criterios específicos para determinar el orden de atención de los vehículos, estas políticas pueden otorgar preferencia a automóviles con niveles de batería críticos, asegurando que puedan continuar su desplazamiento sin riesgo de quedar inmovilizados, del mismo modo, ciertos operadores establecen ventajas para usuarios con membresías especiales, suscripciones o contratos corporativos, permitiéndoles acceder a cargadores sin esperar o con tiempos de espera reducidos; la aplicación de estas políticas impacta directamente en la probabilidad de atención inmediata, ya que introduce un factor de discriminación positiva dentro de la fila de espera, en escenarios de alta demanda, un usuario sin prioridad podría experimentar mayores tiempos de espera, incluso si llegó antes que otro con prioridad asignada, desde la perspectiva de la teoría de colas, este esquema se asemeja a un sistema con disciplina de atención "prioridad no preemptiva" o "preemptiva", dependiendo de si el servicio ya iniciado puede o no ser interrumpido. La correcta gestión de estas políticas es clave para equilibrar la eficiencia operativa con la equidad en la atención a los diferentes usuarios.

Finalmente, resulta fundamental considerar el tiempo de permanencia de los vehículos en la electrolinera, entendido como el intervalo total desde que un automóvil inicia la conexión al cargador hasta que lo desocupa, este tiempo no siempre coincide con la duración estricta del proceso de carga, ya que depende también del comportamiento del conductor, algunos usuarios, una vez alcanzado el nivel de carga deseado, desconectan y retiran su vehículo de inmediato, liberando el cargador para que otros puedan utilizarlo, este hábito favorece la rotación de usuarios y aumenta la probabilidad de atención inmediata; en contraste, existen casos en los que el conductor mantiene el vehículo conectado más allá del tiempo necesario (por ejemplo, para realizar otras actividades o por desconocimiento del impacto que esto tiene en la disponibilidad del servicio), esta práctica prolonga artificialmente la ocupación de los cargadores, reduciendo la eficiencia operativa de la electrolinera y disminuyendo las oportunidades de atención para nuevos usuarios, desde un enfoque de gestión de recursos compartidos, este fenómeno se relaciona con el índice de utilización del sistema (ρ) y puede modelarse dentro de la teoría de colas para estimar su efecto en los tiempos de espera y en la probabilidad de servicio inmediato.

En términos generales, la probabilidad de que un VE se atendido en una estación suministro eléctrico constituye un problema típico de la teoría de colas, el cual puede ser representado y analizado mediante los principios y modelos de la teoría de colas, este enfoque matemático permite describir la interacción entre la tasa de llegada de vehículos (λ) y la tasa de servicio o recarga (μ), así como evaluar el impacto de diferentes configuraciones y políticas operativas en la eficiencia del sistema; para mejorar la experiencia del usuario y optimizar la utilización de los cargadores, los operadores de electrolineras pueden aplicar diversas estrategias, tales como:

- Expansión de la infraestructura de carga, incrementando el número de puntos disponibles para atender mayor demanda simultánea.
- Implementación de sistemas de reserva, que permitan a los conductores programar su carga con antelación y reducir la incertidumbre en la disponibilidad.
- Gestión activa de la demanda, aplicando tarifas diferenciadas según la franja horaria, incentivos para cargas en periodos de baja demanda o políticas de permanencia máxima.

La integración de estas medidas, combinada con un modelado preciso del comportamiento de llegada y servicio, permite no solo reducir los tiempos de espera, sino también elevar la tasa de utilización eficiente de la infraestructura, garantizando un servicio más equitativo y sostenible para la creciente flota de VE (Shortle et al., 2018).

Selección del transformador

La Tabla 9 resume los parámetros eléctricos del transformador seleccionado para la estación de carga, incluyendo tensiones de conexión, potencia aparente, meta operativa de potencia activa, corrientes y supuestos de operación; aquí se sintetizan las características eléctricas del transformador seleccionado para la electrolinera, base del suministro en media tensión (10 kV) con secundario 0,38/0,22 kV, el equipo ofrece una potencia aparente de 250 kVA y potencia real de 200 kW con factor de utilización 0,9, equivalente a una corriente nominal de 420 A en 380/220 V, este dimensionamiento proporciona holgura térmica y operativa para la demanda coincidente de las líneas de recarga, favorece la estabilidad del nivel de servicio y sirve de referencia para el cálculo de protecciones, conductores y coordinación con el Energy Management System (EMS) de la estación.

Tabla 9

Especificaciones eléctricas del transformador para la electrolinera (MT/BT)

Parámetro	Valor	Unidad	Observaciones
Tensión primaria	10	kV	Conexión en media tensión (MT).
Tensión secundaria	0,38 / 0,22	kV	Salida en baja tensión trifásica (BT).
Potencia aparente nominal (S_n)	250	kVA	Rating de placa del transformador.
Potencia activa objetivo en operación (P)	200	kW	Meta operativa gestionada por EMS; no es rating de placa.
Factor de utilización operativo	0,90	–	Dimensionamiento por demanda diversificada.
Corriente nominal a 0,38 kV	≈ 380	A	$I_n = S/(\sqrt{3}\cdot V)$ con S=250 kVA y V=0,38 kV.
Corriente admisible de corta duración	≈ 420	A	Sobrecarga temporal ≈110% de I_n; respetar guía de carga.
Frecuencia	60	Hz	Sistema peruano.

Nota. La potencia activa objetivo (200 kW) corresponde a la operación prevista de la estación (4 puntos de carga y servicios auxiliares), el transformador se selecciona por potencia aparente nominal (kVA); la sobrecarga breve solo es admisible si se controlan límites térmicos y envejecimiento del aislamiento conforme a las guías IEC/IEEE: base en IEC 60076-1:2011; IEC 60076-7:2018; IEEE Std C57.91-2011 (R2019).

La justificación técnica y económica (coherente con el modelo de demanda y teoría de colas) para elegir el transformador 10 kV / 0,38–0,22 kV, 250 kVA (≈ 200 kW reales) se presenta a continuación:

1) Demanda coincidente y dimensionamiento por carga útil

- Configuración operativa: 2 dispensadores rápidos con 2 tomas cada uno ⇒ 4 líneas de recarga simultáneas.
- Potencia por línea (caso conservador): 50 kW DC (rango "fast DC" típico de la literatura y normativas AFIR/EAFO) (European Commission, 2019).

- Considerando eficiencia del cargador (η≈0,95) y factor de potencia (PF≈0,95), la potencia aparente requerida es:

$$Sreq \approx \frac{(4x50kW)}{nxPF} \approx \frac{200}{0.95x095} kVA \approx 221kVA$$

Un transformador 250 kVA cubre este 221 kVA con ~13 % de margen, suficiente para pérdidas propias, auxiliares (iluminación, ventilación, EMS) y pequeñas variaciones de carga.

2) Cohesión con el modelo de colas (M/M/s) y simultaneidad

El análisis de llegadas/servicio concluye que la probabilidad de saturación total es baja y que el régimen típico es s = 4 servidores en paralelo (4 tomas). Dimensionar a ~90 % de la potencia pico esperada (factor de utilización 0,9 de la tabla) es consistente con metas de nivel de servicio y coste mínimo en sistemas M/M/s (evita sobreinversión y mantiene tiempos de espera controlados) (Shortle et al., 2018).

3) Reserva térmica y sobrecarga de corta duración (seguridad operativa)

Guías de carga de transformadores permiten sobrecargas temporales por encima del nameplate, siempre que se controlen temperaturas y envejecimiento térmico del aislamiento, el margen entre 221 kVA requeridos y 250 kVA disponibles, más la capacidad de sobrecarga de corta duración, cubren picos esporádicos (ej., llegada simultánea imprevista), esto es consistente con IEC 60076-7:2018 y con el IEEE C57.91.

4) Compatibilidad de tensiones y calidad de suministro

El primario 10 kV se alinea con la conexión en media tensión y las prácticas de los concesionarios locales; el secundario 0,38/0,22 kV alimenta directamente tableros a 380 V trifásico/220 V, compatibles con rectificadores de cargadores y servicios auxiliares; la corriente nominal de un 250 kVA a 380 V 3φ es ≈ 380 A ($I \approx S / (\sqrt{3}V)$, por lo que un amperaje de 420 A en placa ofrece holgura para puntas breves y coordinación de protecciones.

5) Mitigación de armónicos y vida útil

Los cargadores rápidos usan electrónica de potencia (THD), elevando pérdidas por armónicos. Un 250 kVA (vs. 200 kW) proporciona sobredimensionamiento efectivo que ayuda a disipar calor adicional por armónicos y preservar vida útil del aislamiento, alineado con las guías de carga térmica IEC/IEEE

6) Escalabilidad y economía
El tamaño 250 kVA:

- Maximiza disponibilidad sin caer en sobreinversión.
- Facilita crecer (p. ej., pequeños aumentos de kW por toma o más horas de operación) antes de migrar a un transformador mayor o un segundo trafo en paralelo.
- Se integra con esquemas tarifarios de MT y control de demanda (EMS), estabilizando el Operating Expenditures (OPEX).

Dimensionamiento de conductores (base: trafo 250 kVA, 10 kV / 0,38 kV)

Conductor del alimentador de BT del secundario del transformador hacia el tablero general

Para definir los elementos de protección y control, el primer paso es dimensionar correctamente los conductores del secundario del transformador hacia el tablero general, el criterio de partida es la corriente nominal que circulará por el alimentador de BT, que se calcula a partir de la potencia aparente del transformador:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3}V} = \frac{250kVA}{\sqrt{3} \times 0.38kV} \approx 380A$$

En función de los criterios de diseño y de los valores del catálogo del fabricante, se procede a definir el conductor del alimentador de BT, primero se determina la corriente nominal del secundario (In ≈380 A para un trafo de 250 kVA a 0,38 kV) y luego se contrasta con las ampacidades que ofrecen los cables tipo N(K)Y / N2XSEY en el Catálogo INDECO (2021), considerando método de instalación y factores de corrección (temperatura, agrupamiento, etc.), y tomando en cuenta catálogo INDECO, se elige el tipo NKY – N2XSEY de 185 mm^2.

Conductor del alimentador de BT entre el tablero general y el tablero de cada cargador

Para dimensionar este conductor, se calcula primero la corriente nominal trifásica a partir de la potencia asignada al equipo, siguiendo los siguientes pasos:

1. Para un cargador de 50 kW DC la potencia que pide a la red en AC será mayor por pérdidas:

$$P_{AC} = \frac{P_{DC}}{n} = \frac{50kW}{0.95} = 52.63kW$$

2. Si el factor de potencia en entrada es PF=0,95, la potencia aparente es:

$$S = \frac{P_{AC}}{PF} = \frac{52.63kW}{0.95} = 55.4kVA$$

3. Corriente trifásica a 380 V:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3}V} = \frac{55.4kVA}{\sqrt{3} \times 0.38kV} \approx 84.2A$$

4. Para diseño se aplica un margen (armónicos de los rectificadores, servicio continuo, tolerancias, posibles caídas de PF/η). Con un 10–15 %:

$$I_{diseño} = 84.2x(1.12a1.15) \approx 94 - 97A$$

Para este caso resulta $In \approx 95\ A$, con la tabla de ampacidades, el calibre que cumple por corriente es 25 mm².

Dado que las distancias horizontales de los alimentadores son < 40 m, la caída de tensión calculada para los circuitos de potencia es reducida y no condiciona el calibre frente a otros criterios (ampacidad, cortocircuito y protección); en estas condiciones, y siguiendo el método del Anexo G de la IEC 60364-5-52 para verificar ΔV, es razonable esperar que se cumplan los límites de diseño usuales (≈ 3 % para iluminación y ≈ 5 % para usos generales) con las secciones adoptadas; por ello, la verificación de caída de tensión se mantiene como control final, mientras que el dimensionamiento principal se rige por capacidad de conducción y esfuerzos térmicos al cortocircuito (International Electrotechnical Commission, 2024).

Diseño por cortocircuito

Para el diseño por cortocircuito se consideran, como datos de partida, las potencias nominales de los equipos y la descomposición de la impedancia en sus partes real e imaginaria,

a continuación, se detalla el procedimiento con los valores proporcionados.

Datos base

• Potencia del transformador: S_{trafo} = 250 kVA.

• Potencia del cargador: $S_{cargador}$ = 50 kVA (potencia activa asociada ≈ 40 kW).

• Impedancia de cortocircuito total: $Z_{cc} = R_{cc} + j \cdot X_{cc}$

Para calcular la componente resistiva del cable se realiza corrigiendo la resistencia en función de la temperatura de cortocircuito, partimos de la resistencia del conductor a 20 °C y la ajustamos a 145 °C con la expresión:

$$R_{145} = R_{20} \cdot [\, 1 + \alpha \cdot (145 - 20)]$$

donde R_{20} es la resistencia por kilómetro a 20 °C del conductor, α es el coeficiente de temperatura del material, y R_{145} es la resistencia por kilómetro a 145 °C (condición relevante durante el defecto), con esta resistencia corregida a 145 °C y para una longitud del tramo de L = 40 m (0,040 km), la resistencia total del alimentador resulta:

$$R = R_{145}\ [\Omega/km] \times 0{,}040\ km = 0{,}037\ \Omega$$

Este valor de R = 0,037 Ω representa la aportación resistiva del cable al equivalente de cortocircuito en el punto de estudio

Interruptor general de protección

Para estimar la corriente de cortocircuito trifásica inicial en el lado de baja tensión (BT) del transformador se usa, en primera aproximación, la relación:

$$Icc \approx \in (BT) \times 100/uk\,\%$$

donde:

$uk\%$ = tensión de cortocircuito del transformador en porcentaje (dato de placa).

In(BT) = corriente nominal en BT del transformador.

Si el transformador tiene uk=4%:

$$Icc \approx 380 \times 100/4\,\%$$

$$Icc \approx 9.5kA$$

En el punto de instalación del interruptor, la Icc real puede ser menor por la impedancia de los conductores entre el trafo y el tablero (p. ej., ~4–6 kA a 40 m según sección y tendido); aun así, para el interruptor general conviene especificar una capacidad de corte (Icu) ≥ 10 kA a 380/400 V, y preferentemente 25 kA (IEC 60947-2), dejando margen frente a variaciones de uk, longitud, y futuras ampliaciones. Se selecciona el interruptor termo-magnético de 400 A (calibre acorde a In), con Icu ≥ 10–25 kA a 380/400 V, regulaciones de disparo ajustables y coordinación con las protecciones aguas arriba/abajo. Como el interruptor termo-magnético va en el TGBT (después de ~40 m de cable): con R≈0,037 Ω, la Icc cae a ~4–6 kA, el adecuado por corriente nominal y poder de corte es TJK 400 (≈400 A, Icu≈7,5 kA según la tabla en el Anexo 1).

Protección de Media Tensión

En los sistemas eléctricos de media tensión, la selección de la protección adecuada está directamente relacionada con dos parámetros clave: la corriente de magnetización inicial del equipo (Inrush current) y la corriente nominal de operación, la determinación de esta protección se efectúa a través de la siguiente relación matemática:

$$\frac{I_{inrush}}{I_n} = 14$$

En este caso, considerando una corriente nominal I_n de 9,5 A, se calcula la corriente de arranque o inrush de la siguiente manera:

$$I_{inrush} = 9.5x14 = 133A$$

Este valor representa el pico máximo de corriente que el sistema experimentará al momento de su energización, debido al fenómeno de magnetización del núcleo y a las características inductivas propias de los transformadores o equipos asociados; para garantizar una operación segura y evitar disparos intempestivos, se selecciona un fusible con una capacidad ligeramente superior a la corriente calculada, en este escenario, el fusible recomendado es de 150 A, lo que proporciona un margen de seguridad frente a variaciones

transitorias y asegura la continuidad del servicio sin comprometer la integridad del equipo; este dimensionamiento se basa en criterios técnicos y normativos que consideran tanto la capacidad de soportar corrientes de arranque como la protección contra cortocircuitos, optimizando así la confiabilidad del sistema de media tensión.

Mecanismo de puesta a tierra para protección

El sistema de conexión a tierra constituye un elemento esencial de seguridad eléctrica, tanto para la protección de las personas como para la preservación de los equipos, evitando daños por descargas eléctricas o sobretensiones, su implementación no es opcional, sino una obligación establecida en la normativa vigente; de acuerdo con lo estipulado en el Código Nacional de Electricidad – Utilización (2006), la resistencia global de la malla de conexión a tierra debe ser igual o inferior a 100 Ω, este límite asegura que, ante una falla eléctrica, la corriente de fuga pueda derivarse de forma eficiente al terreno, reduciendo el riesgo de electrocución y minimizando la posibilidad de daños a la instalación.

En el presente diseño se considera que el emplazamiento cuenta con un tipo de suelo arcilloso, caracterizado por su alta capacidad de retención de humedad, lo que mejora la conductividad eléctrica, para fines de cálculo, se adopta un valor de resistencia promedio de 100 Ω/m para este tipo de terreno, este parámetro permitirá dimensionar de manera precisa la malla de puesta a tierra, asegurando que cumpla con los requisitos normativos y operativos, garantizando así la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico en condiciones reales de operación.

Configuración y cálculo de la malla de puesta a tierra

Para el presente proyecto, se ha optado por una configuración sencilla de malla de puesta a tierra, tal como se ilustra en la Figura 5, la cual ha sido diseñada siguiendo criterios técnicos y normativos para garantizar un desempeño seguro y eficiente, el cálculo de la resistencia de la malla se realiza aplicando la siguiente expresión:

$$R = 0.443x(\frac{\rho}{\sqrt{A}} + \frac{\rho}{L})$$

Donde:

A = Área global de la malla conductora de tierra (en m²).

L = Longitud total del contorno de la malla (en metros).

ρ = Propiedad resistiva del suelo (en Ω·m).

Este modelo matemático permite estimar la resistencia total del sistema de puesta a tierra considerando tanto el área cubierta por la malla como su perímetro, factores que influyen en la disipación de la corriente de falla hacia el terreno; la fórmula incorpora el coeficiente 0,443, derivado de estudios empíricos y normalizados, que ajusta el cálculo a condiciones prácticas de instalación; en el presente caso, el valor de ρ se tomará de las características del suelo arcilloso previamente descritas, lo que permitirá verificar que la resistencia final se mantenga dentro del límite normativo establecido por el Código Nacional de Electricidad – Utilización (2006), es decir, igual o inferior a 100 Ω.; el cálculo con los datos del esquema (malla 6 m × 6 m) y ρ = 100 Ω·m (suelo arcilloso) se tienen los siguientes datos:

A = 6 m × 6 m = 36 m²
L = perímetro = 4 × 6 m = 24 m
ρ = 100 Ω·m

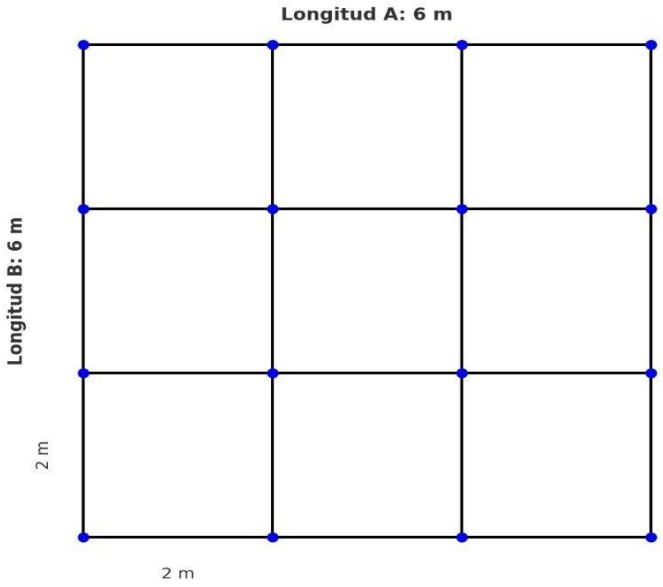
$$R = 0.443x(\frac{\rho}{\sqrt{A}} + \frac{\rho}{L})$$

$$R = 0.443x(\frac{100}{\sqrt{36}} + \frac{100}{24})$$

$$R = 9.23\Omega$$

Figura 4

Malla de puesta a tierra (6 m × 6 m; separación 2 m)



Nota. Diseño referencial con cuadrícula de 2 m, conductores de Cu desnudo enterrados a 0,6–0,8 m, cálculo ilustrativo con ρ = 100 Ω·m: R ≈ 9,23 Ω usando $R = 0{,}443 \cdot (\rho/\sqrt{A} + \rho/L)$, en base a las especificaciones IEEE Std 80-2013 (Guide for Safety in AC Substation Grounding) y Código Nacional de Electricidad – Utilización (Perú, 2006).

En el cálculo realizado para la malla de puesta a tierra propuesta, se obtuvo una resistencia total de 9,23 Ω, valor que representa la oposición que ofrece el sistema para derivar la corriente de falla hacia el terreno, este resultado es ampliamente inferior al límite máximo de 100 Ω establecido por el Código Nacional de Electricidad – Utilización (2006) para instalaciones eléctricas de uso general, lo que evidencia un diseño seguro y eficiente, una resistencia baja en el sistema de puesta a tierra es esencial, ya que permite la disipación rápida y controlada de la energía en caso de fallas, minimizando riesgos de electrocución para las personas y protegiendo los equipos ante sobretensiones transitorias; la magnitud obtenida garantiza que la instalación cumple con las buenas prácticas técnicas y normativas internacionales, como las descritas en la norma IEEE Std 80-2013, asegurando la integridad operacional del sistema eléctrico.

Conector SAE J1772 (Cable tipo 1)

Tras el dimensionamiento de los componentes eléctricos principales de la electrolinera, es necesario abordar el diseño de los elementos complementarios, entre los cuales destacan los

conectores para la carga de VE (VE), uno de los más relevantes en el mercado norteamericano es el SAE J1772, un estándar establecido por la Society of Automotive Engineers (SAE), ampliamente adoptado en Estados Unidos y Canadá tanto en estaciones públicas como privadas.

En cuanto a su configuración eléctrica, el SAE J1772 integra pines dedicados a la alimentación en corriente alterna (CA) y a la conexión de tierra, además de pines de comunicación que establecen un enlace de datos entre el vehículo y el cargador, esta comunicación permite la autenticación del usuario, el control del flujo de energía y la supervisión de parámetros operativos en tiempo real; el estándar es compatible con carga en nivel 1 (120 V CA) y nivel 2 (240 V CA), lo que ofrece flexibilidad en el tiempo de recarga según la potencia disponible y las características de la batería del vehículo, el nivel 1, por su bajo voltaje, se asocia principalmente a entornos domésticos, mientras que el nivel 2 es común en instalaciones residenciales avanzadas y en la mayoría de las estaciones públicas.

En términos de modos de carga, el SAE J1772 soporta el Modo 1, que conecta a una toma convencional, y el Modo 2, que añade una unidad de control intermedia (IC-CPD) para incrementar la seguridad, incorporando protecciones contra sobrecorriente, cortocircuitos y fallas a tierra; finalmente, este conector incluye sistemas de protección integrados, lo que incrementa significativamente la seguridad tanto para el usuario como para el vehículo, la amplia compatibilidad del estándar garantiza que los VE diseñados para USA puedan ser recargados en una extensa red de estaciones, favoreciendo así la interoperabilidad y la estandarización del sistema de carga.

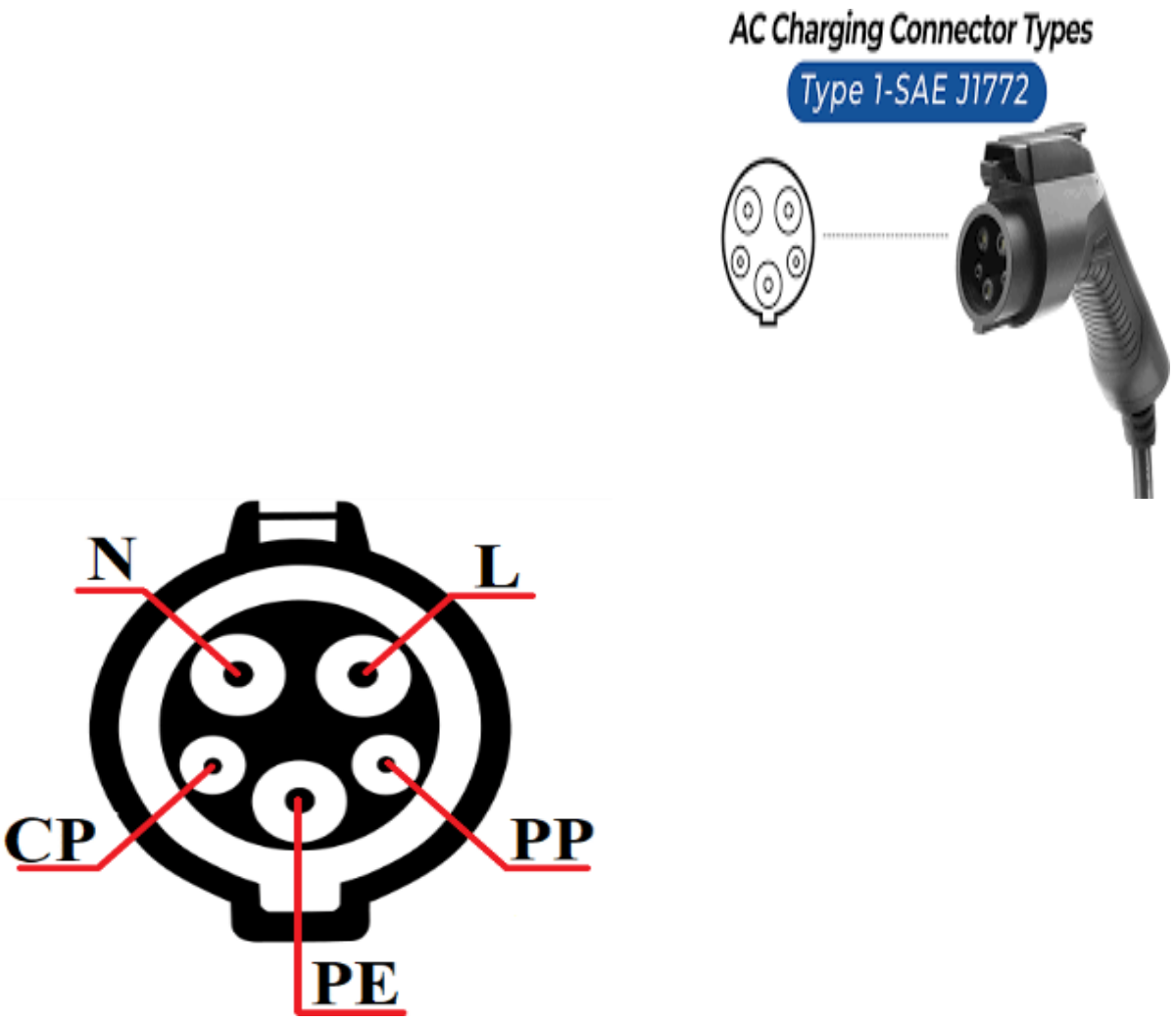
El conector SAE J1772 (Tipo 1), utilizado principalmente en América del Norte para la carga en corriente alterna de VE, cuenta con cinco pines con funciones específicas:

- L1 (Line): Conductor de fase o línea activa que suministra energía al vehículo.
- N (Neutral): Conductor de retorno que completa el circuito de alimentación en corriente alterna.
- PE (Protective Earth): Conductor de protección a tierra que garantiza la seguridad del sistema frente a fallas eléctricas.
- PP (Proximity Pilot): Pin que detecta la presencia y proximidad del conector, permitiendo determinar la capacidad de corriente que soporta el cable.
- CP (Control Pilot): Línea de comunicación que transmite señales entre el vehículo y la electrolinera, regulando el inicio, la detención y la intensidad de la carga mediante señal PWM.

Este esquema de pines asegura compatibilidad, seguridad y estandarización en la recarga de VE en entornos públicos y privados, conforme a las directrices establecidas por la Society of Automotive Engineers.

Figura 5

Configuración de pines del conector SAE J1772 (Tipo 1)



Nota. El conector SAE J1772, empleado principalmente en América del Norte para la carga de VE en corriente alterna, cuenta con cinco pines: L1 (Línea), N (Neutro), PE (Tierra de Protección), PP (Piloto de Proximidad) y CP (Piloto de Control), esta disposición permite transmitir energía, establecer comunicación y garantizar la seguridad del proceso de carga (Besen Group, 2024).

Conector Tipo Mennekes (IEC 62196-2, Tipo 2)

El conector Mennekes, denominado oficialmente Tipo 2 según la norma IEC 62196-2, es el estándar de referencia para la carga de VE en Europa, y adoptado de forma oficial por la Unión Europea como interfaz estandarizada para la recarga en corriente alterna (CA), su uso también se ha extendido a otros países que han adoptado las normativas europeas en materia de electromovilidad.

En cuanto a su diseño físico, este conector presenta una forma circular con un rebaje lateral característico que facilita su alineación y acoplamiento, está construido con materiales de alta resistencia mecánica y térmica, lo que le confiere durabilidad frente a condiciones ambientales adversas y uso intensivo; en el plano funcional, el conector Mennekes incorpora siete pines dispuestos de forma estratégica (Figura 6):

- Tres pines para líneas de fase (L1, L2, L3), que permiten carga monofásica o trifásica.
- Un pin de neutro (N).
- Un pin de tierra de protección (PE) para garantizar la seguridad de la instalación.
- Dos pines de señal para la comunicación entre la electrolinera y el VE: el Control Pilot (CP) y el Proximity Pilot (PP), encargados de regular la carga, autenticar la conexión y, en sistemas públicos, gestionar la facturación.

Este conector es compatible con carga de Nivel 2 (230 V monofásica) y carga trifásica de hasta 400 V, lo que posibilita potencias de carga significativamente mayores que el estándar norteamericano Tipo 1 (SAE J1772); en cuanto a modos de carga, el Mennekes es el conector principal para el Modo 3, que implica una conexión directa entre el VE y la electrolinera con control y supervisión electrónica de parámetros, ofreciendo un alto nivel de seguridad y eficiencia.

En materia de seguridad, integra funciones como la detección de corrientes de fuga a tierra, la desconexión automática en caso de fallas y sistemas de enclavamiento que impiden la extracción del conector mientras circula corriente; la amplia compatibilidad del Mennekes garantiza que prácticamente todos los VE vendidos en el mercado europeo puedan utilizar cualquier punto de carga pública o privada que cumpla con este estándar, contribuyendo así a la interoperabilidad y a la consolidación de la infraestructura de electromovilidad en la región.

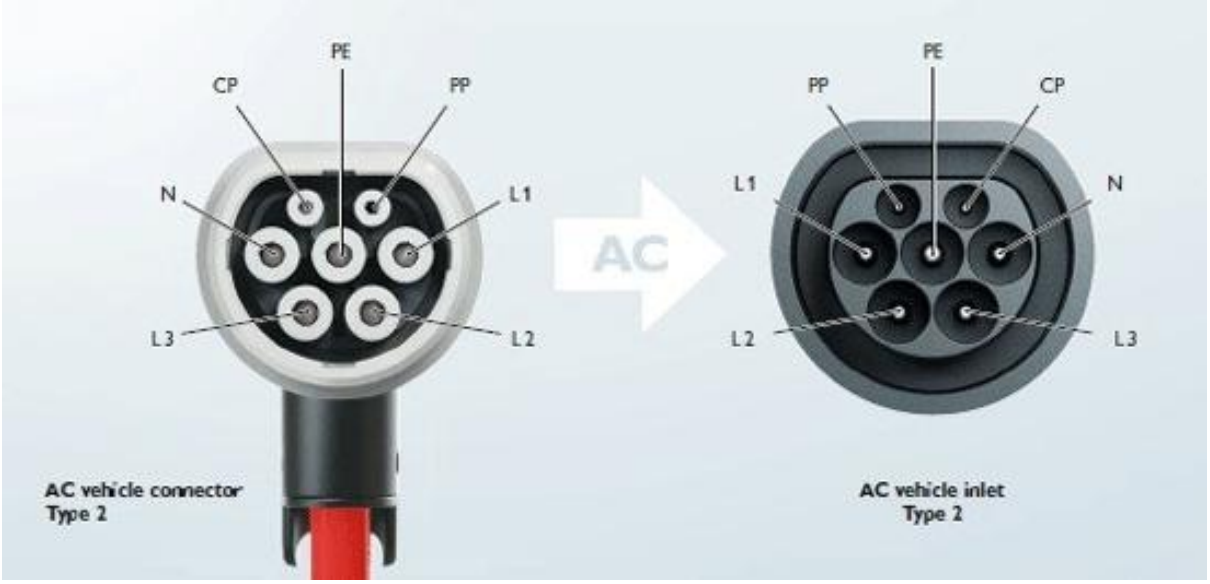
CCS – Combined Charging System

Conocido internacionalmente como CCS, diseñado para unificar y simplificar la infraestructura de recarga de VE a nivel global, su desarrollo respondió a la necesidad de

integrar en un solo sistema los distintos formatos regionales, permitiendo que un mismo conector sea capaz de suministrar energía tanto en corriente alterna (CA) como en corriente continua (CC), y ofreciendo así una solución versátil y estandarizada para fabricantes, operadores y usuarios.

Figura 6

Configuración de pines del conector Tipo 2 Mennekes (IEC 62196-2)



Nota. El conector Tipo 2 Mennekes cuenta con siete pines: tres fases (L1, L2, L3), neutro (N), tierra de protección (PE), piloto de control (CP) y piloto de proximidad (PP) según la IEC 62196-2:2016

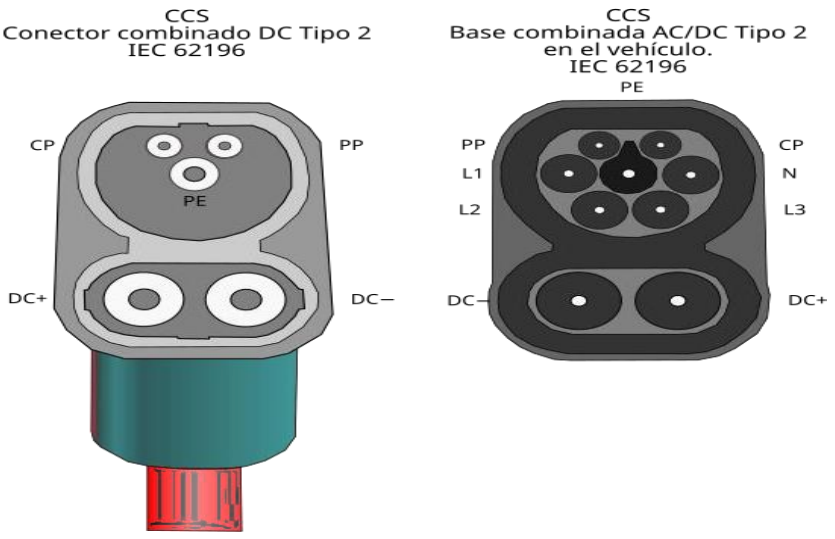
En cuanto a su diseño, el CCS presenta una estructura de tipo rectangular, combinando dos conjuntos de pines en un solo cuerpo, la parte superior corresponde al diseño de un conector Tipo 1 (SAE J1772) o Tipo 2 (Mennekes), dependiendo del mercado, para carga en CA, la parte inferior añade dos pines de gran diámetro destinados a la carga rápida en CC, esta configuración híbrida permite utilizar el mismo puerto del vehículo para ambas modalidades de recarga, optimizando el espacio y la compatibilidad.

En términos de funcionalidad, los pines de CA se emplean para recargas de Nivel 1 (120 V, monofásico) y Nivel 2 (240 V, monofásico o trifásico en el estándar europeo Tipo 2), mientras que los pines de CC permiten la carga ultra-rápida, alcanzando potencias que superan los 350 kW en estaciones de última generación, esto posibilita recargar el 80 % de la batería de un vehículo en tiempos que pueden ser inferiores a 20 minutos, dependiendo de la capacidad del cargador y del sistema de gestión de la batería del VE.

En cuanto a modos de carga, el CCS admite el Modo 3 para la recarga en CA con control y comunicación inteligente, y el Modo 4 para la carga rápida en CC, que requiere un sistema de conversión y control externo ubicado en la electrolinera, la comunicación entre vehículo y estación se realiza mediante protocolos como PLC (Power Line Communication), que permiten autenticar al usuario, gestionar la energía de forma eficiente y, en entornos públicos, integrar funciones de facturación y control de acceso; la compatibilidad global es uno de sus principales atributos. El estándar CCS está presente en gran parte de Europa, América del Norte y regiones de Asia, lo que permite a los vehículos equipados con este conector acceder a una extensa red internacional de estaciones de carga, independientemente de su ubicación.

Figura 7

Configuración de pines del conector CCS Combo 2



Nota. El conector CCS Combo 2 combina la sección superior de un conector Tipo 2 para carga en CA con dos pines adicionales (DC+ y DC-) para carga rápida en CC, según la norma IEC 62196-3:2014

El CCS se ha consolidado como uno de los pilares de la infraestructura de electromovilidad gracias a su capacidad para integrar la carga de CA y CC en un único conector, su soporte para recarga ultra-rápida y su interoperabilidad global, esto lo convierte en una solución clave para el impulso de la movilidad eléctrica a gran escala.

Conector Scame

El conector Scame hace referencia a una línea de productos desarrollada por Scame Parre S.p.A., una reconocida empresa italiana especializada en soluciones de conexión eléctrica y sistemas de carga para VE, así como en una diversa gama de tomas para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales, esta marca se distingue por fabricar equipos que cumplen estrictamente con los estándares eléctricos europeos y con regulaciones internacionales en materia de seguridad, rendimiento y durabilidad; en el ámbito de la electromovilidad, el conector Scame Tipo 3A fue diseñado especialmente para la carga de VE en entornos públicos y privados. Su estructura incorpora elementos de protección mecánica y eléctrica que lo hacen adecuado para zonas donde se requiere una barrera física que evite el acceso accidental a las partes energizadas, una de sus características diferenciadoras es la presencia de cubiertas protectoras integradas para impedir la entrada de polvo o humedad cuando no está en uso, cumpliendo con grados de protección como IP44 o superiores según el modelo.

En cuanto a su configuración eléctrica, el conector Scame puede encontrarse en versiones monofásicas y trifásicas, con pines de alimentación, tierra y comunicación, permitiendo cargas de corriente alterna en niveles seguros y controlados, también existen modelos diseñados para soportar altas corrientes industriales, lo que amplía su rango de uso más allá del sector automotriz; la variedad de formatos que ofrece la marca incluye enchufes y tomas estandarizadas para interiores, equipos industriales de alta potencia, versiones resistentes al agua y polvo para entornos hostiles, así como adaptadores y accesorios complementarios. Esto permite su aplicación en hogares, oficinas, centros comerciales, fábricas, estaciones de servicio y áreas de carga pública.

En materia de seguridad y calidad, los productos Scame cumplen con normas como IEC 62196 para conectores de VE y EN/IEC 60309 para tomas industriales, asimismo, su diseño se somete a pruebas de resistencia mecánica, aislamiento y comportamiento en condiciones ambientales adversas, asegurando una vida útil prolongada y una conexión confiable; por lo tanto, el conector Scame no solo representa una alternativa viable dentro del ecosistema de

carga de VE, sino que también mantiene su relevancia en múltiples sectores eléctricos, siendo esencial verificar siempre las especificaciones técnicas y certificaciones aplicables al modelo concreto antes de su instalación o uso.

Conector CHAdeMO

Conector especializado para la carga rápida en CC de VE, fabricado por la CHAdeMO Association, integrada por fabricantes japoneses como TEPCO, Nissan, Mitsubishi, Subaru y Toyota, con el objetivo de establecer un sistema seguro, eficiente y universal para la recarga de alta potencia, aunque su origen se sitúa en Japón, su implementación se ha extendido a numerosos países, consolidándose como una referencia en estaciones de carga rápida a nivel global, especialmente en Asia y Europa.

Figura 8

Conector Scame Tipo 3A para carga de VE



Nota. El conector Scame Tipo 3A, desarrollado por Scame Parre S.p.A., está diseñado para carga en corriente alterna (CA) de baja y media potencia. Cumple con la norma IEC 62196-2 y se caracteriza por su cubierta protectora integrada, que proporciona mayor seguridad frente a la entrada de polvo y humedad; dispone de pines para línea (L), neutro (N), tierra de protección (PE), piloto de control (CP) y piloto de proximidad (PP), y se utiliza principalmente en entornos públicos y privados que requieren medidas adicionales de protección mecánica.

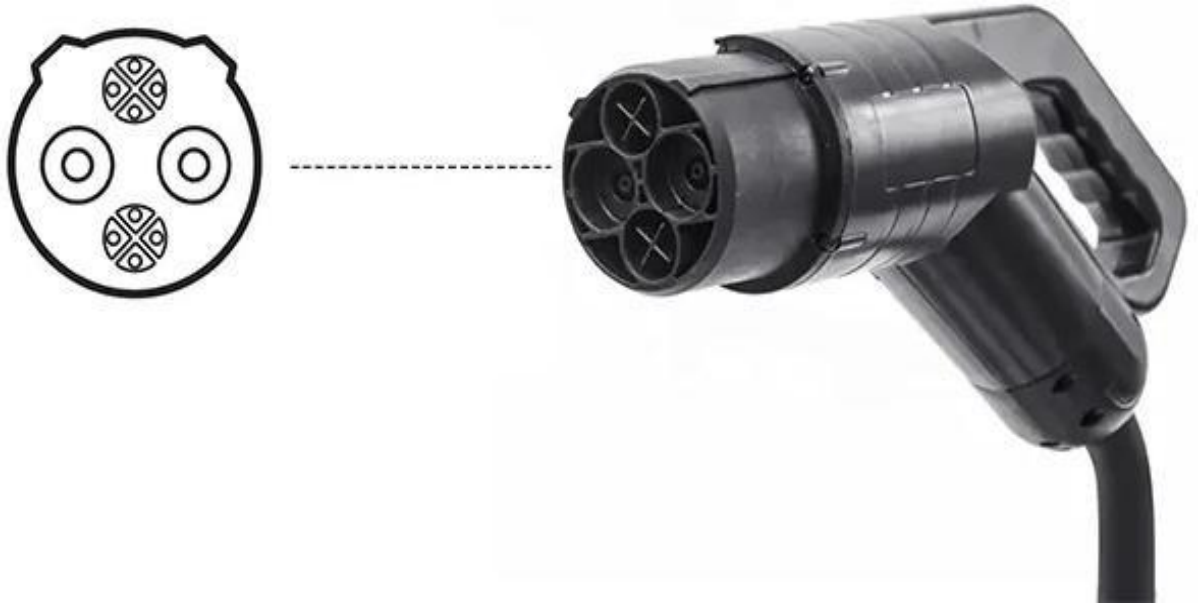
En términos técnicos, el CHAdeMO está diseñado para suministrar altas corrientes en CC, lo que permite recargar la batería de un VE en tiempos significativamente menores que con la carga en corriente alterna (CA), este estándar admite potencias variables, con versiones iniciales que ofrecían hasta 62,5 kW (500 V y 125 A), y evoluciones recientes capaces de superar los 400 kW bajo la especificación CHAdeMO 3.0, adaptándose a las demandas de la

electromovilidad de próxima generación; su diseño físico es robusto y de tamaño considerable, con forma semirrectangular y una disposición de pines que incluyen líneas de potencia, tierra y comunicación. Integra un sistema de enclavamiento mecánico que garantiza una conexión segura durante todo el proceso de carga, evitando desconexiones accidentales y asegurando la integridad eléctrica.

El conector es compatible con el Modo 4 según la norma IEC 61851, lo que implica que el convertidor de potencia (rectificador) se encuentra en la propia estación de carga, permitiendo una transferencia directa de corriente continua a la batería del vehículo, la comunicación entre el VE y la infraestructura de carga se realiza mediante protocolos de control que permiten la autenticación, regulación dinámica de la potencia y monitoreo en tiempo real de parámetros de seguridad; en cuanto a compatibilidad, muchos fabricantes japoneses, como Nissan y Mitsubishi, continúan equipando sus modelos con puertos CHAdeMO, no obstante, en mercados como Europa y Norteamérica, su presencia compite con el estándar CCS (Combined Charging System), que ha ganado terreno en los últimos años.

Figura 9

Conector CHAdeMO para carga rápida en corriente continua



Nota. El conector CHAdeMO es un estándar desarrollado por la CHAdeMO Association para la carga de VE en CC de alta potencia, diseñado originalmente en Japón, permite cargas rápidas mediante el Modo 4 según IEC 61851, alcanzando potencias superiores a 400 kW en sus versiones más recientes.

El conector CHAdeMO sigue siendo una pieza clave en la infraestructura de carga rápida, ofreciendo seguridad, versatilidad y alta potencia, con especial relevancia en regiones donde la red de estaciones compatibles está ampliamente desarrollada, su capacidad para adaptarse a diferentes niveles de potencia y su robustez lo mantienen como una solución confiable para la recarga en alta velocidad de VE.

Tipología y especificaciones técnicas de cargadores para VE

XCharge C6EU/060-CC — 60 kW (DC, CCS2x2)

Cargador rápido en corriente continua pensado para puntos de alta rotación, la variante "CC" equipa dos conectores CCS2 (formato Combo 2), permitiendo suministrar potencia continua hasta 60 kW por equipo (familia escalable en pasos de 30 kW); es típico en corredores y zonas céntricas donde se busca pasar del 20–80 % de batería en ~20–30 min, según el vehículo; suele trabajar bajo IEC 61851-23/24 para DC y comunicación PLC/ISO 15118 en el estándar CCS; gabinetes tipo pedestal, con protección ambiental de grado IP adecuada para intemperie (p. ej., soluciones IP55 en esta línea), cable fijo y HMI con pantalla para operación en sitio (EV Works, 2025).

Figura 10

Electrolinera urbana con cargadores rápidos XCharge (C6EU/060)



Nota. Imagen referencial de una isla de recarga con múltiples pedestales DC 60 kW (configuraciones CCS2/CHAdeMO), dispuestos en paralelo bajo cubierta, con señalización horizontal y topes de rueda; ilustra una configuración de alta rotación adecuada para zonas núcleo.

XCharge C6EU/060-JC — 60 kW (DC, CCS2 + CHAdeMO)

Mismo chasis y electrónica de potencia de la familia C6EU, pero la versión "JC" combina CCS2 con CHAdeMO en el mismo equipo, ampliando compatibilidad con flotas mixtas o modelos Legacy; mantiene el perfil DC 60 kW y los tiempos de recarga propios de carga rápida (≈20–30 min al 80 %), con idéntico enfoque de operación en vía/corredor y protección para exteriores.

Figura 11

Cargador rápido XCharge C6EU/060-JC (60 kW DC, CCS2 + CHAdeMO)



Nota. Equipo de carga rápida en corriente continua con doble estándar (CCS2 y CHAdeMO), gabinete para intemperie, HMI táctil y cables fijos; diseñado para corredores y nodos mixtos con alta rotación; permite recargas típicas del 20–80 % en ~20–30 min (según vehículo y condiciones).

Enel X Way JuiceBox 3.0 — 22 kW (AC trifásico, Tipo 2)

Wallbox AC Modo 3 para red trifásica 400 VAC, 32 A (hasta 22 kW), se ofrece con toma Tipo 2 o cable integrado Tipo 2; dispone de conectividad (Wi-Fi / celular según versión) y gestión inteligente por app/portal para control de sesiones, balanceo y reportes; es una solución de carga de destino: centros comerciales, oficinas o parqueaderos de larga permanencia, donde el usuario deja el VE 3–4 h.

Figura 12

Wallbox Enel X Way JuiceBox 3.0 (22 kW AC, Tipo 2)



Nota. Equipo AC Modo 3 trifásico (400 V/32 A, hasta 22 kW) con conector Tipo 2, pensado para carga de destino en centros comerciales, oficinas o residencias, con estancias típicas de 3–4 h.

Enel X Way JuiceBox Pro 40 Legacy — 9.6 kW (AC monofásico, Tipo 1/J1772)

Cargador AC monofásico (208–240 VAC, 40 A máx.), entrega 9.6 kW a 240 VAC (≈8.3 kW a 208 VAC). Conector SAE J1772 (Tipo 1), cable largo y opciones de montaje mural; pensado para hoteles y residencias donde la recarga se hace en 6–8 h (noche/estancias prolongadas); es robusto y ampliamente compatible con VE que usan J1772.

Figura 13

Wallbox Enel X Way JuiceBox Pro 40 Legacy (9,6 kW AC, Tipo 1)



Nota. Cargador AC Modo 3 monofásico (208–240 V, hasta 40 A) con conector SAE J1772/Tipo 1, cable integrado y control por app/portal; diseñado para carga de destino en hoteles, residencias u oficinas, con tiempos típicos de 6–8 horas según capacidad de batería del VE.

Enel X Way JuiceBox 2.01 — 7.4 kW (AC monofásico, Tipo 2)

Versión AC monofásica 230 VAC, 32 A de hasta 7.4 kW con Tipo 2 (Mennekes), es una wallbox compacta para destino/empresa cuando la permanencia supera varias horas (≈8 h), con control inteligente y, según variante, RFID/app; s bien su potencia es menor, su CAPEX/instalación son contenidos, útil para ampliar cobertura donde no se justifica DC.

Figura 14

Wallbox Enel X Way JuiceBox 2.01 (7,4 kW AC, Tipo 2)



Nota. Cargador AC Modo 3 monofásico (230 V/32 A, hasta 7,4 kW) con conector Tipo 2 (Mennekes); pensado para carga de destino en empresas, residencias u oficinas, con estancias típicas cercanas a 8 horas; incluye gestión inteligente por app/RFID según versión.

La Tabla 10 sintetiza las características operativas y de integración de los cargadores inventariados en Lima, clasificándolos por modelo/potencia, tipo de carga, estándar de conector, uso recomendado, tiempo típico de recarga y ejemplos de implementación, se distinguen dos familias tecnológicas:

1. Carga rápida en corriente continua (DC) - XCharge C6EU/060-CC y C6EU/060-JC, 60 kW: equipos de alta rotación orientados a reponer del 20–80 % del SOC en aproximadamente 20–30 minutos (según el vehículo y condiciones); la versión CC trabaja con CCS2 (x2), mientras que la JC añade CHAdeMO para compatibilidad con flotas mixtas; por su potencia y configuración de conectores, son idóneos para nodos críticos urbanos (San

Isidro, Lima Cercado, Miraflores) y corredores interurbanos (Lurín–Mala–Barranca), donde la prioridad es minimizar el tiempo de espera y maximizar el flujo de vehículos atendidos.

2. Carga en corriente alterna (AC, destino) - Enel X Way JuiceBox 3.0 (22 kW trifásico, Tipo 2), JuiceBox Pro 40 Legacy (9,6 kW monofásico, Tipo 1) y JuiceBox 2.01 (7,4 kW monofásico, Tipo 2): soluciones Modo 3 para estancias prolongadas; el 22 kW permite reposiciones significativas en 3–4 h (centros comerciales/oficinas), mientras que 9,6–7,4 kW están pensados para nocturna o larga permanencia (hoteles, residencias, oficinas), con tiempos de 6–8 h aproximados. Su CAPEX e infraestructura eléctrica son más contenidos que en DC, por lo que resultan óptimos para ampliar cobertura donde la demanda no justifica un cargador rápido.

Tabla 10

Comparativo técnico de cargadores presentes en Lima Metropolitana

Modelo / Cargador	Potencia (kW)	Tipo de carga	Conector(es)	Uso recomendado	Tiempo típico de carga*	Ejemplos en Lima
XCharge C6EU/060-CC	60	DC (rápida)	CCS2×2	Nodos de alta rotación en zona núcleo y peajes	20–30 min (≈20–80 %)	Repsol El Parque (San Isidro); Peaje Huánuco – Línea Amarilla; Primax Chorrillos.
XCharge C6EU/060-JC	60	DC (rápida)	CCS2 + CHAdeMO	Corredores con flota mixta (compatibilidad ampliada)	20–30 min (≈20–80 %)	Grifo KIO (Lurín); Grifo San Pedro (Mala).
Enel X Way JuiceBox 3.0	22	AC (semi-rápida)	Tipo 2 (socket)	Centros comerciales/oficinas; estancias de varias horas	3–4 h (carga alta/total)	Mall Cencosud La Molina (15 puntos).
Enel X Way JuiceBox Pro 40 Legacy	9.6	AC (lenta)	Tipo 1 (cable)	Hoteles y destinos de noche (carga prolongada)	6–8 h	Casa Andina (Miraflores); Hotel Chavín (Barranca).
Enel X Way JuiceBox 2.01	7.4	AC (lenta)	Tipo 2 (cable)	Retail/oficinas con permanencias largas; cobertura a bajo CAPEX	≈8 h	Volvo Megaplaza (Independencia, Box 01 y 02).

Nota. * Los tiempos dependen del modelo de VE, el estado de la batería y las condiciones del punto de carga (Asociación Automotriz del Perú [AAP], 2025).

En conjunto, el cuadro muestra que los DC de 60 kW deben priorizarse en puntos de demanda alta y distancias cercanas (para abatir tiempos y colas), mientras que los AC de 22/9,6/7,4 kW complementan la red en destinos con mayor permanencia, optimizando costos de despliegue; los estándares de conector (CCS2, CHAdeMO, Tipo 1/Tipo 2) determinan la compatibilidad con la flota local y justifican la presencia de variantes CC y JC en DC; los tiempos de recarga consignados son referenciales y dependen del BMS del vehículo, temperatura, potencia disponible y estado de la batería; esta lectura técnica respalda la estrategia mixta de este estudio: refuerzo DC en el núcleo y carga AC en destinos para balancear nivel de servicio y coste total de propiedad.

2.5.3. Determinación de la ubicación estratégica

La ubicación se analizó considerando la demanda, cobertura, accesibilidad y distancia entre los sectores evaluados; para ello, se utilizaron coordenadas geográficas y la fórmula de Haversine para determinar las distancias; asimismo, se trabajó con la base de 500 000 viajes considerada en el estudio y se utilizó Excel Solver para desarrollar el modelo de optimización con restricciones de demanda, distancia y cobertura; a partir de este procedimiento se compararon las alternativas para establecer las zonas con mejores condiciones para la propuesta.

Criterios para la localización estratégica ideal de una electrolinera

La determinación del emplazamiento más adecuado para una electrolinera exige evaluar una combinación equilibrada de factores técnicos, operativos y estratégicos, entre los más relevantes se destacan:

- Flujo vehicular y grado de penetración del VE

  La ubicación debe considerar el volumen de VE que circulan frente o cerca del punto de acceso de la estación. Este factor está directamente relacionado con el nivel de penetración de VE en el mercado local. En regiones como China y la Unión Europea, la adopción ha crecido de forma acelerada, alcanzando cuotas cercanas al 10 % del parque automotor si se combinan vehículos híbridos enchufables y VE de batería. En Estados Unidos el avance ha sido más moderado, pero sigue una tendencia ascendente. Una ubicación en zonas de alta circulación vehicular incrementa la tasa de uso de la estación y mejora la rentabilidad de la inversión.

- Proximidad a otras estaciones de recarga

  La distancia respecto a electrolineras existentes es un elemento estratégico. En áreas donde las estaciones están más dispersas, la probabilidad de atender vehículos con baja autonomía remanente aumenta significativamente, incrementando la necesidad de recarga inmediata. En contraste, en zonas densamente cubiertas por infraestructura de carga, la demanda se reparte, reduciendo la presión sobre cada estación individual.

- Tiempo de permanencia y tipo de recarga

  El tiempo medio que un vehículo permanece conectado varía según la tecnología de carga. En estaciones de carga rápida (DC), el proceso puede completarse en un promedio de 10 minutos, favoreciendo una alta rotación de usuarios. En cambio, la carga lenta o semi-rápida (AC) puede extenderse hasta 45 minutos en promedio ponderado, lo que exige considerar áreas de espera adecuadas y servicios adicionales para los conductores durante la recarga, con el fin de minimizar la percepción de incomodidad.
- Superficie y capacidad operativa de la estación

  El tamaño físico de la electrolinera influye directamente en su capacidad de atención. Una superficie amplia permite la instalación de más puntos de carga, mayor facilidad de maniobra para los vehículos y mejores servicios complementarios. Por el contrario, un espacio reducido limita el número de cargadores, restringe la capacidad de atención simultánea y puede generar congestión en horas pico.

La ubicación óptima no depende de un único criterio, sino de la interacción estratégica entre demanda potencial, cobertura existente, tiempo de uso y capacidad física de la instalación, buscando siempre maximizar el aprovechamiento de la infraestructura y la satisfacción del usuario (Chumbi et al., 2024).

Con el objetivo de determinar la ubicación óptima de instalaciones (como estaciones de carga o hubs de servicio) en entornos urbanos, se evaluarán diversas metodologías reconocidas, estas técnicas consideran variables críticas tales como el volumen de tráfico vehicular, los tiempos de espera y la demanda de carga de los distintos usuarios; entre los enfoques más relevantes se incluyen:

- Modelo de volumen-demora (volume–delay), que ayuda a estimar cómo el aumento del flujo vehicular afecta el tiempo de recorrido y el nivel de servicio.

- Algoritmos inspirados en enjambres, como el Bees Algorithm, que imitan el comportamiento colectivo de abejas para explorar eficientemente el espacio de soluciones.
- Algoritmos genéticos (GA), que emplean procesos evolutivos como selección, cruce y mutación para generar soluciones de alta calidad.
- Combinaciones híbridas, como la integración de GA con Particle Swarm Optimization (PSO), que aprovechan fortalezas complementarias y pueden reducir los tiempos de convergencia.
- Métodos de búsqueda espacial, que optimizan la localización de nodos mediante criterios geoespaciales específicos.

Estas técnicas permiten diseñar soluciones robustas que equilibren la accesibilidad, eficiencia operativa y satisfagan tanto la demanda como las restricciones del sistema.

Modelo de Volumen de Tráfico

Se trata de un modelo integral que aborda los desafíos relacionados con el tráfico urbano en Lima; la ciudad se destaca entre las más congestionadas de América Latina, donde los pasajeros sufren pérdidas significativas del valor social de su tiempo, además de enfrentar problemas como contaminación ambiental, incremento de accidentes viales y otros males derivados del tráfico denso y lento.

Para enfrentar esta situación, es fundamental contar con estudios de impacto vehicular. La propuesta consiste en formular una función objetivo que optimice la ubicación de nodos de carga (puntos a los que los VE puedan llegar antes de que se agote su batería), buscando minimizar el tiempo de espera durante la recarga, este modelo debe cumplir restricciones vinculadas a la capacidad de las estaciones de recarga (electrolineras), el costo unitario de la energía eléctrica y otros factores operativos.

La resolución del modelo puede realizarse con herramientas accesibles, como el Solver de Excel, o bien mediante software especializado como LINGO o CPLEX, estas plataformas permiten encontrar soluciones eficientes para la asignación óptima de rutas, tiempos de carga y gestión de recursos en entornos urbanos complejos (Moreno et al., 2014).

Modelo del Enjambre de Avispas

El modelo del enjambre de avispas es una variante de los algoritmos bioinspirados, específicamente de las metaheurísticas basadas en colonias de insectos, este enfoque es probabilístico y simula el comportamiento de un enjambre en búsqueda de alimento, cada avispa explora el espacio de soluciones de manera aleatoria, en busca de ubicaciones óptimas (por ejemplo, estaciones de recarga de VE).

Cuando una avispa encuentra una solución prometedora, regresa al enjambre, dejando un rastro de feromonas proporcional a la calidad del hallazgo, dicho rastro influye en la probabilidad de que otras avispas tomen la misma ruta, reforzando así las mejores opciones, este mecanismo produce una dinámica en la que las trayectorias menos eficientes pierden relevancia con el tiempo, debido a la evaporación de feromonas, y las más eficientes se consolidan como las preferidas.

En este modelo, la probabilidad de que una avispa k se desplace del nodo i al nodo j se define mediante la siguiente expresión:

$$P_{ij}^{k} = \frac{[A_{ij}]^{\alpha}\,[B_{ij}]^{\beta}}{\sum_{l \in N_i^k} [A_{il}]^{\alpha}\,[B_{il}]^{\beta}}, \quad \text{si } j \in N_i^k$$

Donde:

A_{ij} = intensidad de feromonas entre el nodo i y el nodo j.
B_{ij} = inverso de la distancia entre i y j
N_i^k = conjunto de nodos no visitados por la avispa k
α = parámetro que pondera la influencia de la feromona.
β = parámetro que pondera la influencia de la heurística (información local).

Este método es capaz de ubicar estaciones de recarga en puntos estratégicos de alta congestión vehicular, ya que la colonia optimiza colectivamente la localización durante el proceso iterativo (Dorigo y Stützle, 2004).

Método de Búsqueda Espacial

Este enfoque tiene como propósito principal identificar y evaluar patrones espaciales para la toma informada de decisiones, antes de aplicar cualquier modelo, se procede a un análisis detallado de las características del entorno (como sitios específicos o parajes) y de las

relaciones que existen entre ellos. Se aprovechan técnicas avanzadas como el análisis holográfico de imágenes para determinar ubicaciones óptimas o rutas más eficientes; el método se apoya en el uso de software especializado de información geográfica (GIS), como ArcGIS, para superponer diferentes capas de datos e integrar variables espaciales relevantes. Además, incorpora herramientas de inteligencia artificial y aprendizaje automático para:

- Detectar automáticamente patrones espaciales complejos.
- Realizar clustering de zonas similares.
- Predecir ubicaciones o rutas con alta demanda.
- Evaluar la idoneidad de sitios basados en criterios espaciales multivariantes.

En particular, estas tecnologías permiten optimizar la localización de objetos o infraestructuras (como estaciones de recarga eléctrica), mediante modelos de idoneidad (site suitability) que combinan datos espaciales, patrones detectados y criterios predictivos (Nexus Geographics, 2023).

Modelo de optimización binivel

Aplicado al ámbito de la electrificación, constituye un modelo matemático avanzado que permite resolver problemas jerárquicos este tipo de modelos es especialmente útil cuando existen dos agentes o entidades con objetivos y restricciones propias, pero cuyas decisiones se influyen mutuamente; en el contexto de los sistemas eléctricos, el primer nivel puede corresponder a la planificación y operación de la generación de energía, mientras que el segundo se enfoca en la distribución y gestión operativa de la red, esta estructura jerárquica permite modelar de manera más realista las interacciones entre la capacidad de generación, las limitaciones técnicas de la red, las demandas de carga y las políticas regulatorias vigentes.

En los proyectos de electrificación de líneas de distribución, el modelo binivel ofrece un marco para optimizar simultáneamente la localización de infraestructuras, la asignación de flujos de energía y las estrategias de mantenimiento, considerando de forma conjunta la eficiencia operativa, la reducción de pérdidas técnicas, la confiabilidad del suministro y la minimización de costos, de esta manera, el nivel superior aborda decisiones estratégicas (por ejemplo, expansión de la capacidad de generación), mientras que el nivel inferior optimiza aspectos tácticos y operativos (como la programación de la carga y la asignación de recursos para mantenimiento).

Este tipo de modelado ha demostrado ser útil en entornos donde se busca equilibrar la sostenibilidad energética con la viabilidad económica y la seguridad del sistema eléctrico,

incorporando incluso herramientas de programación matemática y metaheurísticas para resolver problemas no lineales y de gran escala (Dempe et al, 2015; Kovács, 2019).

Algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO)

El Particle Swarm Optimization (PSO) resulta especialmente útil para resolver problemas de optimización en espacios de búsqueda amplios y complejos, donde no se dispone de información analítica detallada de la función objetivo; en PSO, cada partícula representa una posible solución y posee dos atributos principales: posición y velocidad, los cuales evolucionan a lo largo de las iteraciones, la actualización de la velocidad y la posición se define mediante ecuaciones que integran tres componentes:

- Inercia (w): controla la influencia de la velocidad previa.
- Componente cognitivo (c_1): pondera la atracción hacia la mejor posición individual alcanzada (mejor posición local, pbest).
- Componente social (c_2): pondera la atracción hacia la mejor posición alcanzada por cualquier partícula del enjambre (mejor posición global, gbest).

Adicionalmente, se emplean dos números aleatorios r_1 y r_2 en el rango (0,1) para introducir variabilidad estocástica, durante la implementación, los parámetros (w, c_1, c_2) y la función objetivo deben ajustarse cuidadosamente para equilibrar la exploración (búsqueda amplia en el espacio de soluciones) y la explotación (refinamiento en zonas prometedoras).

Algoritmos Genéticos (GA)

Son técnicas de búsqueda y optimización inspiradas en la teoría de la evolución de Darwin y en los principios de la genética, se aplican en problemas donde el espacio de soluciones es amplio, y la búsqueda exhaustiva resulta impracticable; su funcionamiento se basa en una población de soluciones candidatas (individuos), las cuales evolucionan iterativamente mediante tres operadores clave:

1. Selección: elige individuos de la población actual para reproducirse, privilegiando aquellos con mejor desempeño según la función de aptitud (fitness). Ejemplos comunes incluyen selección por ruleta, por torneo y por rangos.
2. Cruzamiento (crossover): combina la información genética de dos o más individuos para producir descendencia. Se pueden utilizar variantes como cruzamiento de un punto, dos puntos o uniforme.

3. Mutación: introduce cambios aleatorios en los individuos para mantener la diversidad genética y evitar la convergencia prematura a óptimos locales.

La calidad final de la solución está condicionada por la forma en que el sujeto construye su propia representación, del diseño de la función de fitness, y de la correcta parametrización del algoritmo (por ejemplo, tasas de mutación y cruzamiento), los GA se han utilizado con éxito en optimización matemática, ingeniería, inteligencia artificial y problemas combinatorios complejos (Goldberg, 1989).

Crecimiento de la oferta y expectativas de ventas de vehículos electrificados en Perú

1. Crecimiento sostenido y proyección para 2025

- Las ventas de vehículos electrificados (incluyendo eléctricos puros, híbridos enchufables, convencionales y ligeros) cerraron 2024 en récord: 6,602 unidades, un incremento del 47.2 % respecto al 2023.
- Este aumento se debe, en gran parte, a una mayor oferta de modelos y a la entrada de más de 50 marcas al mercado nacional.
- Para el primer semestre de 2025, la tendencia continuó al alza: se vendieron 4,440 vehículos electrificados, un crecimiento interanual del 37.1 %, con junio registrando un récord mensual de 880 unidades.
- La AAP proyecta que para 2025 las ventas podrían superar las 10,000 unidades, alcanzando una penetración del 7 % del mercado total de vehículos livianos.

2. Evolución de la penetración del segmento

- Al cierre de 2024, el segmento electrificado representaba el 3.9 % del total de ventas de vehículos livianos.
- Aunque todavía bajo, esto es un salto significativo respecto al pasado reciente.
- Por ejemplo, en junio de 2025, los VE puros (BEV) pasaron del 2.3 % al 8.3 % dentro del segmento electrificado desde junio de 2021.

3. Desglose por tipo de tecnología (2024 y 1S-2025)

2024 (total anual):

- Híbridos ligeros (MHEV): 3,049 unidades (46 % del total electrificados)

- Híbridos convencionales (HEV): 2,858 unidades (43 %)
- Eléctricos puros (BEV): 435 unidades (7 %)
- Híbridos enchufables (PHEV): 260 unidades (4 %)

Primer semestre 2025:

- HEV: 2,134 unidades (+65 %)
- MHEV: 1,765 unidades (+9.2 %)
- BEV: 366 unidades (+102.2 %)
- PHEV: 175 unidades (+19 %)

4. Comparación regional

- Perú sigue rezagado frente a algunos vecinos: en 2024, Colombia vendió 51,891 vehículos electrificados, casi 8 veces más que Perú.
- Para el primer semestre de 2025, mientras Perú alcanzó una penetración del ~4 %, Colombia llegó al 31 %.

5. Incremento de la oferta y presencia de marcas globales

- Más de 50 marcas están presentes actualmente en el segmento electrificado del país
- BYD (líder mundial en VE e híbridos enchufables) ingresó oficialmente al mercado peruano en diciembre 2024, de la mano de Motorysa, con una línea inicial de cinco modelos y aspiraciones de capturar hasta el 50 % del mercado local en 2025.
- A nivel global, BYD vendió más de 4.2 millones de vehículos NEV (vehículos de nueva energía) en 2024, superando ampliamente a Tesla.

Este panorama muestra que el mercado de VE en Perú está en pleno crecimiento acelerado, impulsado por una mayor oferta de modelos, nuevas marcas internacionales y una lenta pero creciente demanda, es un entorno cada vez más atractivo, aunque aún incipiente si se compara con mercados más desarrollados como Colombia; la llegada de fabricantes como BYD (con capacidad global y ambiciosas metas de participación) sugiere un futuro prometedor para la electromovilidad peruana (Asociación Automotriz del Perú [APP], 2025).

En el 2021 la AAP informó que el país contaba con 31 estaciones públicas de carga (rápidas y lentas) distribuidas en 15 departamentos, y que Lima concentraba 10 de esas estaciones (Asociación Automotriz del Perú [APP], 2021). En el 2022 según reportes basados en SUNARP y la AAP, en ese momento había operativas aproximadamente 50 electrolineras en todo el país, y cerca de 30 estaban en Lima. En el 2024 en un boletín relacionado con Diario

Gestión, se menciona que la AAP proyecta una expansión del sistema de electrolineras con una inversión estimada de US$ 5 millones durante el año 2025 (Asociación Automotriz del Perú [APP], 2024). De información disponible en la APP, Lima Metropolitana cuenta con 10 estaciones de recarga de acceso público (Tabla 10), combinando cargadores rápidos y lentos (Asociación Automotriz del Perú [APP], 2025).

Tabla 11

Electrolineras en Lima con ubicación geográfica

N°	Nombre	Modelo/Cargador	Potencia	N° Puntos	N° Vehículos Simultáneos	Tipo Conector	Dirección	Distrito	Latitud	Longitud
1	Repsol El Parque	C6EU/060-CC, XCharge	60 kW	1	1	CCS2x2	Av. Guardia Civil 1090 - San Isidro	San Isidro	-12.09618	-77.03444
2	Mall Cencosud La Molina	JuiceBox 3.0, Enel X Way	22 kW	15	1	Socket Tipo 2	Av. Raúl Ferrero 1355	La Molina	-12.07786	-76.93555
3	Hotel Casa Andina	JuiceBox Pro 40 Legacy, Enel X Way	9.6 kW	1	2	Cable Tipo 1	Calle Schell 452, Miraflores 15074	Miraflores	-12.12242	-77.03045
4	Hotel Chavín	JuiceBox Pro 40 Legacy, Enel X Way	9.6 kW	1	2	Cable Tipo 1	Antigua Panamericana Nte. 222, Barranca 15169	Barranca	-10.75268	-77.76778
5	Grifo KIO	C6EU/060-JC, Xcharge	60 kW	1	1	CCS2-CHAdeMO	Carr. Panamericana Sur 245, Lurín	Lurín	-12.27746	-76.87053
6	Peaje Huánuco (ex Lima Expresa - Base Huánuco)	C6EU/060-CC, XCharge	60 kW	1	2	CCS2x2	Peaje Huánuco de la Línea Amarilla, sentido hacia el Aeropuerto	Lima Cercado	-12.01586	-77.07063
7	Grifo San Pedro de Mala	C6EU/060-JC, XCharge	60 kW	1	1	CCS2-CHAdeMO	km 86.5, Ctra. Panamericana Sur	Mala	-12.65529	-76.63062
8	Volvo - Megaplaza Box 02	JuiceBox 2.01, Enel X Way	7.4 kW	2	1	Cable Tipo 2	CC Megaplaza	Independencia	-11.99184	-77.06016
9	Volvo - Megaplaza Box 01	JuiceBox 2.01, Enel X Way	7.4 kW	2	1	Cable Tipo 2	CC Megaplaza	Independencia	-11.99184	-77.06016
10	EESS GESA - Primax Chorrillos	C6EU/060-CC, XCharge	60 kW	1	1	CCS2x2	Km. 18.5, 1S, Chorrillos	Chorrillos	-12.18027	-77.01215

Nota. La tabla muestra las electrolineras ubicadas en Lima con detalles de modelo, potencia, puntos de carga, tipo de conector y coordenadas geográficas (Asociación Automotriz del Perú [AAP], 2025).

Descripción técnica de las electrolineras en Lima con ubicación geográfica

La Tabla 11 presenta un inventario detallado de las principales electrolineras instaladas en la ciudad de Lima y zonas aledañas, evidenciando la diversidad tecnológica y de ubicación estratégica que caracteriza a la infraestructura de recarga de VE en el contexto peruano, cada registro incluye información técnica clave: el nombre comercial o punto de referencia donde se ubica la estación, el modelo y fabricante del cargador, la potencia nominal en kilovatios (kW), la cantidad de puntos de carga disponibles, la capacidad para atender vehículos de forma simultánea, el tipo de conector utilizado y la dirección exacta con su correspondiente distrito y coordenadas geográficas (latitud y longitud) para su geolocalización precisa.

En términos de capacidad de potencia, se identifican estaciones de carga rápida, como las equipadas con modelos C6EU/060-CC o C6EU/060-JC de la marca XCharge, que ofrecen hasta 60 kW, ideales para recargas en periodos reducidos y orientadas a la alta rotación de usuarios (casos de Repsol El Parque, Grifo KIO, Peaje Huánuco, Grifo San Pedro de Mala y EESS GESA - Primax Chorrillos); asimismo, existen estaciones de carga semi rápida y lenta, como las provistas por JuiceBox 3.0 (22 kW) en Mall Cencosud La Molina, y JuiceBox Pro 40 Legacy (9.6 kW) instaladas en hoteles como Casa Andina y Chavín, que priorizan la experiencia del usuario durante estancias prolongadas.

En cuanto a la tecnología de conectores, se observa una variedad que incluye sistemas CCS2x2, CCS2-CHAdeMO, Socket Tipo 2, Cable Tipo 1 y Cable Tipo 2, permitiendo la compatibilidad con diferentes modelos de VE, tanto para corriente continua (DC) como alterna (AC).

Geográficamente, la distribución responde a criterios de accesibilidad y cobertura de rutas clave: zonas urbanas de alta densidad como San Isidro, Miraflores, La Molina e Independencia; áreas estratégicas en corredores logísticos y turísticos como Barranca, Mala y Lurín; y puntos de alto tránsito vehicular como peajes y grifos asociados a la red vial nacional. La inclusión de coordenadas geográficas (latitud y longitud) facilita su integración en sistemas de información geográfica (SIG) y aplicaciones de navegación.

Esto refleja no solo la infraestructura disponible, sino también la diversificación tecnológica que impulsa la masificación de la electromovilidad en el Perú, contribuyendo a la reducción de emisiones y alineándose con políticas de movilidad sostenible impulsadas por el Estado y el sector privado (AAP, 2025).

Análisis comparativo de la red de electrolineras en Lima

1. Distribución geográfica y densidad por distrito

- Lima Metropolitana concentra la mayor cantidad de estaciones, destacando San Isidro, La Molina, Miraflores, Chorrillos e Independencia, ubicadas en zonas urbanas de alta circulación.
- Distritos periféricos y rutas interurbanas como Lurín, Mala y Barranca cuentan con electrolineras estratégicas para viajes de larga distancia y transporte interprovincial.
- Puntos de tránsito clave como el Peaje Huánuco (Línea Amarilla) optimizan la cobertura en rutas de ingreso y salida de la capital.

Mapa de densidad estimada:

- 50% de las electrolineras están en zonas urbanas centrales.
- 30% en corredores logísticos y carreteras principales.
- 20% en ciudades intermedias o puntos turísticos.

2. Tipología de carga y tiempo estimado

Tabla 12

Tipología de carga y tiempo estimado

Tipo de carga	Potencia nominal	% del total	Tiempo estimado de recarga (80%)	Ejemplos
Rápida (DC)	60 kW	50%	20–30 min	Repsol El Parque, Grifo KIO, Peaje Huánuco
Semi rápida (AC)	22 kW	10%	3–4 horas	Mall Cencosud La Molina
Lenta (AC)	7.4–9.6 kW	40%	6–8 horas	Hoteles, Volvo Megaplaza

Nota. La infraestructura rápida domina la red principal, pero aún hay un alto porcentaje de carga lenta, lo que puede limitar la rotación de vehículos en ciertos puntos.

3. Potencia promedio instalada

- Potencia total instalada: 363.6 kW
- Potencia promedio por estación: ≈ 36.36 kW
- Rangos extremos:
    - Máxima: 60 kW (carga rápida)
    - Mínima: 7.4 kW (carga lenta)

La media indica una predominancia de infraestructura de media a alta capacidad, suficiente para la mayoría de necesidades urbanas, pero limitada para picos de alta demanda simultánea.

4. Tipos de conectores y compatibilidad

Tabla 13

Tipos de conectores y compatibilidad

Tipo de conector	Nº de estaciones	% del total	Observación técnica
CCS2x2	4	40%	Estándar europeo, ideal para la mayoría de VE nuevos.
CCS2-CHAdeMO	2	20%	Compatible con modelos asiáticos y europeos.
Socket Tipo 2	1	10%	Necesita cable propio del usuario.
Cable Tipo 1	2	20%	Enfocado en modelos americanos y antiguos.
Cable Tipo 2	2	20%	Propio de infraestructura Volvo/Enel X.

Nota. El CCS2 es el estándar dominante, lo que sugiere una alineación con el mercado global y facilita la interoperabilidad de la red.

Metodología de análisis espacial y optimización de localización

La ubicación óptima se determinó con programación lineal en Excel (Solver) y reporte de sensibilidad, y se apoyó en cálculo espacial de distancias; en ese sentido se usó el Modelo determinístico tipo “volumen de tráfico” resuelto con Solver (Simplex LP): se fijó el total de

visitas y los porcentajes por sector, se minimizó un coste operativo (proxys ligados a distancia) y se analizó la sensibilidad (costos marginales, precios sombra y rangos permisibles), bajo restricciones de participación por sector y un total de 500 000 visitas. La medición espacial: las distancias a la electrolinera más cercana se calcularon con coordenadas WGS-84 usando la fórmula de Haversine y se incorporaron como parámetro de costo/proximidad para priorizar eficiencia espacial en la red.

1. Definición de la muestra y recopilación de datos

- Fuente primaria: datos oficiales de APP (2025), que incluyen la ubicación georreferenciada de proyectos de electrolineras (coordenadas Norte y Este bajo el sistema WGS 84).
- Tamaño de la muestra: se tomó un universo de 500 000 viajes simulados o estimados para el estudio, distribuidos proporcionalmente según el % de visitas por distrito.
- Variables registradas:
  - Identificación del sector (ej. Cercado de Lima, Miraflores, etc.).
  - Porcentaje de visitas estimado para cada distrito.
  - Coordenadas UTM (WGS 84) para análisis geoespacial.
  - Distancia promedio a la electrolinera más cercana.

2. Metodología para la asignación de porcentajes de visitas

Para estimar el porcentaje de visitas hacia cada electrolinera de la red, se consideró un enfoque proporcional basado en criterios de demanda potencial y localización estratégica, con el objetivo de representar de manera realista la distribución de viajes en un escenario de 500 visitas totales.

- Identificación de los puntos de la red, se partió de la información georreferenciada de la Tabla 10 (Electrolineras en Lima con ubicación geográfica), la cual incluye nueve distritos: San Isidro, La Molina, Miraflores, Barranca, Lurín, Lima Cercado, Mala, Independencia y Chorrillos.
- Análisis de factores de atracción de viajes, para cada distrito se evaluaron variables relacionadas con el potencial de demanda de carga de VE, considerando:
  - Concentración poblacional y densidad vehicular (estimada a partir de proyecciones urbanas y estadísticas del INEI y MTC).

- Centralidad y conectividad vial, determinada por la proximidad a ejes de alto flujo como Vía Expresa, Panamericana Norte y Sur.
- Función urbana del distrito, distinguiendo zonas residenciales, comerciales y turísticas.
- Disponibilidad de electrolineras cercanas, que influye en la competencia y la captación de usuarios.

- Asignación inicial y ajuste proporcional, con base en los factores anteriores, se realizó una asignación inicial de porcentajes a cada sector, asegurando que la suma total alcanzara el 100%, posteriormente se aplicó un ajuste proporcional para:
  - Mantener la coherencia con la cobertura espacial observada.
  - Evitar sobre-representación de distritos con menor relevancia estratégica.
  - Garantizar que zonas periféricas, aunque menos concurridas, mantuvieran un porcentaje representativo para no excluir su impacto en la red.

Este procedimiento aseguró que los porcentajes asignados sean representativos del patrón de movilidad y la jerarquía de cada nodo de la red, considerando tanto la concentración de demanda como su ubicación en la estructura vial de Lima Metropolitana y alrededores (Tabla 14).

3. Análisis geoespacial

- Las coordenadas (WGS 84) permitieron mapear cada electrolinera sobre un plano de Lima Metropolitana usando software ArcGIS.
- Se trazaron las distancias entre puntos y se determinaron rangos de distancia que indican la cobertura de cada estación respecto a otras mediante cálculo geodésico entre puntos de coordenadas, usando fórmulas de Haversine, para cada sector i y cada otro j, se calcula (Tabla 13):

$$d_{ij} = 2R \arcsin\left(\sqrt{\sin^2\left(\frac{\varphi_j - \varphi_i}{2}\right) + \cos\varphi_i \cos\varphi_j \sin^2\left(\frac{\lambda_j - \lambda_i}{2}\right)}\right)$$

donde $R = 6371$ km, φ es latitud y λ longitud en radianes.

4. Optimización de ubicación

- Objetivo: seleccionar solo las localizaciones que minimicen los costos de infraestructura y operación, manteniendo la cobertura de la demanda.

- Se utilizó un modelo de localización tipo p-mediana o análisis de costo-distancia, que identifica las ubicaciones que reducen al mínimo la distancia promedio de los usuarios.
- Criterio aplicado: de las nueve ubicaciones temporales, seleccionar un promedio de cuatro que brinden la mejor relación entre cobertura y costo.

Tabla 14

Distribución de visitas y proximidad de electrolineras por sector

N°	Sectores	% de Visitas	Nº de Visitas (sobre 500,000)	Distancia Cercana (km)	Electrolinera más cercana
1	San Isidro	15 %	75,000	2.9	Miraflores
2	Lima Cercado	15 %	75,000	2.9	Independencia
3	Miraflores	14 %	70,000	2.9	San Isidro
4	La Molina	12 %	60,000	10.9	San Isidro
5	Independencia	12 %	60,000	2.9	Lima Cercado
6	Chorrillos	11 %	55,000	6.7	Miraflores
7	Lurín	10 %	50,000	18.8	Chorrillos
8	Barranca	6 %	30,000	157.9	Independencia
9	Mala	5 %	25,000	49.4	Lurín

Nota. La tabla presenta la proporción y el número de visitas de un total de 500 viajes hacia cada electrolinera de la red identificada en la Tabla 11; la columna Distancia Cercana corresponde a la estimación en kilómetros hasta la electrolinera más próxima dentro de la red, calculada con coordenadas WGS 84 y la fórmula de Haversine.

Para el desarrollo práctico de la presente optimización, se empleó el software Solver, herramienta integrada en Microsoft Excel 2016 que permite encontrar soluciones óptimas a problemas de asignación, distribución o planificación bajo un conjunto determinado de restricciones, en este contexto, se entiende por sensibilidad la capacidad del modelo para evaluar cómo se modifica el resultado óptimo cuando varían ciertas condiciones del problema, tales como los valores de las variables de decisión o los límites impuestos por las restricciones, este análisis es fundamental para determinar la robustez de la solución y anticipar posibles ajustes en escenarios futuros.

Una vez ejecutado el Solver y obtenida la solución óptima para un caso específico, es posible generar el denominado Informe de Sensibilidad, este documento ofrece información detallada sobre el impacto que tendría modificar los coeficientes de la función objetivo o alterar los valores asociados a las restricciones, de esta manera, el investigador puede identificar cuáles variables ejercen mayor influencia sobre el resultado final, evaluar la estabilidad del modelo y tomar decisiones estratégicas más informadas; en síntesis, el uso de Solver no solo proporciona la mejor solución dentro de los parámetros definidos, sino que, mediante su análisis de sensibilidad, permite explorar cómo cambios en las condiciones iniciales podrían afectar dicha solución, contribuyendo así a una planificación más flexible y eficiente.

Tabla 15

Evaluación de la sensibilidad respecto a los costos operativos anuales

Sectores	Cantidades óptimas (visitas)	Costo marginal	Valor venta óptimo (%)	Valor máximo (%)	Valor mínimo (%)
San Isidro	75 000	0	15,00	20,00	10,00
Lima Cercado	75 000	0	15,00	19,00	11,00
Miraflores	70 000	0	14,00	18,00	10,00
La Molina	60 000	0	12,00	16,00	9,00
Independencia	60 000	0	12,00	15,00	8,00
Chorrillos	55 000	0	11,00	14,00	8,00
Lurín	50 000	0	10,00	13,00	7,00
Barranca	30 000	0	6,00	9,00	4,00
Mala	25 000	0	5,00	8,00	3,00

Nota. Resultados del informe de sensibilidad generado con Solver (Excel 2016) para una muestra total de 500 000 visitas; "Cantidades óptimas" corresponde al valor final de las variables (visitas por sector); el "Costo marginal" es el costo reducido del modelo (0 cuando la variable es básica); y los porcentajes "Valor venta óptimo", "Valor máximo" y "Valor mínimo" representan el coeficiente de la función objetivo y su rango permisible de variación sin cambiar la base óptima.

Interpretación:

- Los costos marginales son cero, lo que indica que, dentro del rango permitido, una variación de una unidad en las visitas no afecta el resultado global.

- San Isidro y Lima Cercado concentran las mayores cantidades óptimas y márgenes de tolerancia más amplios, reflejando su relevancia en la red.
- Barranca y Mala muestran valores bajos y rangos estrechos, lo que indica menor peso en la optimización total.

Tabla 16

Análisis de sensibilidad orientado a identificar el impacto de fluctuaciones en los costos unitarios

Sectores	Valor final (visitas)	Precio sombra	Restricción (% visitas)	Permisible aumentar (%)	Permisible reducir (%)
San Isidro	75 000	10	15	5	3
Lima Cercado	75 000	9	15	4	2
Miraflores	70 000	8	14	4	3
La Molina	60 000	6	12	3	2
Independencia	60 000	6	12	3	2
Chorrillos	55 000	4	11	3	2
Lurín	50 000	3	10	2	1
Barranca	30 000	1	6	2	1
Mala	25 000	1	5	1	1

Nota. Resultados del Informe de Sensibilidad generado con Solver (Excel 2016) para una muestra total de 500 000 visitas; "Valor final (visitas)" corresponde al valor óptimo de cada sector; el "Precio sombra" es el impacto en la función objetivo ante un cambio unitario en la restricción del sector; "Restricción (% visitas)" indica el RHS base (cuota mínima de participación); y "Permisible aumentar/reducir (%)" muestra los márgenes de variación del RHS dentro de los cuales no cambia la base óptima de la solución

Interpretación:

- Los sectores San Isidro y Lima Cercado tienen el precio sombra más alto, lo que significa que un incremento en sus restricciones de visitas generará un aumento considerable en la cobertura global.
- Los sectores con menor precio sombra (Barranca y Mala) tienen bajo impacto marginal, por lo que no son prioritarios para reasignaciones de capacidad.

- Los valores de Permisible Aumentar y Permisible Reducir muestran cuánta variación puede aplicarse sin modificar la solución óptima.

Ubicación óptima de electrolineras en Lima

Con base en ambas tablas de sensibilidad (Costes de Operación Anual y Rangos Unitarios) y la distribución de la Tabla 13, las ubicaciones óptimas (por prioridad) quedan así:

1) Núcleo prioritario: máximo impacto marginal y mayor demanda (44%)
   San Isidro, Lima Cercado, Miraflores, concentran el 44 % de las visitas (15 % + 15 % + 14 %), exhiben precios sombra elevados (alto impacto ante relajar la restricción) y costos marginales = 0 en la base óptima; además, sus distancias cercanas ≤ 2.9 km aseguran eficiencia operativa.
2) Anillo de soporte: impacto medio y cobertura urbana (35%)
   La Molina, Independencia, Chorrillos, aportan 35 % adicional (12 % + 12 % + 11 %), con precios sombra medios y distancias competitivas (6.7–10.9 km).
3) Expansión estratégica y cierre de brechas: cobertura territorial (21%)
   Lurín (corredor sur), Mala (punto intermedio sur), Barranca (hub norte), menor precio sombra (impacto marginal inmediato reducido), pero grandes distancias cercanas: 18.8 km (Lurín), 49.4 km (Mala) y 157.9 km (Barranca).

2.5.4. Procedimiento para la evaluación económica de la propuesta

Para evaluar económicamente la estación de carga propuesta se elaboró un flujo de caja proyectado a 10 años; se consideraron los costos de inversión inicial (CAPEX), como la obra civil, acometida eléctrica, transformador, equipos de carga, sistema de puesta a tierra y control; asimismo, se incluyeron los costos de operación (OPEX), relacionados con el consumo de energía, mantenimiento, operación y reposición de componentes.

A partir de esta información se estimaron el costo nivelado de carga (LCOC), el costo por servicio y los principales indicadores financieros; se calcularon el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión; para su interpretación se consideró que la propuesta presentaba condiciones económicas favorables cuando el VAN era mayor que cero, la TIR era igual o superior a la tasa de descuento y el costo nivelado de carga se mantenía dentro de un valor compatible con el precio de venta de la energía.

III. RESULTADOS

Los resultados se presentan de acuerdo con los objetivos específicos de la investigación y, de manera complementaria, con la evaluación económica de la propuesta; en este capítulo se priorizan los hallazgos obtenidos del análisis técnico, energético y geoespacial, mientras que los fundamentos, fórmulas y procedimientos empleados para obtenerlos se desarrollan en el capítulo de Materiales y Métodos.

3.1. Analizar las características técnicas y los criterios necesarios para el diseño de una estación de carga para automóviles eléctricos

3.1.1. Caracterización técnica de las estaciones analizadas

El análisis de las 10 estaciones públicas consideradas en la investigación mostró una infraestructura heterogénea en potencia, tipo de carga y compatibilidad; las potencias identificadas se ubicaron entre 7.4 y 60 kW, con una potencia instalada acumulada de 363.6 kW y un promedio aproximado de 36.36 kW por estación; la carga rápida en corriente continua representó el 50% de la infraestructura analizada, la carga semi rápida en corriente alterna el 10% y la carga lenta en corriente alterna el 40%.

Tabla 17

Características operativas de los tipos de carga identificados en la muestra

Tipo de carga	Potencia nominal	Participación	Tiempo estimado de recarga al 80 %
Rápida (DC)	60 kW	50 %	20–30 min
Semi rápida (AC)	22 kW	10 %	3–4 h
Lenta (AC)	7.4–9.6 kW	40 %	6–8 h

Nota. Resultados obtenidos a partir de la caracterización de las estaciones públicas consideradas en el estudio; los tiempos dependen del vehículo, estado de carga de la batería y capacidad del punto de recarga.

La infraestructura analizada presentó también diversidad de conectores; se identificaron configuraciones CCS2, combinaciones CCS2–CHAdeMO y conectores Tipo 1 y Tipo 2, lo que evidencia la necesidad de que la propuesta mantenga compatibilidad tanto con sistemas de carga AC como DC; la presencia del estándar CCS2 fue la más frecuente entre los equipos de carga rápida considerados.

Tabla 18

Conectores identificados en las estaciones analizadas

Tipo de conector	N.º de estaciones con presencia	Porcentaje de presencia	Resultado técnico
CCS2×2	4	40 %	Predominio en cargadores rápidos de alta rotación
CCS2 + CHAdeMO	2	20 %	Amplía compatibilidad entre vehículos europeos y asiáticos
Socket Tipo 2	1	10 %	Aplicación en carga AC semi rápida
Cable Tipo 1	2	20 %	Aplicación en vehículos con estándar americano
Cable Tipo 2	2	20 %	Aplicación en infraestructura AC de larga permanencia

Nota. Una estación puede incorporar más de un tipo de conector; por ello, los porcentajes expresan presencia tecnológica y no categorías mutuamente excluyentes.

3.1.2. Criterios técnicos definidos para la propuesta

A partir de la caracterización técnica y normativa se establecieron los criterios que debía integrar la estación propuesta; se determinó la necesidad de trabajar con alimentación en media tensión dentro del rango analizado de 10 a 22.9 kV, disponer de transformación a niveles compatibles con la infraestructura de baja tensión, atender sistemas de carga AC y DC e incorporar gestión energética, protecciones eléctricas, puesta a tierra y conectores interoperables; asimismo, los cargadores analizados alcanzaron eficiencias cercanas al 95 %, valor considerado para el dimensionamiento energético.

Tabla 19

Criterios técnicos establecidos para el diseño de la estación propuesta

Componente o criterio	Resultado establecido para la propuesta
Alimentación eléctrica	Conexión en media tensión dentro del rango analizado de 10–22.9 kV
Sistemas de carga	Compatibilidad con carga en corriente alterna (AC) y corriente continua (DC)
Transformación	Transformador MT/BT para adecuar la tensión a los niveles requeridos por los equipos
Eficiencia de cargadores	Valor cercano al 95 % en los equipos analizados
Gestión energética	Sistema de gestión para distribuir potencia y controlar picos de demanda
Protecciones	Protección contra sobre corriente, cortocircuito, sobretensiones y corrientes de fuga
Puesta a tierra	Malla de puesta a tierra vinculada a la protección de personas y equipos
Interoperabilidad	Conectores compatibles con los estándares identificados en la muestra
Normativa	Consideración de estándares IEC, NEC y Código Nacional de Electricidad aplicables

En conjunto, estos resultados permitieron definir una configuración técnica orientada a mantener seguridad, continuidad e interoperabilidad; la posibilidad de incorporar fuentes renovables y almacenamiento se mantuvo como una alternativa de expansión, mientras que el diseño base se estructuró sobre la conexión a la red eléctrica y la gestión controlada de la demanda.

3.2. Determinar las especificaciones técnicas y el dimensionamiento eléctrico de la estación de carga, considerando la disponibilidad energética y la demanda del servicio

3.2.1. Perfil horario de demanda energética

La estimación horaria mostró variaciones definidas durante el día; entre las 04:00 y 06:00 horas se obtuvo el menor nivel de utilización, mientras que los valores máximos se concentraron entre las 14:00 y 16:00 horas y entre las 19:00 y 21:00 horas; el promedio de las 24 horas fue de 89.60 kW y el valor máximo alcanzó 150 kW.

Tabla 20

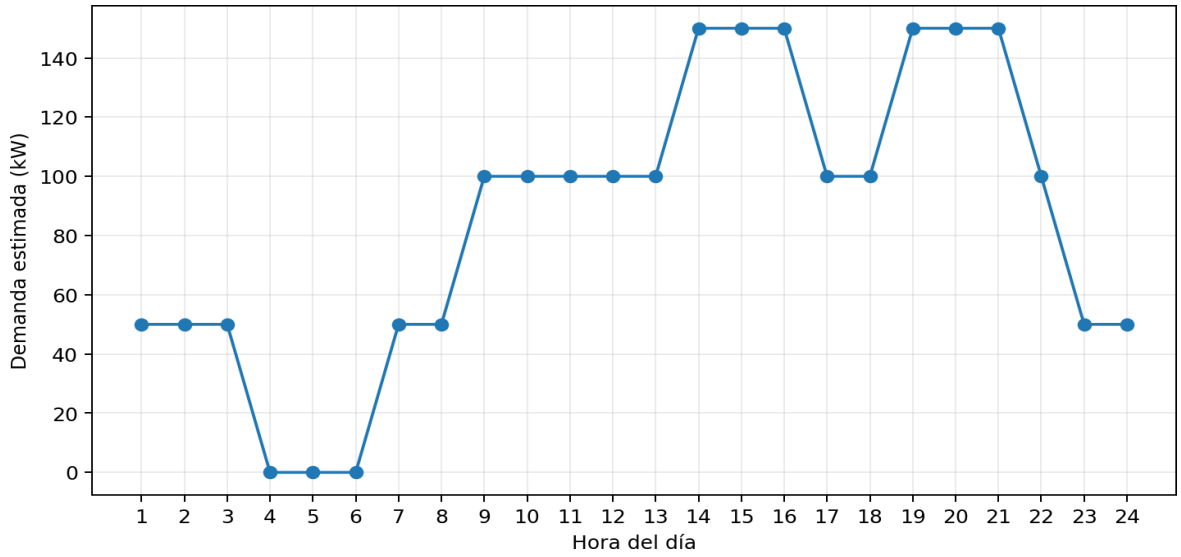
Síntesis del perfil horario de demanda estimada

Franja horaria	Demanda estimada	Comportamiento observado
01:00–03:00	50 kW	Demanda baja y estable
04:00–06:00	0 kW	Periodo de mínima utilización
07:00–08:00	50 kW	Reinicio de la demanda
09:00–13:00	100 kW	Nivel medio sostenido
14:00–16:00	150 kW	Primer periodo de demanda máxima
17:00–18:00	100 kW	Reducción temporal de la demanda
19:00–21:00	150 kW	Segundo periodo de demanda máxima
22:00	100 kW	Descenso progresivo
23:00–24:00	50 kW	Cierre del ciclo diario
Promedio diario	89.60 kW	Promedio de las 24 horas

Nota. Perfil estimado mediante la simulación desarrollada en el estudio; los valores corresponden a la demanda considerada para el dimensionamiento de la propuesta.

Figura 15

Perfil horario de demanda eléctrica estimada de la estación propuesta



Nota. La figura muestra dos periodos de mayor demanda, con picos de 150 kW; el promedio diario corresponde a 89.60 kW.

3.2.2. Dimensionamiento eléctrico resultante

Tabla 21

Resultados principales del dimensionamiento eléctrico

Parámetro	Resultado	Criterio de aplicación
Demanda promedio	89.60 kW	Promedio del perfil diario estimado
Demanda máxima	150 kW	Pico observado en las franjas de mayor utilización
Potencia activa objetivo	200 kW	Meta operativa de la estación
Demanda aparente requerida	≈ 221 kVA	Considera eficiencia y factor de potencia
Transformador seleccionado	250 kVA	Capacidad superior a la demanda aparente requerida
Margen disponible	≈ 13 %	Reserva para pérdidas, auxiliares y variaciones
Tensión primaria	10 kV	Conexión en media tensión considerada en el diseño
Tensión secundaria	0.38/0.22 kV	Alimentación trifásica de baja tensión
Corriente nominal a 0.38 kV	≈ 380 A	Corriente nominal del transformador
Corriente admisible de corta duración	≈ 420 A	Margen temporal de operación
Factor de utilización	0.90	Operación bajo demanda diversificada
Frecuencia	60 Hz	Sistema eléctrico considerado

Nota. El transformador fue dimensionado por potencia aparente; la potencia activa de 200 kW corresponde a la meta operativa de la estación y no al valor de placa del transformador.

El dimensionamiento final se estableció considerando la atención simultánea de cuatro líneas de recarga y los periodos de mayor demanda; a partir del pico de 150 kW se definió una potencia activa objetivo de 200 kW, mientras que la demanda aparente requerida se estimó en aproximadamente 221 kVA; en consecuencia, se seleccionó un transformador de 250 kVA, que proporciona alrededor de 13 % de margen para pérdidas, servicios auxiliares y variaciones de carga.

El dimensionamiento de los alimentadores y del sistema de protección se realizó de forma coherente con la capacidad del transformador; para el alimentador principal de baja tensión se seleccionó una sección de 185 mm², mientras que para el circuito entre el tablero general y cada cargador de 50 kW se obtuvo una corriente de diseño aproximada de 95 A y una sección de 25 mm²; asimismo, se estableció un interruptor general de 400 A y una malla de puesta a tierra de 6 m × 6 m con separación de 2 m.

Tabla 22

Resultados complementarios del dimensionamiento y protección

Elemento	Resultado obtenido	Observación
Alimentador BT transformador–tablero	185 mm²	Selección por ampacidad para una corriente nominal cercana a 380 A
Alimentador tablero–cargador	25 mm²	Corriente de diseño aproximada de 95 A para el circuito evaluado
Interruptor general BT	400 A	Calibre asociado a la corriente nominal del sistema
Malla de puesta a tierra	6 m × 6 m; separación 2 m	Cuadrícula propuesta para protección de la instalación
Resistencia calculada de puesta a tierra	9.23 Ω	Resultado inferior al límite normativo utilizado en el estudio

Nota. Para la malla de puesta a tierra se consideró una resistividad del terreno de 100 Ω·m; la resistencia calculada fue de 9.23 Ω.

Los resultados obtenidos muestran que la capacidad seleccionada permite atender los periodos de mayor demanda sin dimensionar la infraestructura únicamente para la suma teórica de todas las cargas; el margen entre la demanda aparente estimada y la potencia nominal del transformador permite absorber pérdidas y variaciones operativas, manteniendo una reserva para el funcionamiento de los servicios auxiliares.

3.3. Determinar la ubicación estratégica de la estación de carga, considerando la demanda, cobertura y accesibilidad para el suministro energético de automóviles eléctricos

3.3.1. Distribución de la demanda y proximidad entre sectores

Tabla 23

Distribución de visitas y proximidad de electrolineras por sector

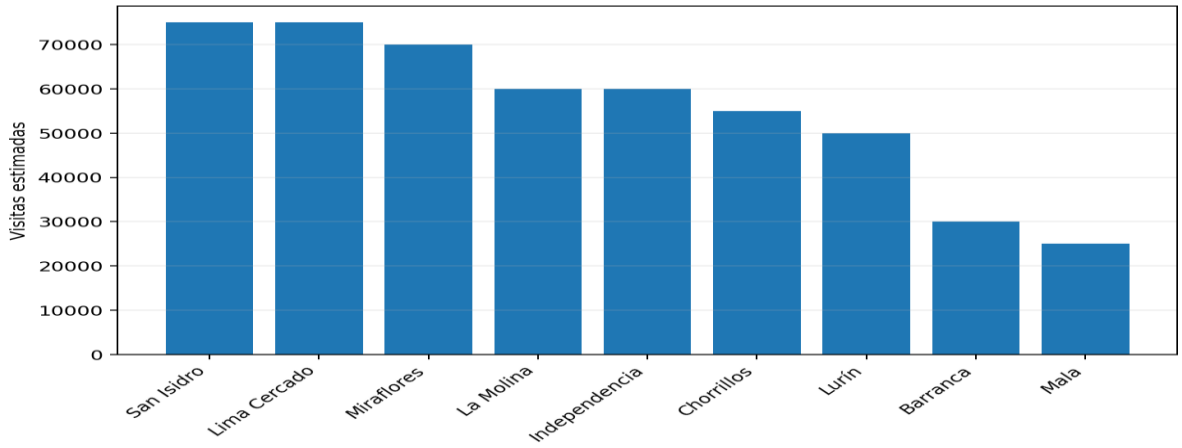
Sector	% de visitas	N.º de visitas	Distancia cercana (km)	Electrolinera más cercana
San Isidro	15 %	75,000	2.9	Miraflores
Lima Cercado	15 %	75,000	2.9	Independencia
Miraflores	14 %	70,000	2.9	San Isidro
La Molina	12 %	60,000	10.9	San Isidro
Independencia	12 %	60,000	2.9	Lima Cercado
Chorrillos	11 %	55,000	6.7	Miraflores
Lurín	10 %	50,000	18.8	Chorrillos
Barranca	6 %	30,000	157.9	Independencia
Mala	5 %	25,000	49.4	Lurín

Nota. Las distancias corresponden a la proximidad entre sectores evaluados mediante las coordenadas geográficas utilizadas en el estudio; la base total considerada fue de 500,000 viajes simulados.

El análisis geoespacial se desarrolló sobre nueve sectores y una base de 500,000 viajes simulados; San Isidro y Lima Cercado concentraron individualmente el 15% de las visitas estimadas, seguidos por Miraflores con 14%; las menores participaciones correspondieron a Barranca con 6% y Mala con 5%; las distancias a la electrolinera más cercana mostraron una mayor cobertura en los sectores centrales y mayores brechas en los corredores periféricos.

Figura 16

Distribución de visitas estimadas por sector



Nota. San Isidro y Lima Cercado presentan la mayor participación individual; los nueve sectores suman 500,000 visitas estimadas.

3.3.2. Priorización de zonas para la ubicación de la infraestructura

Los resultados del modelo de optimización y del análisis de sensibilidad permitieron agrupar los sectores en tres niveles de prioridad; el núcleo prioritario estuvo conformado por San Isidro, Lima Cercado y Miraflores, que reunieron el 44 % de la demanda estimada y presentaron los mayores precios sombra; el anillo de soporte estuvo compuesto por La Molina, Independencia y Chorrillos con 35 %; finalmente, Lurín, Barranca y Mala concentraron el 21 % restante y fueron considerados sectores de expansión territorial.

Tabla 24

Priorización de sectores según demanda, cobertura y sensibilidad

Nivel de prioridad	Sectores	Participación	Visitas estimadas	Resultado del modelo
Núcleo prioritario	San Isidro, Lima Cercado y Miraflores	44 %	220,000	Mayor demanda; precios sombra altos (8–10); distancias cercanas de 2.9 km
Anillo de soporte	La Molina, Independencia y Chorrillos	35 %	175,000	Impacto medio; precios sombra de 4–6; distancias entre 2.9 y 10.9 km
Expansión estratégica	Lurín, Barranca y Mala	21 %	105,000	Menor impacto marginal inmediato; precios sombra de 1–3; mayores distancias territoriales

Nota. Los precios sombra corresponden al informe de sensibilidad del modelo; la priorización identifica zonas de intervención y no un predio definitivo para la implementación.

La solución obtenida evidencia que una estrategia de localización basada únicamente en la mayor concentración de demanda favorecería los sectores centrales; sin embargo, la inclusión de Lurín, Mala y Barranca permite reconocer brechas de cobertura en corredores interurbanos; por ello, los resultados distinguen entre zonas de atención inmediata y zonas de expansión, manteniendo como criterios conjuntos la demanda, la distancia, la accesibilidad y la cobertura.

3.4. Resultados de la evaluación económica de la propuesta

Viabilidad económica de la propuesta

a) Costos de instalación inicial de la propuesta

Tabla 25

Presupuesto detallado de la estación de carga

Ítem	Descripción	Unidad	Cant.	P. Unit. (S/)	Parcial (S/)
1.0	**Suministro de equipos de carga y gestión**				
1.1	Cargador rápido DC 60 kW (CCS2/CHAdeMO), 2 salidas	Und.	2	180,000.00	360.000,00
1.2	Cargador AC 22 kW (Tipo 2)	Und.	2	18,000.00	36,000.00
1.3	Control/Comunicaciones (OCPP, red, CCTV, POS)	Glb.	1	80,000.00	80,000.00
1.4	Señalización de plaza, pintura vial, bolardos	Glb.	1	25,000.00	25,000.00
	SUB-TOTAL 1.0				**501,000.00**
2.0	**Sistema eléctrico MT/BT y protección**				
2.1	Acometida MT 22,9 kV, celda MT, protección y medida	Glb.	1	300,000.00	300,000.00
2.2	Transformador MT/BT 250–315 kVA (22,9/0,4 kV)	Und.	1	220,000.00	220.000,00
2.3	Tablero general BT 400 V (barras, MCCB, SPD, RCD)	Glb.	1	120,000.00	120,000.00
2.4	Canalizaciones y cableado de potencia (MT y BT)	Glb.	1	150,000.00	150,000.00

2.5	Malla de puesta a tierra 6×6 m (varillas, anillos Cu)	Glb.	1	60,000.00	60,000.00
	SUB-TOTAL 2.0				**850,000.00**
3.0	**Obras civiles y arquitectura**				
3.1	Plataforma de concreto 15 cm (≈ 180 m²)	m²	180	180.00	32,400.00
3.2	Caseta técnica (trafo/tableros) prefabricada	Und.	1	65,000.00	65,000.00
3.3	Ductos y canaletas de concreto (≈ 30 m)	m	30	900.00	27,000.00
3.4	Bases de fundación para 2 cargadores DC	Und.	2	4,500.00	9,000.00
3.5	Pedestales para 2 puntos AC	Und.	2	1,500.00	3,000.00
3.6	Canopy metálico 12 × 6 m	Und.	1	75,000.00	75,000.00
3.7	Urbanización/cercado y pórtico de acceso	Glb.	1	20,000.00	20,000.00
3.8	Drenaje pluvial y canaletas	Glb.	1	10,000.00	10,000.00
3.9	Extintores, kit de seguridad, señalética de riesgo	Glb.	1	8,600.00	8,600.00
	SUB-TOTAL 3.0				**250,000.00**
4.0	Ingeniería, permisos y supervisión	Glb.	1	90,000.00	90,000.00
5.0	Montaje, pruebas y puesta en marcha	Glb.	1	80,000.00	80,000.00

COSTO DIRECTO (1.0+2.0+3.0+4.0+5.0)	1 771,000.00
GASTOS GENERALES (10%)	177,100.00
SUBTOTAL	1948,100.00
IGV (18%)	350,658.00
TOTAL PRESUPUESTADO	**2298,758.00**

Nota. Las partidas se alinean con el dimensionamiento y arquitectura del sistema (trafo 250–315 kVA; 2×60 kW DC; 2×22 kW AC; PAT 6×6 m; tablero BT; acometida MT) del estudio base.

b) Proyección de ingresos (precio constante S/ 1.60/kWh; demanda +3 % anual)

Tabla 26

Proyección de ingresos (precio constante; demanda +3 % anual)

Año	Energía vendida (kWh)	Ingreso anual (S/)
1	710,838	1137.340.00

2	732,163	1171,460.20
3	754,128	1206,604.01
4	776,751	1242.802.13
5	800,054	1280,086.19
6	824,055	1318,488.78
7	848,777	1358,043.44
8	874,240	1398,784.74
9	900,468	1440,748.28
10	927,482	1483,970.73

Nota. Total acumulado 10 años (precio constante): S/ 13038,328.50. Promedio mensual año 1: S/ 94,778.33

Tabla 27

Proyección de ingresos con escaladores (demanda +3 % y precio +2 % anual)

Año	Energía vendida (kWh)	Precio (S/ kWh)	Ingreso anual (S/)
1	710,838	1.60	1137,340.00
2	732,163	1.63	1194,889.40
3	754,128	1.66	1255,350.81
4	776,751	1.70	1318,871.56
5	800,054	1.73	1385,606.46
6	824,055	1.77	1455,718.15
7	848,777	1.80	1529,377.48
8	874,240	1.84	1606,763.99
9	900,468	1.87	1688,066.24
10	927,482	1.91	1773,482.39

Nota. Total acumulado 10 años (con escaladores): S/ 14345,466.48

Tabla 28

Egresos

Ítem	Tipo de egreso	Periodicidad	Base de cálculo	Monto (S/)	Año de aplicación	Descripción
1	CAPEX inicial	Único	Total presupuestado (con IGV)	2298,758.00	0	Partidas 1–5 del presupuesto detallado (equipos, MT/BT, obras civiles, ingeniería y montaje).
2	OPEX – Energía comprada	Anual	(kWh vendidos / 0.95) × S/ 0.65/kWh	486,362.50	1–10	Costo de energía para entregar 710, 837.5 kWh/año (disp. 95 %).
3	OPEX – Cargo por potencia	Anual	S/ 35 × 200 kW × 12	84,000.00	1–10	Demanda contratada para cubrir picos (150 kW) con margen operativo.
4	OPEX – O&M preventivo	Anual	3 % del CAPEX	68,962.74	1–10	Mantenimiento de cargadores, trafo, tableros, PAT y sistemas de control.
5	OPEX – Arrendamiento del predio	Anual	S/ 5 000/mes × 12	60,000.00	1–10	Alquiler del terreno/local e infraestructura de apoyo.
6	Overhaul cargadores DC	Puntual	15 % del costo de cargadores DC (S/ 360 000) + IGV	63,720.00	6	Mantenimiento mayor de módulos de potencia/ventilación.

Nota. El CAPEX corresponde al presupuesto detallado (incluye GG e IGV); los OPEX consideran eficiencia del 95 %, cargo por potencia con 200 kW contratados, O&M al 3 % del CAPEX y arrendamiento del predio; se incluye un overhaul de los cargadores DC en el año 6 (15 % del costo de los equipos más IGV).

En cuanto al análisis de sensibilidad de VAN y TIR todas las variantes son viables, en los tres casos la TIR supera el COK (10 %) y el VAN es positivo, por lo que el proyecto crea valor; en el escenario base (Tabla 29), con precio fijo y demanda constante, el proyecto alcanza VAN = S/ 356,684.81 y TIR = 13.52 %, la recuperación simple del CAPEX ocurre alrededor del año 6 (el año 6 baja por el overhaul), y la recuperación descontada se ubica entre años 6–7. Para el escenario de Demanda +3 % anual, precio constante (Tabla 30), el aumento de uso eleva el flujo neto cada año: VAN = S/ 837,872.13 y TIR = 17.38 %, la recuperación simple se

adelanta al año 5 (y la descontada año 6), más utilización = mejores ingresos y mejor absorción de OPEX. Para el escenario Demanda +3 % y precio +2 % anual (Tabla 31), es el escenario más robusto: VAN = S/ 1490,249.48 y TIR = 21.60 %, la recuperación simple se ubica entre los años 4–5 y la descontada se acerca a año 5–6, el escalador de precio potencia los ingresos sin incrementar en la misma proporción los costos fijos (potencia contratada, O&M, arrendamiento). Sobre el año 6: en todos los casos se observa una caída del flujo por el overhaul de cargadores DC; aun así, la tendencia general sigue al alza en los escenarios con crecimiento.

En síntesis, los resultados financieros evidencian viabilidad en los tres escenarios evaluados (TIR > COK y VAN > 0), en el caso base, la TIR alcanza 13.52 % con recuperación simple alrededor del año 6; al incorporar crecimiento de la demanda de 3 % anual, la TIR se eleva a 17.38 % y la recuperación se adelanta al año 5; finalmente, al añadir un escalador de precio de 2 % anual, la TIR asciende a 21.60 % con recuperación entre los años 4–5; el comportamiento del año 6 refleja el mantenimiento mayor (overhaul) de cargadores DC; en conjunto, el proyecto resulta rentable y su desempeño mejora con mayor utilización y una política de precios gradual, manteniendo controlado el cargo por potencia y los costos de O&M.

Tabla 29

Cálculo de VAN y TIR (escenario base)

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos	0,00	1137,340.00	1137,340.00	1137,340.00	1137,340.00	1137,340.00	1137,340.00	1137,340.00	1137,340.00	1137,340.00	1137,340.00
Egresos (CAPEX + OPEX + Overhaul)	2298,758,00	699,325.24	699,325.24	699,325.24	699,325.24	699,325.24	763,045.24	699,325.24	699,325.24	699,325.24	699,325.24
Utilidad (flujo neto)	-2298,758,00	438,014.76	438,014.76	438,014.76	438,014.76	438,014.76	374,294.76	438,014.76	438,014.76	438,014.76	438,014.76

Nota. Precio S/ 1.60/kWh; energía anual vendida 710,837.5 kWh; eficiencia 95 %; cargo por potencia S/ 35/kW·mes (200 kW); O&M 3 % del CAPEX; arrendamiento S/ 5,000/mes; overhaul DC año 6 (15 % del costo de cargadores + IGV); WACC 10 %.

COK (WACC): 10 %

VAN: S/ 356,684.81

TIR: 13.52%

Tabla 30

Cálculo de VAN y TIR (Demanda +3 % anual; precio constante)

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos (ventas de energía)	0,00	1137.340,00	1171.460,20	1206.604,01	1242.802,13	1280.086,19	1318.488,78	1358.043,44	1398.784,74	1440.748,28	1483.970,73
Egresos (CAPEX + OPEX + Overhaul)	2298.758,00	699.325,24	713.916,11	728.944,72	744.424,18	760.368,02	840.510,18	793.705,00	811.127,27	829.072,20	847.555,49
Utilidad (flujo neto)	-2298.758,00	438.014,76	457.544,08	477.659,29	498.377,95	519.718,17	477.978,60	564.338,44	587.657,47	611.676,08	636.415,25

Nota. Precio S/ 1,60/kWh; energía año 1 = 710,837.5 kWh; disponibilidad 95 %; eficiencia 95 %; demanda +3 % anual; cargo por potencia S/ 35/kW·mes (200 kW contratados); O&M 3 % del CAPEX; arrendamiento S/ 5,000/mes; overhaul DC año 6 (15 % del costo + IGV); COK 10 %.

COK (WACC): 10 %

VAN: S/ 837,872.13

TIR: 17.38%

Tabla 31

Cálculo de VAN y TIR (Demanda +3 % anual; precio +2 % anual)

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos (ventas de energía)	0,00	1137.340,00	1194.889,40	1255.350,81	1318.871,56	1385.606,46	1455.718,15	1529.377,48	1606.763,99	1688.066,24	1773.482,39
Egresos (CAPEX + OPEX + Overhaul)	2.298.758,00	699.325,24	713.916,11	728.944,72	744.424,18	760.368,02	840.510,18	793.705,00	811.127,27	829.072,20	847.555,49
Utilidad (flujo neto)	-2298.758,00	438.014,76	480.973,29	526.406,09	574.447,38	625.238,44	615.207,97	735.672,48	795.636,72	858.994,04	925.926,91

Nota. Precio año 1 S/ 1,60/kWh con +2 % anual; demanda +3 % anual (energía año 1 = 710,837.5 kWh); disponibilidad 95 %; eficiencia 95 %; cargo por potencia S/ 35/kW·mes (200 kW); O&M 3 % del CAPEX; arrendamiento S/ 5,000/mes; overhaul DC año 6 (15 % del costo + IGV); COK 10 %.

COK (WACC): 10 %

VAN: S/ 1490,249.48

TIR: 21.60%

La evaluación económica utilizó un presupuesto total de S/ 2,298,758.00, incluido el IGV; para el escenario base se consideró una energía anual vendida de 710,837.5 kWh y un precio de S/ 1.60 por kWh, obteniéndose ingresos anuales de S/ 1,137,340.00; los egresos anuales base fueron de S/ 699,325.24, mientras que en el año 6 se registró un incremento asociado al mantenimiento mayor de los cargadores DC.

En los tres escenarios evaluados se obtuvo un Valor Actual Neto positivo y una Tasa Interna de Retorno superior al COK de 10 %; el escenario base presentó un VAN de S/ 356,684.81 y una TIR de 13.52 %; con un crecimiento de la demanda de 3 % anual, el VAN aumentó a S/ 837,872.13 y la TIR a 17.38 %; finalmente, cuando se incorporó además un incremento anual de 2 % en el precio, el VAN alcanzó S/ 1,490,249.48 y la TIR 21.60 %.

Tabla 32

Resultados comparativos de los escenarios de evaluación económica

Escenario	VAN	TIR	Recuperación simple	Recuperación descontada
Base: demanda y precio constantes	S/ 356,684.81	13.52 %	Alrededor del año 6	Entre los años 6–7
Demanda +3% anual; precio constante	S/ 837,872.13	17.38 %	Año 5	Año 6
Demanda +3 % anual; precio +2% anual	S/ 1,490,249.48	21.60 %	Entre los años 4–5	Entre los años 5–6

Nota. En todos los escenarios se utilizó un COK de 10 %; el descenso del flujo en el año 6 corresponde al mantenimiento mayor (overhaul) previsto para los cargadores DC.

Los resultados muestran que la evaluación económica es sensible al nivel de utilización de la infraestructura; el crecimiento de la demanda mejora de manera importante el VAN, la TIR y el periodo de recuperación, mientras que el incremento gradual del precio produce el escenario con mayor retorno; por ello, la viabilidad económica observada debe interpretarse dentro de los supuestos de demanda, precio, eficiencia, costos operativos y mantenimiento utilizados en la investigación.

3.5. Síntesis de los resultados respecto de la hipótesis

La verificación de la hipótesis se sustentó en los tres criterios definidos en Materiales y Métodos; los resultados obtenidos permitieron comprobar la correspondencia entre las

características técnicas requeridas, el dimensionamiento eléctrico y la ubicación estratégica de la propuesta; la evidencia principal de cada criterio se resume en la Tabla 33.

Tabla 33

Correspondencia entre los criterios de verificación y los resultados obtenidos

Criterio de verificación	Evidencia obtenida	Resultado
Características técnicas	Alimentación en media tensión; carga AC/DC; transformación; gestión energética; protecciones; puesta a tierra; conectores compatibles y normativa aplicable	Cumplido
Dimensionamiento eléctrico	Demanda promedio 89.60 kW; pico 150 kW; potencia operativa 200 kW; demanda aparente ≈221 kVA; transformador 250 kVA	Cumplido
Ubicación estratégica	Priorización de nueve sectores según demanda, distancia, accesibilidad y cobertura; núcleo prioritario 44 %, soporte 35 % y expansión 21 %	Cumplido

Nota. La evaluación económica se presentó como análisis complementario de la propuesta y no como criterio independiente de la hipótesis.

En conjunto, los resultados permiten sostener que la propuesta integra los criterios técnicos requeridos para su funcionamiento, dispone de un dimensionamiento coherente con la demanda estimada y establece una priorización territorial basada en demanda, cobertura y accesibilidad; estos hallazgos constituyen la evidencia directa que posteriormente es contrastada con los antecedentes y fundamentos técnicos en el capítulo de Discusión.

IV. DISCUSIÓN

En cuanto al primer objetivo específico, orientado a analizar las características técnicas y los criterios necesarios para el diseño de una estación de carga para automóviles eléctricos, los resultados mostraron que la estación requiere un sistema de alimentación seguro, eficiente y con capacidad de adaptación a diferentes condiciones de operación; se consideraron fuentes convencionales de energía en media tensión, dentro del rango de 10 a 22,9 kV, así como la posibilidad de incorporar fuentes renovables y sistemas de almacenamiento; asimismo, el transformador cumple una función importante al adecuar la tensión a los niveles requeridos para los sistemas de carga en corriente alterna y corriente continua; también se identificó la necesidad de contar con sistemas de protección, puesta a tierra, gestión energética y conectores compatibles con diferentes vehículos, considerando estándares como IEC, NEC y el Código Nacional de Electricidad.

Estos resultados guardan relación con Aguilar (2022), quien señaló que el diseño de una estación de carga debe considerar de manera conjunta la infraestructura eléctrica, el dimensionamiento, la ubicación y el comportamiento esperado de la demanda; asimismo, coinciden con Quinto (2023), quien incorporó un sistema híbrido de energía y criterios normativos en el diseño desarrollado en Puno; también se relacionan con Alrubaie et al. (2023), quienes destacaron que la integración de energía fotovoltaica puede reducir las emisiones y los costos operativos, pero requiere una adecuada gestión para evitar problemas de estabilidad y pérdidas energéticas; en ese sentido, la coincidencia entre estos estudios y la presente investigación demuestra que una estación de carga no debe diseñarse considerando únicamente la potencia de los cargadores, sino como un sistema en el que deben funcionar de manera coordinada la alimentación eléctrica, las protecciones, la gestión de energía y los equipos de carga.

Sin embargo, existen diferencias relacionadas principalmente con el contexto donde se desarrollaron las investigaciones; Quinto (2023) se enfocó en las condiciones solares y en el desarrollo inicial de la electromovilidad en Puno, mientras que Alrubaie et al. (2023) analizaron diferentes experiencias internacionales relacionadas con sistemas fotovoltaicos; en cambio, la presente investigación tomó como referencia las condiciones de las estaciones públicas existentes en Lima Metropolitana; esta diferencia permite explicar por qué la propuesta considera una combinación de suministro desde la red, gestión inteligente y posibilidad de incorporación futura de fuentes renovables, en lugar de depender únicamente de un sistema fotovoltaico; por tanto, los resultados muestran que las características técnicas de una estación

deben adaptarse a las condiciones energéticas, tecnológicas y operativas del lugar donde será implementada.

Respecto al segundo objetivo específico, orientado a determinar las especificaciones técnicas y el dimensionamiento eléctrico de la estación de carga considerando la disponibilidad energética y la demanda del servicio, se obtuvo una demanda promedio de 89,60 kW y picos de 150 kW; estos valores evidencian que el consumo no permanece constante durante el día, sino que presenta variaciones que deben considerarse antes de definir la capacidad instalada; a partir del análisis realizado se estableció una potencia activa objetivo de 200 kW y se seleccionó un transformador de 250 kVA, con capacidad para atender cuatro líneas de carga simultáneas y mantener un margen operativo ante variaciones de la demanda; este dimensionamiento busca evitar dos situaciones desfavorables: instalar una capacidad demasiado pequeña, que podría generar tiempos de espera y saturación, o instalar una capacidad excesiva que incremente innecesariamente la inversión.

Este resultado coincide con Puech et al. (2024), quienes demostraron que la variabilidad en la llegada y permanencia de los usuarios debe ser considerada para utilizar de manera más eficiente la capacidad disponible; en su estudio, desarrollado con 352 sesiones reales de carga, la programación estocástica permitió alcanzar una tasa de llenado de 85 % y una satisfacción total de 67 %, mejorando hasta en 55 % la satisfacción respecto a uno de los modelos comparados; de manera similar, en la presente investigación se consideraron las variaciones de la demanda y la simultaneidad de las cargas para evitar un dimensionamiento basado únicamente en la máxima capacidad teórica; por ello, ambos estudios respaldan la necesidad de adaptar la capacidad de la estación al comportamiento esperado de los usuarios.

Asimismo, los resultados se relacionan con Motlagh et al. (2025), quienes encontraron que la gestión inteligente y la carga bidireccional pueden reducir los picos de demanda en más del 20 %; también guardan relación con Alharbi et al. (2025), quienes señalaron que incorporar sistemas de almacenamiento permitió reducir las pérdidas de potencia en 33,34 % y la carga máxima del transformador en 19,5 %; estas evidencias permiten interpretar que el margen considerado en el dimensionamiento de la presente propuesta no debe utilizarse únicamente como reserva de potencia, sino que puede complementarse con sistemas de gestión energética y almacenamiento para responder de manera más eficiente ante los periodos de mayor demanda.

En este mismo sentido, Amara-Ouali et al. (2025) demostraron mediante modelos probabilísticos que los picos de carga pueden variar según la hora de llegada, el tiempo de permanencia y la energía requerida por los usuarios; esta conclusión coincide con el

comportamiento horario obtenido en la presente investigación, donde se observaron diferencias importantes entre periodos de baja utilización y valores máximos de 150 kW; sin embargo, existe una diferencia metodológica importante, debido a que Amara-Ouali et al. trabajaron con registros reales de sesiones de carga y modelos probabilísticos avanzados, mientras que en este estudio la demanda fue estimada mediante simulaciones y parámetros definidos para el contexto analizado; esta diferencia se explica principalmente por la disponibilidad de información real sobre sesiones de carga en Lima; por ello, los resultados obtenidos deben interpretarse como una base técnica para el diseño, que puede ser ajustada cuando exista una mayor cantidad de datos reales de operación.

En cuanto a los sistemas de carga rápida, los resultados también guardan relación con Vega et al. (2022), quienes señalaron tiempos de recarga entre 20 y 35 minutos y destacaron la importancia de disponer de estaciones rápidas en trayectos de larga distancia; esta coincidencia confirma que reducir el tiempo de permanencia del vehículo contribuye a mejorar la capacidad de atención de la infraestructura; sin embargo, la velocidad de carga no depende únicamente de la potencia del cargador, sino también de la capacidad de la batería, el vehículo utilizado y las condiciones de operación; por esta razón, la selección de cargadores debe acompañarse de una adecuada gestión de potencia y no evaluarse únicamente por su potencia nominal.

Respecto al tercer objetivo específico, orientado a determinar la ubicación estratégica de la estación de carga considerando la demanda, cobertura y accesibilidad, el análisis se realizó a partir de 500 000 viajes simulados distribuidos entre nueve sectores y utilizando coordenadas geográficas, distancias calculadas mediante la fórmula de Haversine y un modelo de optimización con Excel Solver; los resultados permitieron identificar tres niveles de prioridad; San Isidro, Lima Cercado y Miraflores conformaron el núcleo prioritario y concentraron el 44 % de las visitas; La Molina, Independencia y Chorrillos representaron el anillo de soporte con 35 %; finalmente, Lurín, Mala y Barranca concentraron el 21 % restante y fueron considerados puntos de expansión estratégica debido a su función en corredores interurbanos.

Estos resultados indican que la ubicación de una estación no debe decidirse únicamente a partir de la menor distancia; los sectores centrales presentan una mayor concentración de demanda y menores recorridos hasta los puntos de carga, mientras que zonas como Lurín, Mala y Barranca presentan una menor participación en la demanda, pero cumplen una función importante para ampliar la cobertura territorial y facilitar desplazamientos de mayor distancia; por ello, una estrategia orientada solamente a los sectores de mayor demanda podría mejorar la

utilización inmediata de la infraestructura, pero dejaría sin adecuada cobertura a corredores necesarios para viajes interurbanos.

El resultado coincide con Pourvaziri et al. (2024), quienes demostraron que la ubicación y la capacidad deben analizarse de manera conjunta; en su estudio, la priorización de los usuarios permitió reducir los tiempos de espera en 50,3 % y un incremento de la inversión de 29,2 % redujo dichos tiempos en 61,5 %; sin embargo, existe una diferencia importante en la escala y en las herramientas utilizadas, debido a que Pourvaziri et al. analizaron una red de 177 556 nodos y 343 857 enlaces mediante teoría de colas, optimización y redes neuronales profundas, mientras que la presente investigación se concentró en nueve sectores de Lima y utilizó Haversine y Excel Solver; esta diferencia responde al alcance del estudio y a la información disponible; por ello, los resultados obtenidos permiten establecer sectores prioritarios, pero no deben interpretarse como una ubicación definitiva del predio sin una evaluación posterior de las condiciones específicas del lugar.

La importancia de considerar corredores estratégicos también guarda relación con Vega et al. (2022), quienes ubicaron una estación entre Yopal y Villavicencio tomando en cuenta distancias de 132 km y 111 km respecto a ambas ciudades y la autonomía de los vehículos; ambos estudios coinciden en que una estación no solo debe atender los puntos con mayor concentración urbana, sino también contribuir a mantener la continuidad de los desplazamientos; asimismo, Alharbi et al. (2025) demostraron que la ubicación de la infraestructura debe analizarse junto con la capacidad eléctrica y el almacenamiento; por tanto, la selección territorial obtenida en esta investigación debe complementarse, antes de una implementación definitiva, con la verificación de la capacidad de conexión eléctrica, disponibilidad física del terreno y condiciones reales de tránsito de cada zona.

En cuanto a la evaluación económica, los resultados mostraron que los tres escenarios analizados presentaron un VAN positivo y una TIR superior al COK de 10 %; en el escenario base se obtuvo un VAN de S/ 356 684,81 y una TIR de 13,52 %; cuando se consideró un crecimiento de la demanda de 3 % anual, el VAN aumentó a S/ 837 872,13 y la TIR a 17,38 %; finalmente, con un crecimiento de la demanda de 3 % y un incremento del precio de 2 % anual, el VAN alcanzó S/ 1 490 249,48 y la TIR 21,60 %; estos resultados indican que la viabilidad económica depende en gran medida del nivel de utilización de la infraestructura y del comportamiento de los ingresos; por ello, una estación correctamente dimensionada pero con baja demanda puede presentar una recuperación más lenta de la inversión.

Este resultado guarda relación con Aguilar (2022) y Vega et al. (2022), quienes también incorporaron el análisis de la inversión y su recuperación como parte del diseño de estaciones de carga; sin embargo, la presente investigación amplía este análisis mediante tres escenarios que permiten observar cómo varía la rentabilidad cuando cambian la demanda y el precio de venta de la energía; esta comparación muestra que la evaluación económica no debe presentarse como un resultado fijo, sino como una estimación sensible a las condiciones de operación; por ello, los valores obtenidos deben revisarse nuevamente al momento de una implementación real considerando tarifas eléctricas, costos de equipos, mantenimiento, demanda efectiva y condiciones de financiamiento vigentes.

La investigación presentó algunas limitaciones que deben considerarse al interpretar los resultados; se trabajó con una muestra de 10 estaciones públicas y el análisis espacial se concentró en Lima Metropolitana, por lo que los resultados no pueden trasladarse directamente a otras ciudades del país; asimismo, la demanda horaria y los 500,000 viajes utilizados en el modelo corresponden a estimaciones y simulaciones desarrolladas para el estudio, debido a la limitada disponibilidad de registros continuos de sesiones reales de carga; además, la selección de las zonas prioritarias se realizó principalmente a partir de criterios de demanda, distancia y cobertura; por ello, antes de implementar la propuesta será necesario validar las condiciones específicas del predio, la capacidad disponible de la red eléctrica, el tránsito real de vehículos eléctricos y los costos actualizados de instalación y operación; estas limitaciones no invalidan los resultados, pero delimitan su alcance y muestran los aspectos que deben ser fortalecidos en futuras investigaciones.

Finalmente, el principal aporte científico y técnico de la investigación consiste en integrar en una misma propuesta el análisis de las características técnicas de las estaciones de carga, la estimación de la demanda energética, el dimensionamiento eléctrico, la evaluación de la ubicación y el análisis económico dentro del contexto de Lima Metropolitana; mientras varios antecedentes estudian estos componentes por separado o mediante modelos aplicados a otros países, la presente investigación los relaciona para establecer una secuencia de análisis que parte de las necesidades de suministro, determina la capacidad requerida y posteriormente prioriza las zonas donde la infraestructura puede generar una mayor cobertura; de esta manera, el estudio proporciona una base metodológica que puede utilizarse como referencia para futuras propuestas de estaciones de carga en el Perú, siempre que los parámetros técnicos, energéticos, territoriales y económicos sean actualizados de acuerdo con las características de cada localidad.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Se concluyó que la propuesta de diseño técnico de la estación de carga es viable para atender las condiciones de demanda analizadas en Lima Metropolitana; el estudio determinó una demanda promedio de 89,6 kW y picos de 150 kW, a partir de los cuales se estableció una potencia operativa de 200 kW y un transformador de 250 kVA; asimismo, el análisis de ubicación permitió identificar zonas prioritarias de atención y la evaluación económica mostró resultados favorables en los escenarios analizados; en conjunto, estos resultados permiten plantear una estación con capacidad técnica, energética y económica para atender el crecimiento de la electromovilidad.

En relación con el primer objetivo específico, se determinó que la estación de carga requiere una alimentación en media tensión dentro del rango analizado de 10 a 22,9 kV, con adaptación a niveles adecuados para sistemas de carga en AC y DC; asimismo, los cargadores evaluados alcanzan eficiencias cercanas al 95 %, por lo que el diseño debe integrar transformador, protecciones eléctricas, puesta a tierra, gestión inteligente de energía y conectores compatibles con los vehículos eléctricos; estos componentes permiten mantener condiciones adecuadas de seguridad, continuidad y eficiencia durante la operación de la estación.

En relación con el segundo objetivo específico, el perfil de consumo presentó una demanda promedio de 89,6 kW y un máximo de 150 kW; considerando la simultaneidad de cuatro puntos de carga, se estableció una potencia operativa de 200 kW y una demanda aparente aproximada de 221 kVA; por ello, se seleccionó un transformador de 250 kVA, que proporciona aproximadamente 13 % de margen para pérdidas, servicios auxiliares y variaciones de carga; este dimensionamiento permite atender los periodos de mayor demanda sin sobredimensionar excesivamente la infraestructura.

En relación con el tercer objetivo específico, el análisis geoespacial y el modelo de optimización permitieron establecer tres niveles de prioridad para la ubicación de la infraestructura; San Isidro, Lima Cercado y Miraflores conformaron el primer nivel y concentraron el 44 % de la demanda considerada; La Molina, Independencia y Chorrillos representaron el 35 %; mientras

que Lurín, Mala y Barranca concentraron el 21 % y constituyeron zonas de expansión; estos resultados muestran que la ubicación debe considerar de manera conjunta la demanda, distancia, accesibilidad y cobertura del servicio.

Respecto a la evaluación económica complementaria, los tres escenarios analizados presentaron un VAN positivo y una TIR superior al COK de 10 %; en el escenario base se obtuvo un VAN de S/ 356 684,81 y una TIR de 13,52 %, con recuperación simple cercana al sexto año; con un crecimiento de la demanda de 3 % anual, el VAN aumentó a S/ 837 872,13 y la TIR a 17,38 %; finalmente, al considerar un crecimiento de la demanda de 3 % y del precio de 2 % anual, se alcanzó un VAN de S/ 1 490 249,48 y una TIR de 21,60 %, evidenciando que la rentabilidad mejora a medida que aumenta la utilización de la infraestructura.

RECOMENDACIONES

Primera: Se recomienda que, antes de implementar la estación, se verifique en el punto seleccionado la disponibilidad de una conexión en media tensión y la capacidad real de la red para atender una potencia operativa cercana a 200 kW; asimismo, deberá comprobarse técnicamente la instalación del transformador de 250 kVA, las protecciones, los conductores y el sistema de puesta a tierra de acuerdo con las condiciones reales del lugar.

Segunda: Se recomienda incorporar un sistema de gestión inteligente de energía que permita distribuir la potencia disponible entre los puntos de carga y controlar los periodos de mayor consumo; considerando que la demanda máxima estimada fue de 150 kW frente a una capacidad operativa planteada de 200 kW, esta gestión permitirá aprovechar el margen disponible y reducir el riesgo de sobrecargas.

Tercera: Se recomienda realizar inicialmente estudios de factibilidad específicos en San Isidro, Lima Cercado y Miraflores, debido a que estas zonas concentraron el 44 % de la demanda considerada; posteriormente, la expansión podría orientarse hacia La Molina, Independencia y Chorrillos y, en una siguiente etapa, hacia Lurín, Mala y Barranca, previa comprobación de la demanda real y de la capacidad eléctrica disponible.

Cuarta: Para futuras investigaciones, se recomienda trabajar con registros reales y continuos de sesiones de carga, potencia demandada y flujo de vehículos eléctricos; asimismo, se sugiere ampliar el número de estaciones analizadas e incorporar mediciones de calidad de energía, armónicos, capacidad disponible de los alimentadores, estado real de los transformadores y comportamiento horario de los usuarios, con la finalidad de validar y mejorar el dimensionamiento propuesto.

Quinta: En futuras evaluaciones económicas se recomienda actualizar el CAPEX, OPEX, tarifas eléctricas, precio de venta de energía y tasa de descuento; además, se deberán contrastar los escenarios proyectados con datos reales de utilización, debido a que los resultados mostraron que el VAN, la TIR y el periodo de recuperación son sensibles al crecimiento de la demanda.

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agencia Internacional de Energía (AIE). (2021). *Global EV Outlook 2021: Accelerating the transition to electric mobility*. https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021

Aguilar, A. (2022). *Dimensionamiento y diseño de una estación de carga de VE* [Tesis maestría, Universidad de Sevilla]. Repositorio Institucional de la Universidad de Sevilla. https://hdl.handle.net/11441/143570

Alanazi, F. (2023). Electric vehicles: benefits, challenges, and potential solutions for widespread adaptation. *Applied Sciences, 13*(10), 6016. https://doi.org/10.3390/app13106016

Alharbi, T., Abdalrahman, A., & Mostafa, M. (2025). Data-driven EV charging infrastructure with uncertainty based on a spatial–temporal flow-driven (STFD) models considering batteries. *Scientific Reports, 15*(1). https://doi.org/10.1038/s41598-025-12079-3

Alrubaie, A., Salem, M., Yahya, K., Mohamed, M., & Kamarol, M. (2023). A comprehensive review of electric vehicle charging stations with solar photovoltaic system considering market, technical requirements, network implications, and future challenges. *Sustainability, 15*(10), 8122. https://doi.org/10.3390/su15108122

Amara-Ouali, Y., Hamrouche, B., Principato, G., & Goude, Y. (2025). Quantifying the Uncertainty of Electric Vehicle Charging with Probabilistic Load Forecasting. *World Electric Vehicle Journal*, *16*(2), 88. https://doi.org/10.3390/wevj16020088

Asociación Automotriz del Perú [APP] (2021). *Plan nacional de electromovilidad*. https://aap.org.pe/descarga/electromovilidad/Plan-Nacional-de-Electromovilidad.pdf

Asociación Automotriz del Perú [APP] (2021). *Sepa dónde puedes recargar tu VE*. https://aap.org.pe/electromovilidad-vehiculos-electricos-recarga-electrolinera-aap/

Asociación Automotriz del Perú [APP] (2022). *Cargadores rápidos y lentos de vehículos electrificados*. https://aap.org.pe/electrolineras-en-el-peru/

Asociación Automotriz del Perú [APP] (2024). *Se prevé expansión de electrolineras este año con inversión de US$ 5 millones*. https://aap.org.pe/se-preve-expansion-de-electrolineras-este-ano-con-inversion-de-us-5-millones-diario-gestion-enero-2024/

Asociación Automotriz del Perú [APP] (2025). *El despegue de la electromovilidad*. https://aap.org.pe/el-despeque-de-la-electromovilidad/

Besen Group. (2024). *Type 1 connector. Besen Group EV Charging Solutions*. https://www.besen-group.com/type1-connector/

Brown, A., Cappellucci, J., Heinrich, A., Gaus, M., & Emma Cost, E. (2024). *Electric Vehicle Charging Infrastructure Trends from the Alternative Fueling Station Locator: First Quarter 2024.* https://afdc.energy.gov/files/u/publication/electric_vehicle_charging_infrastructure_trends_first_quarter_2024.pdf

Chumbi, W., Martínez-Minga, R., Zambrano-Asanza, S., Leite, J., & Franco, J. (2024). Suitable Site Selection of Public Charging Stations: A Fuzzy TOPSIS MCDA Framework on Capacity Substation Assessment. *Energies, 17*(14). https://doi.org/10.3390/en17143452

Congreso de la República del Perú. (1992). *Ley de Concesiones Eléctricas, Ley N.º 25844*. Diario Oficial El Peruano.

Cruz, E. (2024). *MINEM inaugura estación de carga eléctrica, promoviendo la diversificación de la matriz energética*. Rumbo Minero Internacional. https://www.rumbominero.com/peru/minem-estacion-de-carga-electrica/

Dempe, S., Kalashnikov, V., Pérez-Valdés, G., & Kalashnykova, N. (2015). Bilevel Programming Problems: Theory, Algorithms and Applications to Energy Networks (Energy Systems). *Springer*. https://doi.org/10.1007/978-3-662-45827-3

Díaz-Samaniego, J., Guillén, J., Arroyo, D., & Davis, M. (2019). Performance evaluation of an electric vehicle in real operating conditions of Quito, Ecuador. In: Burnete, N., Varga, B. (eds) Proceedings of the 4th International Congress of Automotive and Transport Engineering (AMMA 2018). AMMA2018 2018. Proceedings in Automotive Engineering. *Springer, Cham*. https://doi.org/10.1007/978-3-319-94409-8_37

Dorigo, M., & Stützle, T. (2004). *Ant Colony Optimization*. MIT Press. https://doi.org/10.7551/mitpress/1290.001.0001

Elazim, S., Elkholy, M., Elgarhy, A., Senjyu, T., Gamil, M., Song, D., ... & Lotfy, M. E. (2025). Enhancing stability and power quality in electric vehicle charging stations powered by hybrid energy sources through harmonic mitigation and load management. *Scientific Reports*, *15*(1). https://doi.org/10.1038/s41598-025-14143-4 28077.

ENERGY STAR. (2025). Portfolio Manager Technical Reference: EV Charging. https://www.energystar.gov/buildings/benchmark/understand-metrics/score-details/ev-charging

European Alternative Fuels Observatory. (2023). *Electric vehicle charging infrastructure: Technical specifications and performance*. Brussels, Belgium: European Commission. https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu

European Commission (2019). European Alternative Fuels Observatory. https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/general-information/recharging-systems

EV Works (2025). *Ancom XCharge 60kW DC C6EU EV Charger | Type CCS Charger*. https://evworks.com.my/product/ancom-xcharge-60kw-dc-c6eu-ev-charging-station

Farkas, C., & Prikler, L. (2012). Stochastic modelling of EV charging at charging stations. *In International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12)*. https://icrepq.com/icrepq%2712/574-farkas.pdf

Filippi, C., Guastaroba, G., Peirano, L., & Speranza, M. (2023). Incorporating time-dependent demand patterns in the optimal location of capacitated charging stations. https://doi.org/10.48550/arXiv.2301.05077

Fraunhofer UMSICHT. (2021). *Electric vehicle charging infrastructure and grid integration in Germany*. Fraunhofer Institute for Environmental, Safety, and Energy Technology. https://www.umsicht.fraunhofer.de.

García, J., López, M., & Rodríguez, R. (2020). Tecnologías emergentes en estaciones de carga para VE: *Diseño y optimización. Revista de Innovación Tecnológica, 9*(3), 115-125. https://doi.org/10.1016/j.rti.2020.05.008

Gardien, L., Refa, N., & Tamis, M. (2020). Exploring electric vehicles owner's preferences and experiences with controlled charging: a mixed-method case study in the Netherlands. *In 33rd World Electric Vehicle Symposium & Exposition (EVS33) Peer Reviewed Conference Papers The Electric Drive Transportation Association*. https://doi.org/10.5281/zenodo.4023309

Gnann, T., Funke, S. Á., Jakobsson, N., Plötz, P., & Sprei, F. (2018). Fast charging infrastructure for electric vehicles: Today's situation and future needs. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 62, 314–329. https://doi.org/10.1016/j.trd.2018.03.004

Goldberg, D. E. (1989). *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. Addison-Wesley. ISBN: 978-0201157673

Gómez, L., García, M., & Rodríguez, J. (2021). Retos y oportunidades para el diseño de infraestructura de recarga de VE en Perú. *Revista de Energía y Tecnología, 5*(1), 75-89. https://doi.org/10.15381/ret.2021.05

Gross, D., Shortle, J., Thompson, J., & Harris, C. (2018). *Fundamentals of Queueing Theory (5th ed.)*. Hoboken, NJ: Wiley.

Hao, F. (2025). Impact of electric vehicle charging demand on clean energy regional power grid control. *Energy Inform*, 8, 83. https://doi.org/10.1186/s42162-025-00538-0

He, M., Krishnakumari, P., Luo, D., & Chen, J. (2023). *A Data-Driven Integrated Framework for Fast-Charging Facility Planning using Multi-Period Bi-Objective Optimization*. https://doi.org/10.48550/arXiv.2311.12700

IEEE Power & Energy Society. (2018). *IEEE Std C57.91-2011: IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers*. New York: IEEE.

Infypower. (2023). EXP180K2–HT fast charging station. EXP Experts in Charging Solutions. https://es.made-in-china.com/co_infypower/product_Credit-Card-Pay-60kw-120kw-150kw-180kw-Modular-EV-Charger_uoyshurinu.html?pv_id=1j2klhvcb6ae&faw_id=1j2kln7nk867&bv_id=1j2kln7nqb9f

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2011). *IEEE Std C57.91-2011 (R2019): IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators*. https://standards.ieee.org/ieee/C57.91/5297/

International Electrotechnical Commission. (2011). *IEC 60076-1:2011 Power transformers—Part 1: General*. https://webstore.iec.ch/en/publication/588

International Electrotechnical Commission. (2018). *IEC 60076-7:2018 Power transformers—Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers*. https://webstore.iec.ch/en/publication/34351

International Electrotechnical Commission. (2024). *IEC 60364-5-52:2009+AMD1:2024 CSV — Low-voltage electrical installations—Part 5-52: Selection and erection of electrical equipment—Wiring systems*. https://webstore.iec.ch/en/publication/103734

International Energy Agency. (2023). Global EV Outlook 2023: Catching up with climate ambitions. IEA. https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023

Juhász, L., & Hochmair, H. (2023). Spatial and Temporal Analysis of Location and Usage of Public Electric Vehicle Charging Infrastructure in the United States. *GI_Forum*, *1*, 83-100. https://doi.org/10.1553/giscience2023_01_s83

Kennedy, J., & Eberhart, R. (1995). Particle swarm optimization. Proceedings of ICNN'95 - International Conference on Neural Networks, 4, 1942–1948. IEEE. https://doi.org/10.1109/ICNN.1995.488968

Kim, C., & Park, J. (2025). Longitudinal exploration of regularity and variability in electric car charging patterns. *World Electric Vehicle Journal, 16*(5), 256. https://doi.org/10.3390/wevj16050256

Kovács, A. (2019). Bilevel programming approach to demand response management with day-ahead tariff. J. Mod. Power Syst. Clean Energy 7, 1632–1643. https://doi.org/10.1007/s40565-019-0569-7

Li, Y., & Jenn, A. (2024). Impact of electric vehicle charging demand on power distribution grid congestion. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, *121*(18). https://doi.org/10.1073/pnas.2317599121

Li, Y., Zhang, X., & Wang, J. (2023). Challenges of charging infrastructure in China's electric vehicle market: Standardization and interoperability issues. *Journal of Clean Transportation, 8*(2), 134-145. https://doi.org/10.1016/j.jct.2023.04.006

Logan, P. (2025). *Assessment of U.S. electric vehicle charging needs and announced employments through 2032*. International Council on Clean Transportation (ICCT). https://theicct.org/wp-content/uploads/2024/03/ID-89-%E2%80%93-Chargers-2032_final-v2.pdf

Martínez, J., & Pérez, C. (2021). Movilidad eléctrica y su impacto social: Oportunidades para la salud y el empleo en las ciudades. *Revista de Desarrollo Social y Energías Limpias, 6*(4), 56-68. https://doi.org/10.1016/j.rdes.2021.07.003

Ministerio de Energía y Minas (2021). *Implementan estación de carga para VE en sede del MINEM*. https://www.gob.pe/es/institucion/minem/noticias/542883-implementan-estacion-de-carga-para-vehiculos-electricos-en-sede-del-minem

Ministerio de Energía y Minas (MINEM). (2022). *Informe sobre la infraestructura de recarga de VE en Perú*. https://www.minem.gob.pe

Ministerio de Energía y Minas. (1993). *Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, D.S. N.º 009-93-EM*. Diario Oficial El Peruano.

Ministerio de Energía y Minas. (2011). *Código Nacional de Electricidad – Suministro (R.D. N.° 010-2011-EM/DGE).* Lima, Perú: Dirección General de Electricidad. Recuperado de https://www.minem.gob.pe

Moreno, E., Rico, O., y Bustos, A. (2014). Funciones volumen-demora en la modelación de flujos vehiculares. Instituto Mexicano del Transporte. https://www.imt.mx/archivos/Publicaciones/PublicacionTecnica/pt427.pdf

Motlagh, S., Oladigbolu, J., & Li, L. (2025). A review on electric vehicle charging station operation considering market dynamics and grid interaction. *Applied Energy*, *392*. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126058

Nexus Geographics (2023). GeoAI: la fusión entre la Inteligencia Artificial y el GIS. https://www.nexusgeographics.com/es/noticias/GeoAI-Fusion-Inteligencia-Artificial-GIS

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). (2025). *Pliegos tarifarios para el servicio público de electricidad*. https://www.osinergmin.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegoTarifario

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). (2020). *Impacto de las estaciones de carga de VE en la infraestructura energética de Perú*. https://www.osinergmin.gob.pe

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2025). *Pliegos tarifarios para el servicio público de electricidad*. https://www.osinergmin.gob.pe

Organización de las Naciones Unidas (ONU). (2022). *El futuro de la movilidad eléctrica: Un enfoque para la reducción de emisiones globales*. https://www.un.org/es/climatechange

OSINERGMIN. (2023). *Pliegos tarifarios y lineamientos técnicos para la infraestructura de carga de VE*. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. https://www.osinergmin.gob.pe/

Peru Electric Mobility. (2025, 22 enero). International Trade Administration | Trade.gov. https://www.trade.gov/market-intelligence/peru-electric-mobility

Pourvaziri, H., Sarhadi, H., Azad, N., Afshari, H., & Taghavi, M. (2024). Planning of electric vehicle charging stations: An integrated deep learning and queueing theory approach. *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review*, 186, 103568. https://doi.org/10.1016/j.tre.2024.103568

Puech, A., Rigaut, T., Templier, W., & Tournoud, M. (2024). Controlling large electric vehicle charging stations via user behavior modeling and stochastic programming. *arXiv*. https://doi.org/10.48550/arXiv.2402.13224

Quinto, C. (2023). *Diseño de una estación de carga para VE con fuente híbrida en la ciudad de Puno* [Tesis pregrado, Universidad César Vallejo]. Repositorio Institucional de la Universidad César Vallejo. https://hdl.handle.net/20.500.12692/119485

Ramakrishnan, H. y Rangaraju, J. (2020). *Application Report. Power Topology Considerations for Electric Vehicle Charging Stations*. https://www.ti.com/lit/pdf/slla497

Shakir, U. (2024). *The Toyota Prius and Rav4 are no longer Prime*. https://www.theverge.com/2024/9/26/24254955/toyota-prius-rav4-plug-in-hybrid-drops-prime-2025

Shortle, J., Thompson, J., Gross, D., & Harris, C. (2018). *Fundamentals of Queueing Theory (5th ed.*). Wiley.

Standardization Administration of China. (2012). *GB/T 20234-2012: Connection set for conductive charging of electric vehicles (Partes 1, 2 y 3)*. Beijing, China: SAC.

Sultan, V., Pezzillo, B., Cuevas, R., Ruiz, S., Tang, J., & Acosta, A. (2023). Spatial analysis to identify the need for additional EV charging. *ENERGY 2023 Editors*, 55. https://www.researchgate.net/profile/Eric-Veith/publication/369542368_ENERGY_2023_The_Thirteenth_International_Conference_on_Smart_Grids_Green_Communications_and_IT_Energy-aware_Technologies/links/642161d2315dfb4cceb18c4c/ENERGY-2023-The-Thirteenth-International-Conference-on-Smart-Grids-Green-Communications-and-IT-Energy-aware-Technologies.pdf#page=56

U.S. Energy Information Administration. (2022). *Electric vehicle charging infrastructure*. https://www.eia.gov.

Vega, A., Rivera, J., & Aragón, A. (2022). Diseño de una red de estaciones de servicio para recarga de VE (electrolineras) usando un sistema de energía fotovoltaica en los llanos orientales. *Encuentro Internacional de Educación en Ingeniería*. https://doi.org/10.26507/paper.2310

Wang, G., et al. (2023). Electric vehicle charging load modeling based on influence factor analysis. *Journal of Shanghai Jiaotong University (Science)*, 28, 335–345. https://doi.org/10.1007/s12204-023-2663-2

Wang, Z., Yang, Q., Wang, C., & Wang, L. (2023). Spatial Layout Analysis and Evaluation of Electric Vehicle Charging Infrastructure in Chongqing. *Land, 12*(4), 868. https://doi.org/10.3390/land12040868

Zhan, H., Jiang, C., & Lin, J. (2025). A novel dynamic reconfiguration approach for active distribution networks with soft open points and energy storage systems. *Energy Reports*, *13*, 1875-1887. https://doi.org/10.1016/j.egyr.2025.01.011

Zheng, Y., Keith, D., Wang, S., Diao, M., & Zhao, J. (2024). Effects of electric vehicle charging stations on the economic vitality of local businesses. *Nature communications*, *15*(1), 7437. https://doi.org/10.1038/s41467-024-51554-9

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento al Dr. José Andrés Fernández Mera, asesor de este trabajo, por su guía permanente que orientó cada etapa de la investigación, asimismo al cuerpo docente de la Escuela de Ingeniería Mecánica y Eléctrica por sus aportes académicos que fortalecieron la calidad del manuscrito.

Agradecemos también a las instituciones y actores del sector que facilitaron información técnica para el estudio de la infraestructura de recarga en Lima, así como a especialistas que compartieron su experiencia y criterios técnicos durante la fase de recolección y validación de datos.

Finalmente, mi agradecimiento más cercano es para mi familia, cuyo respaldo emocional, motivación constante y comprensión fueron decisivos para culminar esta investigación.

DEDICATORIA

A mi madre, por ser siempre mi mayor apoyo y enseñarme a luchar por mis sueños, aunque hoy ya no estés físicamente conmigo, desde el cielo sigues guiando mis pasos y acompañándome en cada logro. Este triunfo es también para ti, mamá, siempre vivirás en mi corazón.

A mi novia Diana Jazmín Trujillo Vargas, por su amor, paciencia y apoyo incondicional. Gracias por creer en mí, acompañarme en los momentos difíciles y celebrar cada uno de mis logros. Este triunfo también es tuyo, por estar siempre a mi lado.

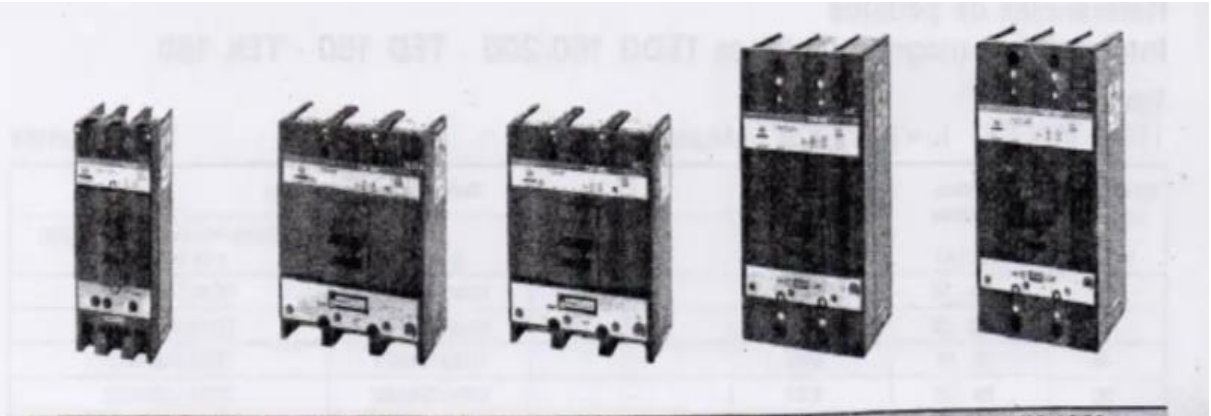
A mi hermano Maycol Jakson Vásquez Silva, por su apoyo, confianza y compañía a lo largo de este camino, y a toda mi familia, por ser mi fortaleza e inspiración para seguir adelante.

A mis docentes y, en especial, al Dr. José Andrés Fernández Mera, cuya guía marcó cada etapa de este trabajo. Y a los profesionales, técnicos y usuarios que impulsan la movilidad eléctrica en el Perú por su esfuerzo cotidiano.

A mi Alma Mater, por el espacio de aprendizaje y servicio. Y a las nuevas generaciones, con el deseo de que encuentren aquí motivos para investigar y construir un país más sostenible.

ANEXOS

Anexo 1. Catálogo de Termomagnéticos



TFK 250		TJK 400		TJK 630		TKM 800		TKM 1250	
F		J		J		K		K	
2-3	4	2-3	4	2-3	4	2-3	4	2-3	4
257	257	257	257	257	257	405	405	405	405
105	140	210	280	210	280	210	280	210	280
103	103	103	103	103	103	140	140	140	140
4	5	7,5	8,7	7,5	8,7	17	21	17	21

Fuente: Schneider 2022

Anexo 2. Ficha técnica de electrolineras en Lima

1. Repsol El Parque

- Modelo y fabricante: C6EU/060-CC, XCharge
- Potencia nominal: 60 kW (carga rápida, DC)
- Puntos de carga: 1
- Vehículos simultáneos: 1
- Tipo de conector: CCS2x2
- Ubicación: Av. Guardia Civil 1090, San Isidro
- Coordenadas: Lat. -12.09618 / Long. -77.03444
- Tiempo estimado de recarga: 20–30 minutos para el 80% de batería
- Observación: Ubicada en zona corporativa con alta rotación de usuarios, ideal para flotas y conductores en tránsito laboral.

2. Mall Cencosud La Molina

- Modelo y fabricante: JuiceBox 3.0, Enel X Way
- Potencia nominal: 22 kW (carga semi rápida, AC)
- Puntos de carga: 15
- Vehículos simultáneos: 1 por punto
- Tipo de conector: Socket Tipo 2
- Ubicación: Av. Raúl Ferrero 1355, La Molina
- Coordenadas: Lat. -12.07786 / Long. -76.93555
- Tiempo estimado de recarga: 3–4 horas para carga completa
- Observación: Instalación masiva en centro comercial, orientada a usuarios con permanencia prolongada.

3. Hotel Casa Andina – Miraflores

- Modelo y fabricante: JuiceBox Pro 40 Legacy, Enel X Way
- Potencia nominal: 9.6 kW (carga lenta, AC)
- Puntos de carga: 1
- Vehículos simultáneos: 2
- Tipo de conector: Cable Tipo 1
- Ubicación: Calle Schell 452, Miraflores

- Coordenadas: Lat. -12.12242 / Long. -77.03045
- Tiempo estimado de recarga: 6–8 horas
- Observación: Enfocada en huéspedes, facilitando carga nocturna.

4. Hotel Chavín – Barranca

- Modelo y fabricante: JuiceBox Pro 40 Legacy, Enel X Way
- Potencia nominal: 9.6 kW
- Puntos de carga: 1
- Vehículos simultáneos: 2
- Tipo de conector: Cable Tipo 1
- Ubicación: Antigua Panamericana Nte. 222, Barranca
- Coordenadas: Lat. -10.75268 / Long. -77.76778
- Tiempo estimado de recarga: 6–8 horas
- Observación: Punto de carga en ciudad intermedia, útil para viajes de largo recorrido.

5. Grifo KIO – Lurín

- Modelo y fabricante: C6EU/060-JC, XCharge
- Potencia nominal: 60 kW (DC)
- Puntos de carga: 1
- Vehículos simultáneos: 1
- Tipo de conector: CCS2-CHAdeMO
- Ubicación: Carretera Panamericana Sur 245, Lurín
- Coordenadas: Lat. -12.27746 / Long. -76.87053
- Tiempo estimado de recarga: 20–30 minutos
- Observación: Ubicación estratégica en ruta hacia el sur del país.

6. Peaje Huánuco – Lima Cercado

- Modelo y fabricante: C6EU/060-CC, XCharge
- Potencia nominal: 60 kW (DC)
- Puntos de carga: 1
- Vehículos simultáneos: 2

- Tipo de conector: CCS2x2
- Ubicación: Línea Amarilla, sentido Aeropuerto
- Coordenadas: Lat. -12.01586 / Long. -77.07063
- Tiempo estimado de recarga: 20–30 minutos
- Observación: Ideal para usuarios en tránsito hacia el Aeropuerto Jorge Chávez.

7. Grifo San Pedro de Mala

- Modelo y fabricante: C6EU/060-JC, XCharge
- Potencia nominal: 60 kW (DC)
- Puntos de carga: 1
- Vehículos simultáneos: 1
- Tipo de conector: CCS2-CHAdeMO
- Ubicación: Km 86.5, Panamericana Sur
- Coordenadas: Lat. -12.65529 / Long. -76.63062
- Tiempo estimado de recarga: 20–30 minutos
- Observación: Punto clave en trayectos hacia Cañete y el sur del país.

8. Volvo – Megaplaza Box 02

- Modelo y fabricante: JuiceBox 2.01, Enel X Way
- Potencia nominal: 7.4 kW (AC)
- Puntos de carga: 2
- Vehículos simultáneos: 1 por punto
- Tipo de conector: Cable Tipo 2
- Ubicación: CC Megaplaza, Independencia
- Coordenadas: Lat. -11.99184 / Long. -77.06016
- Tiempo estimado de recarga: 8 horas
- Observación: Orientado a clientes de larga permanencia en el centro comercial.

9. Volvo – Megaplaza Box 01

- Modelo y fabricante: JuiceBox 2.01, Enel X Way
- Potencia nominal: 7.4 kW
- Puntos de carga: 2

- Vehículos simultáneos: 1 por punto
- Tipo de conector: Cable Tipo 2
- Ubicación: CC Megaplaza, Independencia
- Coordenadas: Lat. -11.99184 / Long. -77.06016
- Tiempo estimado de recarga: 8 horas
- Observación: Complementa la oferta del Box 02 para mayor cobertura en el mismo complejo.

10. EESS GESA – Primax Chorrillos
    - Modelo y fabricante: C6EU/060-CC, XCharge
    - Potencia nominal: 60 kW (DC)
    - Puntos de carga: 1
    - Vehículos simultáneos: 1
    - Tipo de conector: CCS2x2
    - Ubicación: Km 18.5, 1S, Chorrillos
    - Coordenadas: Lat. -12.18027 / Long. -77.01215
    - Tiempo estimado de recarga: 20–30 minutos
    - Observación: Ubicada en zona costera de alta circulación y actividad comercial.