



Universidad Internacional de La Rioja  
Escuela Superior de Ingeniería y Tecnología

Máster Universitario en Energías Renovables

**DISEÑO, CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO  
DE ELECTROLINERA FOTOVOLTAICA EN  
CORREDOR VIAL BUCARAMANGA–  
PAMPLONA, COLOMBIA**

|  |   |
|--|---|
| Trabajo fin de estudio presentado por: | Laura Lorena García Suárez                              |
| Tipo de trabajo:                       | Diseño de una instalación de energía renovable (Tipo 1) |
| Línea/as de trabajo:                   | Energía solar fotovoltaica                              |
| Director/a:                            | Ana Simarro García                                      |
| Fecha:                                 | 14/10/2025  |

## Resumen

Este proyecto presenta el diseño y evaluación técnica, económica y ambiental de una electrolinera híbrida ubicada en la zona de subpáramo del corregimiento de Berlín, Santander, a una altitud aproximada de 3.150 m s. n. m. La infraestructura propuesta incorpora dos cargadores rápidos: el primero con dos puntos CCS2 de 30 kW cada uno (60 kW totales) y el segundo con dos puertos en corriente continua, CCS2 y CHAdeMO de 50 kW, junto con un punto adicional en corriente alterna de 22 kW (72 kW totales), para un total de cinco puntos de conexión. El sistema fotovoltaico se compone de 438 módulos solares y dos inversores Huawei de 100 kW, complementados con una conexión a la red eléctrica mediante un transformador de 13.200/380 V y 150 kVA, todo con un potencial total de 328 MWh anual.

El estudio económico se desarrolló bajo tres escenarios de demanda vehicular y tarifa energética: conservador, moderado y óptimo. Los resultados muestran que, en los 3 escenarios planteados (pesimista, moderado y óptimo), el proyecto es financieramente viable, alcanzando tasas internas de retorno (TIR) de 22,14%, 25,12% y 32,38%, respectivamente, así como periodos de recuperación de 4,5 4 y 3,3 años. Finalmente, se formuló un plan de manejo ambiental orientado a mitigar los impactos derivados de la construcción y operación de la electrolinera en un ecosistema de subpáramo, conforme a la normatividad colombiana vigente para la protección de estas zonas estratégicas, logrando una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de 136.214 kg/año

***Palabras clave: Electrolinera; Energía fotovoltaica; Movilidad eléctrica; Análisis financiero; Tasa Interna de Retorno.***

## Abstract

This thesis presents the technical, economic, and environmental assessment for the design of a hybrid electric vehicle charging station located in the sub-páramo region of Berlín, Santander, at an altitude of approximately 3,150 meters above sea level. The proposed infrastructure includes two fast-charging units: the first with two CCS2 connectors rated at 30 kW each (60 kW total), and the second with two DC connectors (CCS2 and CHAdeMO) rated at 50 kW, along with an additional 22 kW AC charging point (72 kW total), amounting to five charging outlets. The photovoltaic system consists of 438 solar modules and two 100 kW Huawei inverters, supported by a medium-voltage grid connection through a 13,200/380 V, 150 kVA transformer.

The economic study was developed under three scenarios of vehicle demand and energy rates: conservative, moderate, and optimal. The results show that, in all three scenarios (pessimistic, moderate, and optimal), the project is financially viable, achieving internal rates of return (IRR) of 22.14%, 25.12%, and 32.38%, respectively, as well as payback periods of 4.5, 4, and 3.3 years. Finally, an environmental management plan was formulated aimed at mitigating the impacts of the construction and operation of the electric charging station in a sub-paramo ecosystem, in accordance with current Colombian regulations for the protection of these strategic areas, achieving a reduction in CO<sub>2</sub> emissions of 136,214 kg/year.

**Keywords:** *Charging station; Photovoltaic energy; Electric mobility; Financial analysis; Return of investment.*

## Índice de contenidos

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 1.     | Introducción .....                                       | 1  |
| 1.1.   | Planteamiento del problema .....                         | 1  |
| 1.2.   | Justificación .....                                      | 3  |
| 1.3.   | Estructura del trabajo .....                             | 6  |
| 2.     | Contexto y estado del arte .....                         | 7  |
| 2.1.   | contexto de la movilidad eléctrica en Colombia .....     | 7  |
| 2.2.   | Casos y desarrollos destacados .....                     | 10 |
| 2.3.   | Beneficios e impulsores .....                            | 10 |
| 2.4.   | Tendencias en Colombia.....                              | 13 |
| 2.5.   | Aporte de esta tesis de maestría .....                   | 15 |
| 2.6.   | Marco teórico .....                                      | 16 |
| 2.6.1. | Movilidad eléctrica .....                                | 16 |
| 2.6.2. | Definición y características de las electrolineras ..... | 18 |
| 2.6.3. | Energía solar fotovoltaica .....                         | 21 |
| 2.6.4. | Integración fotovoltaica en estaciones de carga.....     | 28 |
| 2.6.5. | Marco normativo, regulatorio y políticas aplicables..... | 31 |
| 3.     | Objetivos del TFE .....                                  | 34 |
| 3.1.   | Objetivo general .....                                   | 34 |
| 3.2.   | Objetivos específicos .....                              | 34 |
| 4.     | Hipótesis de trabajo .....                               | 35 |
| 4.1.   | Verificación de la hipótesis.....                        | 35 |
| 5.     | Requisitos de diseño .....                               | 37 |
| 5.1.   | Alcance y fuentes de información .....                   | 37 |
| 5.2.   | Localizaciones candidatas.....                           | 37 |

|        |   |    |
|--------|---|----|
| 5.3.   | Demanda energética prevista .....                                 | 38 |
| 5.4.   | Interconexión eléctrica y restricciones técnicas .....            | 39 |
| 5.5.   | Normativa aplicable.....  | 39 |
| 6.     | Metodología .....   | 40 |
| 6.1.   | Cálculo del IAR .....   | 40 |
| 6.2.   | Dimensionamiento del sistema fotovoltaico .....                   | 42 |
| 6.3.   | Diseño del sistema eléctrico.....                                 | 43 |
| 6.4.   | Viabilidad económico-financiera y ambiental.....                  | 43 |
| 7.     | Evaluación del recurso renovable .....                            | 45 |
| 7.1.   | Condiciones climáticas y recurso solar .....                      | 45 |
| 7.2.   | evaluacion de la matriz iar.....                                  | 45 |
| 8.     | Diseño de la instalación.....                                     | 48 |
| 8.1.   | Perfil de demanda energética de la electrolinera .....            | 48 |
| 8.1.1. | Supuestos de operación de la electrolinera .....                  | 48 |
| 8.2.   | Centro de transformación .....                                    | 52 |
| 8.3.   | Dimensionamiento del sistema fotovoltaico .....                   | 53 |
| 8.3.1. | Determinación de la inclinación .....                             | 53 |
| 8.3.2. | Selección de los paneles solares.....                             | 54 |
| 8.3.3. | Determinar la distancia mínima entre paneles .....                | 55 |
| 8.3.4. | Determinar el azimut.....   | 56 |
| 8.3.5. | Rendimiento anual del sistema .....                               | 56 |
| 8.3.6. | Producción de energía estimada en kWh año por kWp instalado ..... | 58 |
| 8.3.7. | Ubicación y tamaño de la superficie de instalación. ....          | 62 |
| 8.3.8. | Selección de los conductores .....                                | 64 |
| 8.3.9. | Selección de las protecciones.....                                | 69 |

|         |   |     |
|---------|---|-----|
| 8.3.10. | Aisladores y Dispositivos de protección contra sobretensiones.....                            | 72  |
| 9.      | Análisis económico.....   | 74  |
| 9.1.    | Ingresos.....   | 74  |
| 9.1.1.  | Tarifas y escenarios de recarga .....   | 74  |
| 9.1.2.  | Tarifas de compra y venta de energía AL OPERADOR DE RED.....                                  | 75  |
| 9.1.3.  | Cantidad de energía vendida y comprada.....   | 76  |
| 9.2.    | Costos de inversión (CAPEX) del sistema fotovoltaico y civil .....                            | 79  |
| 9.3.    | Costos operativos y de mantenimiento (OPEX) anuales.....                                      | 82  |
| 9.4.    | Parámetros típicos de préstamos para proyectos de inversión energética .....                  | 84  |
| 9.5.    | Incentivos económicos .....   | 86  |
| 9.6.    | Simulación en software PVsol .....  | 87  |
| 9.7.    | ANALISIS DE SENSIBILIDAD .....  | 93  |
| 10.     | Análisis ambiental.....   | 95  |
| 10.1.   | Análisis ambiental asociado a la intervención del área destinada al sistema fotovoltaico..... | 95  |
| 10.2.   | Plan ambiental de acción del proyecto .....   | 97  |
| 10.3.   | CALCULO DE LA HUELLA DE CARBONO .....   | 98  |
| 11.     | Resultados .....  | 99  |
| 11.1.   | De la capacidad energética y la eficiencia del sistema.....                                   | 99  |
| 11.2.   | de la Rentabilidad y Recuperación de la Inversión.....  | 99  |
| 11.3.   | de la Viabilidad Financiera del Proyecto .....  | 100 |
| 11.3.1. | Indicadores Financieros en Distintos Escenarios .....   | 100 |
| 11.3.2. | Simulaciones Energéticas y Financieras con PVSol .....  | 100 |
| 11.3.3. | Comparación de Metodologías y Robustez del Proyecto .....                                     | 101 |
| 11.3.4. | Análisis de Riesgo y Resiliencia Económica .....  | 101 |

|  |     |
|--|-----|
| 12. Conclusiones .....                       | 102 |
| Referencias bibliográficas .....             | 104 |
| Anexo A. Diagrama unifilar del sistema ..... | 122 |

## Índice de figuras

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 Ubicación de electrolineras entre el Tramo Bucaramanga - Pamplona.....  | 1  |
| Figura 2 Mapa de la Ruta Eléctrica Andina entre Ecuador y Colombia.....  | 14 |
| Figura 3 Curvas horarias de demanda por cada tipo de cargador, basados en los perfiles de demanda de NREL.....                             | 52 |
| Figura 4 Características mecánicas del panel solar .....   | 55 |
| Figura 5 Análisis de potencial solar de la instalación en Solar Global Atlas.....  | 60 |
| Figura 6 Ficha técnica del panel Longi HI-MO7 610W.....  | 61 |
| Figura 7 Ficha técnica del inversor Huawei SUN2000-100KTL.....   | 61 |
| Figura 8 Disposición y distribución de los paneles solares en conexión con los MPPT de cada inversor.....                                  | 62 |
| Figura 9 Ubicación del área disponible para intervenir para la colocación del sistema. ....  | 63 |
| Figura 10 Mapa del Punto de conexión a media tensión .....   | 68 |
| Figura 11 Representación de la proyección de tarifa anual y futura .....   | 76 |
| Figura 12 Perfil de generación mensual promedio por horas.....   | 76 |
| Figura 13 Curva de flujo de potencia del sistema en kWh para cada mes.....   | 77 |
| Figura 14 Ubicación geográfica de la Instalación fotovoltaica en PVsol .....   | 88 |
| Figura 15 Distribución de la conexión de las cadenas.....  | 89 |
| Figura 16 Energía promedio mensual producida, calculados por PVsol. ....   | 89 |
| Figura 17 Perfil de demanda agregado al software PVSol .....   | 90 |
| Figura 18 Ingreso en el software del balance de costes (a), parámetros financieros generales (b) e Impuestos (c).....                      | 91 |
| Figura 19 Resultados de la simulación de los tres escenarios de precio; a) pesimista, b) moderado y c) Optimista en el software PVSol..... | 92 |

## Índice de tablas

|   |    |
|---|----|
| Tabla 1 Comparación técnica y de mercado de tecnologías fotovoltaicas de silicio (monocristalino, policristalino y amorfo) .....                                    | 23 |
| Tabla 2 Matriz de criterios para el cálculo del IAR .....   | 41 |
| Tabla 3 Rango de IAR para la aceptabilidad de los proyectos.....  | 42 |
| Tabla 4 Horas solares pico y parámetros de temperatura y GHI anual para cada una de las locaciones seleccionadas.....   | 45 |
| Tabla 5 Criterios técnicos (Ci) de la matriz IAR por ubicación, con datos reportados por ESSA .....   | 46 |
| Tabla 6 Evaluación del IAR para las 3 ubicaciones. ....   | 46 |
| Tabla 7 Perfiles de uso por horas y energía según el tipo de cargador. ....   | 51 |
| Tabla 8 Paneles monocristalinos seleccionados con potencias por arriba de 500 W.....  | 54 |
| Tabla 9 Tabla de selección de paneles según sus características combinadas de potencias, área y precio. ....  | 55 |
| Tabla 10 Factores de pérdida considerados en el análisis de rendimiento del sistema fotovoltaico.....   | 57 |
| Tabla 11 Factores de corrección de altura según IEC 60947-2 .....   | 69 |
| Tabla 12 Resumen de los ingresos estimados por cada escenario .....   | 75 |
| Tabla 13 Histórico y estimación de las tarifas de compra y venta de energía a partir de los boletines de la ESSA.....   | 78 |
| Tabla 14 Detalle de los costos asociados al CAPEX .....   | 79 |
| Tabla 15 Resumen total de costos asociados al CAPEX.....  | 81 |
| Tabla 16 Detalle de los costos asociados al OPEX .....  | 82 |
| Tabla 17 Principales indicadores financieros para tener en cuenta sobre plazos, prestamos, tasas de interés y periodos de gracia en la deuda para la inversión..... | 85 |

|  |     |
|--|-----|
| Tabla 18 Parámetros financieros para tener en cuenta en el desarrollo del proyecto. ....                       | 86  |
| Tabla 19 Resultados del análisis de sensibilidad por variación de la cantidad en la venta de energía. ....     | 93  |
| Tabla 20 Plan de acción ambiental para el desarrollo del proyecto. ....  | 97  |
| Tabla 21 Resultados de la estimación de producción energética anual. ....                                      | 99  |
| Tabla 22 Análisis económico manual de la TIR, el VAN y el PR para los 3 escenarios propuestos. ....            | 99  |
| Tabla 23 Análisis económico simulado en PVSol de la TIR, el VAN y el PR para los 3 escenarios propuestos. .... | 100 |

## 1. Introducción

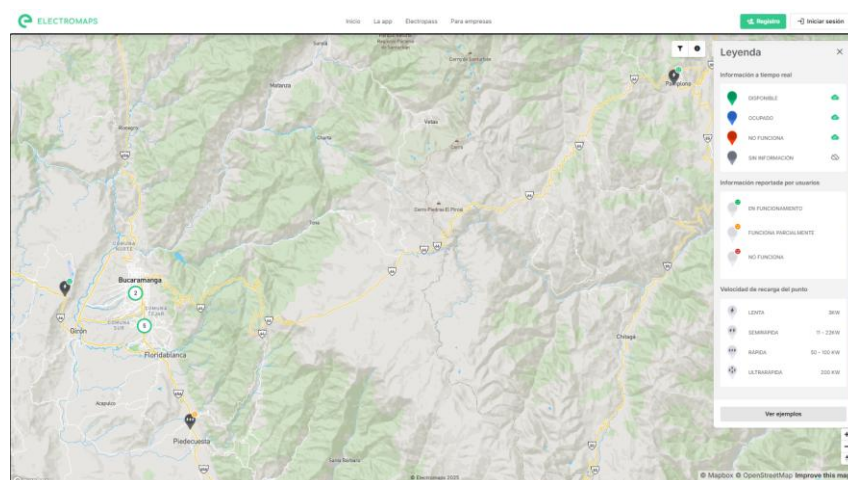
### 1.1. Planteamiento del problema

El tramo vial que conecta a la ciudad de Bucaramanga con Pamplona se posiciona como una carretera importante dentro del sistema de transporte colombiano, ya que constituye el paso obligado para el tránsito de personas y mercancías entre el oriente del país, especialmente desde Cúcuta, y el centro nacional, así como el turismo de las personas que vienen y van entre estas dos ciudades principales. Su rol estratégico resalta la necesidad de contar con condiciones adecuadas para atender el flujo creciente de vehículos en la región tal como lo indicó William Fernando Camargo Triana, ministro de Transporte en el año 2024:

*“Este proyecto 4G se constituye en uno de los ejes viales más representativos para el nororiente colombiano, dado el potencial económico y turístico de Norte de Santander. Son obras fundamentales para generar desarrollo y bienestar al departamento y al país. La entrega de estas obras trae grandes beneficios para la región, al mejorar las condiciones del tráfico, potenciar el desarrollo económico e impulsar el empleo y la cadena de suministro local”* (Ministerio de Transporte, 2024).

A pesar de su relevancia, este tramo presenta una notoria ausencia de estaciones de recarga intermedias para vehículos eléctricos (VEs). Como se puede observar en Figura 1, entre el tramo ubicado entre Bucaramanga y Pamplona no existen registradas estaciones de recarga intermedias.

**Figura 1** Ubicación de electrolineras entre el Tramo Bucaramanga - Pamplona



Nota. Fuente: Electromaps (2025) <https://map.electromaps.com/es/legend>

Este es un obstáculo importante para la adopción y consolidación de la movilidad eléctrica en la zona, dificultando tanto la operación cotidiana de vehículos particulares como la potencial electrificación del transporte público y de carga. En la actualidad, las estaciones de recarga existentes se concentran únicamente en las áreas urbanas, dejando extensos tramos interurbanos sin cobertura adecuada, entre esos, este tramo en particular.

Adicionalmente, la topografía del segmento Bucaramanga–Pamplona, consiste en un ascenso vertical de más de 2.000 metros en apenas 60 kilómetros y un trayecto lleno de curvas cerradas y pendientes prolongadas, incrementa el consumo energético de los VEs. Este fenómeno, ampliamente documentado en estudios sobre eficiencia energética en terrenos montañosos, ocasiona una reducción sustancial de la autonomía real de las baterías y la eficiencia de los motores. Como resultado, los conductores se ven enfrentados, con mayor frecuencia, al fenómeno conocido como *range anxiety* o ansiedad por autonomía, consistente en el temor de no alcanzar el destino ante la ausencia de puntos de recarga durante el trayecto (Wood et al., 2014; Travesset-Baró et al., 2015; Dávila-Sacoto et al., 2023; Chakraborty et al., 2022; Zatsarnaja et al., 2025).

En este contexto, la falta de infraestructura de carga rápida a lo largo del corredor se erige como una barrera crítica para la consolidación de la movilidad eléctrica regional. Esta situación refleja una problemática más amplia, en la que el desarrollo de la infraestructura de recarga y la adopción de VEs avanzan de manera desarticulada. Tal como señalan Theran Orozco, Moreno Rocha y Grimaldo Guerrero (2024), la escasa disponibilidad de estaciones de carga desincentiva la compra de VEs, mientras que la baja demanda de estos frena la inversión en infraestructura. Por ello, los autores destacan la necesidad de promover un crecimiento simultáneo y coordinado entre ambos elementos, impulsado por las dinámicas del mercado. Para superar esta limitación, se identifica la necesidad de diseñar e implementar una estación de recarga intermedia tipo electrolinera con carga rápida, ubicada de manera estratégica en el corredor Bucaramanga–Pamplona. Esta propuesta busca ofrecer una solución técnica que permita viabilizar los viajes eléctricos de media distancia, disminuir la ansiedad por autonomía y fortalecer la infraestructura energética regional.

Como parte de la propuesta, se contempla la integración de sistemas fotovoltaicos como sistema de apoyo al punto de recarga. Esta medida tiene el objetivo de reducir la dependencia de la red eléctrica convencional y mitigar los impactos asociados al incremento de la demanda

energética en cortos periodos de tiempo como son las pérdidas de potencia, el dimensionamiento de las protecciones y la regulación de tensión, parámetros de la calidad de la energía. Así, se contribuye a los objetivos nacionales de transición energética y sostenibilidad ambiental, alineando la solución técnica con los compromisos del país en materia de energías limpias.

## 1.2. Justificación

La propuesta de diseño, cálculo y dimensionamiento de una electrolinera fotovoltaica en el corredor vial Bucaramanga–Pamplona se fundamenta en dos aspectos principales: la viabilidad técnica y la pertinencia ambiental.

Desde el punto de vista técnico, el proyecto responde a una necesidad concreta de infraestructura de carga en un tramo vial de 120 kilómetros con una topografía complicada y que actualmente carece de estaciones de recarga intermedias. Uno de los factores que influyen notablemente en el rendimiento de los VEs, son las pendientes prolongadas, en parte por que incrementan la corriente y esto aumenta las pérdidas en los conductores y así mismo se ve comprometida la eficiencia de los inversores.

Diversos estudios, entre ellos los desarrollados por el *National Renewable Energy Laboratory* (Wood, Burton, Duran & Gonder, 2014) y los análisis de Travesset-Baró et al. (2015) y Dávila-Sacoto et al. (2023), evidencian que el gradiente de la carretera tiene un impacto significativo en las estimaciones de consumo energético de los VEs. Estos trabajos demuestran que las pendientes prolongadas y las variaciones topográficas pueden incrementar el consumo real de energía entre un 15 % y un 40 % respecto a los valores estimados por los sistemas de a bordo, especialmente en recorridos largos y en condiciones de conducción reales. De manera complementaria, Liu et al. (2021) destacan que las fluctuaciones de elevación no solo afectan el consumo instantáneo, sino también la capacidad efectiva de la batería y la eficiencia del sistema de regeneración, lo que acentúa la desviación entre la autonomía teórica y la autonomía real del vehículo, por ejemplo, en ascensos muy prolongados no hay posibilidad de regeneración. Otros estudios como el de Ferreira, Monteiro, Pinto y Afonso (2019) apuntan a que esta variación es de entre 10 y 20% para escenarios concretos donde también se tienen en cuenta otros aspectos como el radio de curvatura y condiciones de manejo más empíricas pero que también nos indican que es necesario considerar la topología y gradiente de las

carreteras para la colocación de las estaciones de recarga. Estas características generan un comportamiento energético alineado con los escenarios descritos por Helmers y Marx (2012), así como por Fiori, Ahn y Rakha (2016), quienes documentan incrementos en el consumo energético de entre un 20 % y un 50 % en pendientes moderadas, e incluso superiores en rutas de montaña.

Los resultados presentados en la literatura respecto al aumento del consumo energético en VEs debido a la presencia de pendientes prolongadas resultan plenamente consistentes con las condiciones topográficas observadas en la vía Bucaramanga–Pamplona, especialmente en el segmento entre Bucaramanga y el corregimiento de Berlín. Dicho corredor se caracteriza por un ascenso continuo con una diferencia altitudinal aproximada de 2.300 metros en un tramo de menos de 47 km, así como por un trazado con curvas pronunciadas, muchas de ellas documentadas por tener radios de curvatura incluso menores que los mínimos permitidos por la normativa de mínimo 25 metros (Agencia Nacional de Infraestructura, 2016, p. 10). De acuerdo con las especificaciones del Instituto Nacional de Vías (INVIAS), el alineamiento geométrico del tramo no satisface los parámetros mínimos de diseño establecidos. La velocidad de operación registrada se sitúa entre los 20 km/h y 30 km/h, con un tránsito promedio diario cercano a los 2.400 vehículos. Debido a esta baja velocidad y al elevado porcentaje de tiempo en cola, el nivel de servicio resultante es deficiente, considerando que, para una vía con estas condiciones, la velocidad promedio esperada debería encontrarse en el rango de 30 km/h a 40 km/h (INVIAS, 2017) y tramos de pendiente prolongada, lo cual exige una entrega constante de potencia por parte del sistema de propulsión. En consecuencia, la vía Bucaramanga–Pamplona constituye un escenario representativo para el análisis del desempeño y la eficiencia de los VEs en entornos de alta exigencia topográfica.

Sumado al aspecto técnico se ha demostrado con varios estudios que existe un impacto en las redes de distribución cuando se integran electrolineras conectadas a la red, debido a los altos requerimientos en cortos periodos de tiempo. Según Dulău (2022), se estima que el impacto de los sistemas de carga lenta está dentro de los límites de la regulación de voltaje y pérdidas, son las estaciones de recarga rápida las que generan los peores impactos en la tensión y pérdidas de potencia de las redes de distribución. Esto abre el debate de ideas para conseguir mejores estaciones de recarga, más rápidas, pero manteniendo la calidad de la energía. La instalación de una electrolinera conectada a la red, respaldada por un sistema fotovoltaico,

garantiza la continuidad del servicio y la confiabilidad en la operación, al tiempo que se optimizan los costos energéticos mediante la generación renovable in situ. Además, el diseño considera principios de eficiencia energética, dimensionamiento adecuado de equipos, estándares de seguridad eléctrica y compatibilidad con normativas nacionales de infraestructura de carga (CREG, 2021; Ministerio de Minas y Energía, 2022a).

En cuanto a la justificación ambiental, la implementación de una electrolinera fotovoltaica contribuye de manera significativa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero al desplazar el consumo de combustibles fósiles por energía renovable. Filote et al. (2020) nos indica que no se puede considerar en sí mismo a una electrolinera o estación de recarga como un promotor de la reducción de emisiones de efecto invernadero, pues si bien si promueve la compra de VEs no necesariamente la energía con la que se alimentan es limpia. Si la electrolinera está conectada a la red y sus fuentes son energías no renovables o combustibles fósiles no se reduce el impacto, sino que se incrementa. El uso de sistemas solares en combinación con la red apoya el cumplimiento de los compromisos internacionales de Colombia frente a la transición energética y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), particularmente en lo relacionado con el acceso a energía asequible, segura y sostenible, y la acción por el clima (IEA, 2023; Naciones Unidas, 2015). Asimismo, el proyecto fomenta una movilidad más limpia, reduce la huella de carbono en el transporte interurbano y refuerza el posicionamiento del país en la implementación de tecnologías de electromovilidad con baja incidencia ambiental. En consecuencia, la propuesta no solo atiende una problemática de cobertura y autonomía de los VEs en este corredor vial estratégico, sino que también contribuye al desarrollo de infraestructura resiliente y ambientalmente responsable, alineada con las metas de sostenibilidad para 2030.

En consecuencia, la integración de energía fotovoltaica en electrolineras se presenta como una solución eficiente para atender estos dos problemas pues permite aprovechar la radiación solar para ofrecer un sistema de recarga limpia, sostenible y económicamente eficiente, reduciendo la dependencia de fuentes fósiles y fortaleciendo la transición hacia una movilidad eléctrica más responsable con el medio ambiente al reducir la producción de gases de efecto invernadero. Estudios sugieren que este tipo de sistemas pueden operar en el 100% de sus requerimientos usando en su totalidad fuentes de energía renovable con bajas emisiones de carbono, alcanzando reducciones de hasta un 90% (Filote et al, 2020).

### 1.3. Estructura del trabajo

El presente trabajo se organiza en doce capítulos, además de las referencias bibliográficas y los anexos, con el propósito de desarrollar de manera ordenada el diseño y la evaluación técnica, económica y ambiental de una electrolinera fotovoltaica conectada a la red en el corredor vial Bucaramanga–Pamplona.

El Capítulo 1 introduce el estudio mediante el planteamiento del problema y la justificación de la investigación, estableciendo el contexto general y los objetivos que guían el desarrollo del trabajo. El Capítulo 2 presenta el contexto y el estado del arte, abordando la situación actual de la movilidad eléctrica, la infraestructura de recarga, la energía solar fotovoltaica y el marco normativo, regulatorio y de políticas aplicables. El Capítulo 3 define el objetivo general y los objetivos específicos del proyecto. El Capítulo 4 formula la hipótesis de trabajo y establece los criterios para su verificación desde las dimensiones técnica, económica y ambiental. El Capítulo 5 recoge los requisitos de diseño, incluyendo el alcance del estudio, las fuentes de información, las localizaciones candidatas, la demanda energética prevista y las restricciones técnicas y normativas. El Capítulo 6 describe la metodología empleada para el desarrollo del proyecto, detallando los procedimientos de cálculo, dimensionamiento y evaluación de la solución propuesta. El Capítulo 7 presenta la evaluación del recurso renovable y el análisis de la adecuación de la red eléctrica en las localizaciones consideradas. El Capítulo 8 desarrolla el diseño técnico de la instalación, incluyendo el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, el diseño eléctrico y la implantación de los equipos. El Capítulo 9 aborda el análisis económico del proyecto, mediante la estimación de ingresos, costos de inversión y operación, e indicadores financieros. El Capítulo 10 expone el análisis ambiental, el plan de acción y la estimación de la huella de carbono asociada al proyecto. El Capítulo 11 presenta los resultados obtenidos en los ámbitos técnico, económico y ambiental. Finalmente, el Capítulo 12 recoge las conclusiones generales del estudio. Las referencias bibliográficas y los anexos se incluyen al final del documento como soporte técnico y documental del trabajo desarrollado.

## 2. Contexto y estado del arte

### 2.1. CONTEXTO DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA EN COLOMBIA

Durante los primeros cinco meses de 2025, el mercado automotor colombiano evidenció un crecimiento sin precedentes en la adopción de tecnologías más limpias. Según el boletín de Federación Nacional de Comerciantes (FENALCO) y la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI) de mayo de 2025, entre enero y mayo se matricularon 6.153 VEs nuevos, lo que representa un incremento del 252 % en comparación con el mismo periodo del año anterior. Paralelamente, los vehículos híbridos alcanzaron 20.992 unidades, reflejando un crecimiento del 47 % frente a 2024. Solo en mayo se registraron 1.421 VEs y 5.283 híbridos, con aumentos del 262,5 % y 109 %, respectivamente (FENALCO & ANDI, 2025). Esto indica que el crecimiento de la compra de VEs en Colombia va en aumento y la transición hacia una movilidad más sostenible es una realidad latente para los próximos años. Aun así, son bastantes los retos a los que se enfrentan los usuarios en especial con el tema relacionado a las estaciones de recarga y la infraestructura de las zonas interconectadas.

El proceso de implementación de la infraestructura de recarga para VEs en Colombia ha transitado de una etapa inicial, marcada por experiencias piloto y proyectos experimentales, hacia un escenario de planificación estratégica acompañado de un marco regulatorio más sólido (Ministerio de Transporte de Colombia, 2025; Ministerio de Minas y Energía de Colombia, 2024). Los antecedentes reflejan el impulso tanto del sector público como del privado —por ejemplo, la instalación de estaciones de carga alimentadas con energía solar por la Corporación autónoma regional de Cundinamarca (CAR) (CAR, 2025); o también Empresas de servicios públicos como Electrificadora de Santander (ESSA) y Empresas públicas de Medellín (EPM) han iniciado la instalación de estaciones de carga para VEs, lo cual indica un aporte del sector público-empresarial a la infraestructura de movilidad eléctrica (ESSA, 2024; EPM, 2025)— en la definición de lineamientos técnicos, la formulación de modelos de negocio y la realización de estudios de factibilidad sobre demanda y cobertura territorial. En los últimos años, la expedición de documentos estratégicos a nivel nacional —como la *“Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica 2019–2030”*, el *“Documento CONPES 3934 de 2018”* sobre movilidad urbana y regional sostenible y el *“Documento CONPES 4075 de 2022”* sobre transición energética— ha establecido metas y recomendaciones diferenciadas para la

instalación de estaciones de recarga de VEs, considerando los distintos segmentos del transporte particular, público y corporativo (Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Transporte, Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) & Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2019; DNP, 2018, 2022). Paralelamente, informes de organismos regionales ubican a Colombia en una posición intermedia dentro de América Latina respecto al número de estaciones públicas, subrayando la necesidad de acelerar su expansión (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2023, p. 13; EVinfo.net, 2025).

De igual manera, la literatura técnica y los estudios de consultoría han puesto en evidencia limitaciones relacionadas con la estandarización técnica, la viabilidad de los modelos de negocio y la disponibilidad de datos confiables sobre cobertura. En relación con esas limitaciones se ha señalado que la ausencia de normalización en la cadena de valor asociada a la infraestructura de recarga constituye una barrera técnica relevante en Colombia (UPME & Ministerio de Minas y Energía, 2024). Asimismo, se han desarrollado estudios que analizan distintos esquemas de negocio, estándares y segmentaciones urbanas, con el fin de proponer alternativas sostenibles para el despliegue de estaciones de carga (UPME, 2019). En la misma línea, la Guía de provisión de energía para VEs en Colombia destaca la necesidad de consolidar plataformas de datos, registros nacionales y lineamientos técnicos que faciliten la toma de decisiones por parte de operadores, inversionistas y autoridades locales (Secretaría Distrital de Movilidad de Bogotá, 2024).

De acuerdo con la información publicada por varios medios de comunicaciones y otras fuentes más confiables como ElectroMaps, la infraestructura colombiana cuenta hasta ahora con 250 estaciones de recarga con más de 1.000 puntos de conexión, aunque cifras oficiales de otros medios del gobierno aseguran que hay más de 330 estaciones de recarga entre públicas y privada a nivel nacional. Este dato refleja el avance en la consolidación de la infraestructura de recarga, aunque todavía de manera incipiente frente a otros mercados internacionales. (ElectroMaps, 2025).

Así mismo, la infraestructura de electrolineras presenta importantes brechas en los corredores viales estratégicos, lo cual obstaculiza la consolidación de la electromovilidad tanto en el transporte de pasajeros como en el de carga. Según el informe del proyecto GiroZero, desarrollado por la Universidad de los Andes y la Universidad de Cardiff, no existe actualmente una herramienta modelada para estimar la demanda real de recarga eléctrica en función de

la intensidad de uso de los corredores nacionales. Esto impide priorizar de manera efectiva los espacios donde se debe planear su implementación. No obstante, el documento sugiere establecer estaciones de carga en al menos 15 localizaciones clave a lo largo de corredores como el que conecta Yumbo con Bogotá, dentro de un plan estructurado en cinco etapas que abarca hasta el año 2050, con el fin de atender de forma progresiva las necesidades del transporte automotor de carga (Universidad de los Andes & University of Cardiff, 2024).

En adición a lo anterior, las grandes ciudades concentran la mayoría de los puntos de carga existentes, dejando vacíos significativos en los corredores interurbanos y otras regiones. Un análisis destaca que, para que los municipios de categoría especial cumplan con las disposiciones de la Ley 1964 de 2019, deberían contar con al menos cinco estaciones de carga rápida, sin embargo, muchas ciudades aún no alcanzan ese mínimo (Congreso de la República de Colombia, 2019). De acuerdo con datos recientes de ElectroMaps las principales concentraciones de estaciones se encuentran en Bogotá (260), Medellín (26), Pereira (9), Armenia (8), Cali (7). En este contexto, Ramos y Herrera (2023) destacan que en Colombia existen regiones con un notable crecimiento en la adopción de VEs, siendo la Sabana Centro una de las zonas con mayor disponibilidad de automotores de emisiones cero. Esta región, que agrupa municipios aledaños a Bogotá como Zipaquirá, refleja una tendencia creciente hacia la movilidad sostenible y la incorporación de tecnologías limpias en el parque automotor. Este panorama evidencia la disparidad entre la zona urbana consolidada y otras áreas que carecen de cobertura adecuada.

Según Mobility Portal (2025), en Colombia actualmente existe aproximadamente un cargador público por cada 33 VEs, lo que evidencia una brecha importante frente a estándares internacionales como los reportados por la IEA, donde en promedio en Europa hay un cargador por cada 13 VEs (IEA, 2025). En conjunto, estos hallazgos ilustran las limitaciones estructurales que enfrenta el despliegue de las electrolineras a lo largo de los corredores viales del país, subrayando la necesidad de una planificación sectorial, basada en evidencia, centrada tanto en las rutas más transitadas como en la conectividad regional para garantizar una cobertura equitativa y eficiente. Las electrolineras solares, estaciones de carga para VEs alimentadas total o parcialmente con energía fotovoltaica, representan una de las soluciones más innovadoras en la transición hacia una movilidad sostenible. Estas infraestructuras

contribuyen de forma significativa a la reducción de la huella de carbono, mejoran la independencia energética y ofrecen beneficios económicos y ambientales a largo plazo.

## 2.2. CASOS Y DESARROLLOS DESTACADOS

- En Europa se ha avanzado en la integración de paneles solares en áreas de estacionamiento, especialmente en Francia y Alemania, donde regulaciones recientes exigen la instalación de estructuras fotovoltaicas en aparcamientos de gran superficie, incrementando así la disponibilidad de puntos de recarga pública (Greenbuddies,2024; Deboutte ,2025).
- Un proyecto emblemático en el Reino Unido es el InstaVolt Superhub, una de las estaciones de carga más grandes del país. Está equipada con cargadores ultrarrápidos, paneles solares in situ y sistemas avanzados de almacenamiento de energía (Randall, 2025).
- En Estados Unidos, la empresa Electrify America impulsa proyectos descentralizados de carga solar en zonas rurales de California, mediante estaciones móviles que combinan paneles solares con baterías, completamente aisladas de la red eléctrica convencional (Wright, 2020).
- Tesla también ha integrado tecnología solar en sus estaciones Supercharger y Destination Charger, utilizando marquesinas fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento para compensar el consumo eléctrico con energía limpia.
- En India se están instalando cargadores para buses eléctricos alimentados con paneles solares en terminales de sistemas de transporte público masivo, con miras a extenderse a decenas de estaciones que impulsarán cientos de autobuses eléctricos (Parmar 2025).

## 2.3. BENEFICIOS E IMPULSORES

Ambientalmente, Lee et al. (2024) destacan que estas estaciones reducen las emisiones al emplear energía renovable, mejoran la estabilidad de la red al operar de forma distribuida y pueden incorporar almacenamiento para garantizar disponibilidad continua. Económicamente, aunque el costo inicial puede ser elevado, el retorno de inversión suele alcanzarse en pocos años gracias a menores costos operativos, incentivos fiscales, generación de ingresos mediante energía excedente y reducción de la factura energética. Desde una

perspectiva energética, estos sistemas son ideales para zonas remotas o vulnerables a inestabilidad eléctrica, ya que operan independientemente de la red. Además, su escalabilidad permite expandirlos gradualmente conforme aumenta la demanda (Davies & Saygin, 2023).

La experiencia de los países líderes en movilidad eléctrica ofrece lecciones útiles para la definición de políticas públicas, la planificación de infraestructura y el diseño de incentivos en contextos en desarrollo. A continuación, se sintetizan las prácticas clave observadas en mercados como Noruega, China, los Países Bajos, Alemania, Reino Unido y Estados Unidos.

#### *a) Noruega: paquete de incentivos sostenidos y despliegue de carga*

Noruega ilustra cómo una combinación sostenida de incentivos fiscales y no fiscales puede acelerar la adopción. El país aplicó exenciones significativas de impuestos (IVA, aranceles e impuestos de matriculación) junto con medidas complementarias (exenciones de peajes y aparcamiento, acceso a carriles HOV) y una política coherente de largo plazo. Estas medidas, en conjunto con una red de carga pública y privada bien distribuida y una alta proporción de generación renovable, han permitido alcanzar tasas de penetración de VEs en ventas de vehículos nuevos muy elevadas. Lecciones: la coherencia temporal de las políticas y la combinación de incentivos económicos y ventajas de uso son determinantes para impulsar la adopción masiva (OECD, 2022).

#### *b) China: escala industrial, estandarización y soluciones complementarias*

China ha priorizado la expansión masiva de infraestructura y el apoyo industrial para crear economías de escala. Políticas nacionales y objetivos cuantificados (metas de estaciones y postes de carga), junto con incentivos a fabricación doméstica de baterías y VEs, han generado una rápida expansión tanto de vehículos ligeros como de aplicaciones comerciales (taxis, buses y camiones). China también ha fomentado tecnologías complementarias, como el intercambio de baterías en aplicaciones pesadas, y ha desarrollado normas técnicas y modelos de negocio que facilitan la interoperabilidad. Lecciones: fijar objetivos cuantificados, apoyar la industria nacional y combinar modelos de recarga (cable + swapping) puede acelerar la cobertura a gran escala (The Development of China's New Energy Vehicle Charging and Swapping Industry, 2025).

*c) Países Bajos y Alemania: densidad de carga urbana y regulación de aparcamientos*

Los Países Bajos y Alemania han mostrado cómo la densidad de puntos de recarga en áreas urbanas y la regulación del uso del suelo (por ejemplo, requisitos de infraestructura en estacionamientos nuevos) facilitan el acceso cotidiano al servicio de recarga. Además, la planificación municipal y los esquemas de cofinanciación público-privada han sido importantes para acelerar la implantación en zonas residenciales sin garaje privado. Lecciones: incorporar requisitos de infraestructura en regulaciones urbanas y promover modelos de cofinanciación facilita la cobertura en entornos urbanos densos (gridX, 2025).

*d) Reino Unido: hubs de recarga y integración con energía renovable*

El Reino Unido impulsa el desarrollo de ‘superhubs’ o ‘hubs’ ultrarrápidos, muchas veces integrados con generación renovable y almacenamiento en baterías. Estos ‘hubs’ sirven para viajes de larga distancia y para aliviar la presión sobre la red local durante picos de demanda. Experiencias de operadores privados muestran que la combinación de cargadores ultrarrápidos, marquesinas solares y almacenamiento mejora la fiabilidad operativa y la sostenibilidad del servicio. Lecciones: los ‘hubs’ de alta potencia, combinados con renovables y almacenamiento, son una buena solución para corredores de tránsito rápido (Multi-Objective Optimization for Solar-Hydrogen-Battery-Integrated Electric Vehicle Charging Stations, 2023).

*e) Estados Unidos: planificación para flotas y aplicaciones de media/alta potencia*

En Estados Unidos, la atención ha girado hacia la adaptación de la infraestructura para vehículos pesados y flotas (transporte de mercancías, buses y flotas municipales). Agencias nacionales y laboratorios de energía han desarrollado modelos de demanda espacial y técnicas para estimar las necesidades de infraestructura según patrones de viaje y acceso residencial a la recarga. Programas federales y estatales (subvenciones y financiamiento) permiten proyectos piloto y escalamiento. Lecciones: para flotas y aplicaciones de media/alta potencia se requieren estudios de demanda detallados, coordinación entre autoridades de transporte y energía, y financiamiento dirigido (Pierce et al., 2024).

*f) Factores transversales y lecciones clave*

- Política estable y visibilidad temporal: las políticas que duran varios años y que son predecibles (impuestos, subsidios, normas) reducen la incertidumbre y fomentan inversión privada.
- Integración de energía y transporte: la planificación conjunta entre operadores eléctricos y autoridades de transporte (incluyendo gestión de demanda y almacenamiento) evita cuellos de botella en la red.
- Modelos híbridos de negocio: cofinanciación público-privada, tarifas dinámicas y servicios valor agregado (reservas, pagos integrados) facilitan la sostenibilidad financiera de los puntos de recarga.
- Atención a la equidad territorial: las grandes ciudades suelen concentrar la infraestructura; las políticas líderes han incluido metas explícitas para corredores interurbanos y zonas rurales.
- Diversificación tecnológica: además de la recarga por cable, tecnologías como el intercambio de baterías y la combinación con generación solar y almacenamiento han sido soluciones efectivas en contextos específicos.
- Evidencia y modelación: el uso de modelos de demanda espacial y análisis por corredores ha mostrado ser crítico para priorizar inversiones y diseñar corredores de recarga eficientes.

Para países con mercados emergentes de electromovilidad, las experiencias internacionales sugieren priorizar: i) metas cuantificadas y temporales para infraestructura; ii) incentivos vinculados a objetivos de reducción de emisiones y apoyo a la industria local; iii) estudios de demanda por corredores y flotas; iv) esquemas de cofinanciación para reducir la barrera de inversión; y v) pilotaje de soluciones híbridas (marquesinas solares, almacenamiento, “hubs”) en corredores estratégicos antes del escalamiento nacional.

#### 2.4. TENDENCIAS EN COLOMBIA.

En el contexto de una transición energética global, donde países de todo el mundo están adoptando la movilidad eléctrica como un pilar para reducir emisiones y mejorar la seguridad energética, Colombia no se ha quedado atrás. En el país, la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica representa un esfuerzo articulado entre diferentes entidades gubernamentales,

entre ellas el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la UPME y el Ministerio de Transporte (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2020, p. 25; Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Transporte, Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) & Departamento Nacional de Planeación (DNP), 2019; DNP, 2018, 2022). Este proceso ha contado además con el acompañamiento de organismos internacionales como la Organización de Naciones Unidas (ONU) Medio Ambiente y la plataforma regional MOVE, lo que refleja la importancia de alinear las iniciativas nacionales con los compromisos globales en materia de sostenibilidad. La estrategia surge con un enfoque participativo, integrando a múltiples actores con el fin de establecer una hoja de ruta que responda tanto a las necesidades actuales como a las aspiraciones futuras del país en torno a la movilidad eléctrica. Como se documenta en un análisis sobre las tendencias en la región, este proceso inició con un taller nacional en marzo de 2019 donde se conformaron grupos de trabajo especializados en áreas clave: tecnologías, políticas públicas, empoderamiento ciudadano y mecanismos de financiamiento (Alianza para el Transporte Sostenible (ALST), 2019).

Adicionalmente existen casos de apropiación en conjunto que no solo corresponden como logro a Colombia sino a las naciones vecinas. En pro de incrementar el número de estaciones intermedias y así promover la compra y uso de VEs a más personas, los líderes de la movilidad sostenible en Colombia, Ecuador y Perú se unieron para crear la Ruta Eléctrica Andina. Su misión es clara: trabajar juntos para que elegir un auto eléctrico en Sudamérica sea una opción práctica, sostenible y al alcance de todos. En la Figura 2 podemos apreciar el mapa de la Ruta eléctrica andina propuesta estas organizaciones.

**Figura 2** Mapa de la Ruta Eléctrica Andina entre Ecuador y Colombia



Fuente: Asociación Nacional de Movilidad Sostenible (ANDEMOS, 2024).

*Nota. Parte de la infraestructura ya existe, pero la idea es dar las garantías para que exista una movilidad fluida en el corredor vial.*

El propósito de estos grupos es generar propuestas que permitan construir una visión compartida y coherente para Colombia. Entre los objetivos principales destacan el impulso a políticas públicas que favorezcan la transición hacia tecnologías limpias, la mejora de la calidad del aire y la creación de condiciones que faciliten la innovación tecnológica y el desarrollo de infraestructura. Del mismo modo, se busca incentivar en la ciudadanía una toma de decisiones más consciente y responsable respecto al uso de vehículos, al tiempo que se promueve la participación del sector privado como aliado estratégico en este proceso de transformación. En conjunto, esta estrategia constituye un paso fundamental para avanzar de manera ordenada e inclusiva hacia una movilidad más sostenible, fortaleciendo así la transición energética y el cumplimiento de las metas ambientales del país.

## 2.5. APOORTE DE ESTA TESIS DE MAESTRÍA

A pesar de los avances normativos y de la expansión incipiente de la infraestructura de carga en Colombia, los desarrollos en torno a electrolineras con integración fotovoltaica siguen siendo escasos y fragmentarios; se evidencian algunos proyectos de grado y experiencias de diseño más no un plan de implementación a futuro. Las experiencias actuales, como las impulsadas por la CAR, ESSA o EPM, se limitan principalmente a zonas urbanas o proyectos piloto, sin que existan modelos consolidados de electrolineras híbridas que integren de manera óptima la energía solar con la red eléctrica en corredores interurbanos. Asimismo, la ausencia de herramientas de planificación basadas en la topografía, la demanda energética y la calidad de la red impide dimensionar adecuadamente las necesidades de recarga en vías de alta exigencia técnica, como el corredor Bucaramanga–Pamplona. En este contexto, el presente trabajo aporta una propuesta de diseño, dimensionamiento y evaluación técnica, económica y ambiental de una electrolinera híbrida fotovoltaica, que busca no solo llenar el vacío existente en la literatura técnica nacional, sino también ofrecer un modelo replicable y sustentable que contribuya a la consolidación de la movilidad eléctrica interurbana en Colombia, así mismo como reducir el impacto a la red eléctrica con la instalación y puesta en marcha de las electrolineras, abriendo la posibilidad a que inversionistas y entes nacionales incursionen de forma más comprometida y capaz con la expansión de la infraestructura de carga nacional, en los corredores viales y no solo en las grandes ciudades.

## 2.6. MARCO TEÓRICO

### 2.6.1. Movilidad eléctrica

#### 2.6.1.1. Concepto general de movilidad eléctrica

La movilidad eléctrica se entiende como el uso de vehículos impulsados total o parcialmente mediante energía eléctrica. La movilidad eléctrica representa una alternativa más sostenible frente al consumo de combustibles fósiles como la gasolina o el diésel debido a que reduce considerablemente las emisiones locales de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Dentro de este concepto se distinguen dos grandes categorías: los vehículos completamente eléctricos y los híbridos, cada uno con aplicaciones y características específicas. Esta tecnología se ha consolidado como una respuesta versátil, a diferentes necesidades de transporte, que abarcan desde desplazamientos ligeros y de corta distancia como en el caso de bicicletas y motocicletas eléctricas hasta trayectos de mayor recorrido y con exigencias de carga pesada, propios del transporte público y de los camiones eléctricos (Hawkins et al., 2013; Hawkins et al., 2012).

#### 2.6.1.2. Tipos de VEs

Los VEs se clasifican principalmente en dos grandes categorías: aquellos totalmente eléctricos (que funcionan exclusivamente con baterías), y los híbridos (que combinan energía eléctrica con combustibles convencionales). Dentro de estas categorías existen diferentes tipologías, cada una con características particulares que buscan responder a diversas necesidades de movilidad (Yong et al., 2015).

##### *a) VEs de baterías (BEV)*

Son automóviles que operan únicamente con energía eléctrica almacenada en baterías de alta capacidad. Estas deben recargarse mediante un punto de conexión a la red eléctrica, de manera similar a cualquier dispositivo electrónico. Los BEV destacan por no generar emisiones locales y por ofrecer un rendimiento eficiente, lo que los convierte en una de las opciones más sostenibles en el mercado actual.

### *b) VEs con pila de hidrógeno (FCEV)*

En lugar de depender de baterías recargables, estos vehículos utilizan pilas de combustible que producen electricidad a partir de una reacción química entre hidrógeno y oxígeno. Este proceso genera de manera inmediata la energía necesaria para accionar el motor eléctrico. Los FCEV representan una alternativa prometedora dentro de la movilidad sostenible, pues su único subproducto es vapor de agua, aunque aún enfrentan desafíos en términos de infraestructura y costos (Bockris, 2013).

### *c) VE de autonomía extendida (EVER)*

Este tipo combina elementos de los VEs y de los híbridos enchufables. La propulsión principal es eléctrica, pero incorpora un motor de combustión interna de menor tamaño que actúa como generador cuando la batería alcanza un nivel bajo. Gracias a esta configuración, los EREV mantienen las ventajas de los VEs como la eficiencia y la reducción de emisiones al tiempo que mitigan las limitaciones de autonomía.

### *d) Vehículo híbrido enchufable (PHEV)*

Integran un motor de combustión interna junto con un motor eléctrico y una batería recargable que puede conectarse a una fuente externa de energía. Su principal atributo es la posibilidad de funcionar en dos modos: totalmente eléctrico, utilizando únicamente la batería, o híbrido, combinando la potencia de ambos motores. Esta versatilidad los hace atractivos en contextos donde la infraestructura de carga aún es limitada.

### *e) Vehículo híbrido (HEV)*

Estos automóviles combinan un motor de combustión interna generalmente de gasolina o diésel con un motor eléctrico, aunque no requieren conexión externa para recargar la batería. La energía se recupera principalmente mediante el frenado regenerativo. El motor eléctrico funciona como apoyo en situaciones de alta demanda de potencia, lo que mejora la eficiencia y reduce el consumo de combustible. Por su simplicidad técnica y coste moderado, los HEV han alcanzado una amplia difusión en el mercado.

### *f) Coches microhíbridos (MHEV)*

Los microhíbridos cuentan con un motor de combustión al que se suma un sistema eléctrico auxiliar de baja potencia, usualmente con una batería de 48 V. Esta energía adicional puede emplearse para asistir al motor térmico en la aceleración o para alimentar sistemas eléctricos del vehículo, reduciendo así el consumo de combustible. Aunque su grado de electrificación es limitado, representan una solución intermedia que mejora la eficiencia de los vehículos convencionales, tal como se analiza en estudios sobre sistemas de electrificación ligera (Sharma & Bhat, 2021).

#### 2.6.2. Definición y características de las electrolineras

Una electrolinera, o estación de carga, es una instalación diseñada para proporcionar energía a VEs e híbridos enchufables. Generalmente se localiza en espacios públicos o estacionamientos comerciales. Con la expansión progresiva de estos puntos de carga, existe la posibilidad de que sustituyan a las estaciones de servicio convencionales, ya que únicamente requieren una conexión eléctrica de alta capacidad y un convertidor para la recarga eficiente de los vehículos. Según Análisis de viabilidad de infraestructura de recarga de VEs en Colombia (Ramos & Herrera, 2023), la infraestructura de carga incluye tanto estaciones públicas como privadas, con diferentes niveles de potencia, ubicadas en espacios de parqueo, vías urbanas y puntos de convergencia comercial; la norma Resolución 40233 de 2021 establece requisitos técnicos y de estandarización mínimos para estas estaciones.

##### 2.6.2.1. Tipos de cargadores: nivel 1, nivel 2 y carga rápida (DC).

La Resolución 40223 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía (MME) establece que la infraestructura de carga para VEs se clasifica en tres niveles; cada nivel está definido por la velocidad de carga y la cantidad de potencia que se puede suministrar de forma nominal (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

##### *a) Nivel de Carga 1 (Convencional):*

Este nivel tiene como característica principal la conexión estándar a un tomacorriente residencial de CA. Es la modalidad de carga más básica, con una potencia nominal inferior a 3,7 kilovatios (kW). No requiere infraestructura especializada, por su baja potencia, pero

deriva en tiempos de carga largos, limitando su uso práctico a recargas de emergencia o para vehículos con baterías de baja capacidad.

*b) Nivel de Carga 2 (Semirrápida):*

Para este nivel es necesaria la instalación de una Estación de Carga dedicada, que opera con CA. Su potencia nominal se encuentra en el rango de 3,7 kW a 22 kW, lo que permite tiempos de carga significativamente menores en comparación con el Nivel 1. Esta categoría es la más común para instalaciones en espacios públicos, centros comerciales y para uso privado en viviendas que disponen de un circuito exclusivo, constituyéndose como la columna vertebral de la carga diaria para la mayoría de los usuarios.

*c) Nivel de Carga 3 (Rápida y Ultrarápida):*

Representa el nivel de mayor potencia, diseñado para una recarga extremadamente rápida. Utiliza conexiones de CA por encima de 22 kW o, más comúnmente, CC con potencias superiores a 50 kW. Estas estaciones, conocidas como cargadores rápidos de CC, están estratégicamente ubicadas en corredores viales principales para permitir viajes de larga distancia, ya que son capaces de recuperar hasta el 80% de la capacidad de la batería en periodos que generalmente no superan los 30 minutos.

Complementariamente a los niveles de carga, la norma técnica internacional (International Electrotechnical Commission (IEC) 61851-1 define los modos de carga, que detallan el protocolo de comunicación y control entre el vehículo y la estación. Los modos 1 y 2 están concebidos para entornos domésticos sin infraestructura especial, por lo que su demanda energética se encuentra integrada dentro del consumo residencial general. No obstante, los modos que presentan una demanda de potencia más significativa y, por ende, un mayor impacto en la red eléctrica, son el modo 3 y el modo 4 (IEC, 2017).

*d) Modo 3 (CA - Carga Semirrápida):*

Este modo implica la utilización de un equipo de carga específico para el vehículo, dotado con sus propios sistemas de control y protecciones. Opera en CA y soporta una corriente máxima de 63 A, siendo 32 A la más común, con niveles de tensión de hasta 230 V. Es el modo asociado típicamente a las estaciones de Nivel 2.

*e) Modo 4 (CC - Carga Rápida):*

En este modo, es el cargador externo y no el vehículo el responsable de convertir la CA de la red a CC para la batería. Es el modo de carga más rápido, operando con corrientes que pueden alcanzar los 400 A y una potencia máxima de 240 kW, con tensiones que llegan hasta los 600 V. Este modo es el estándar para las estaciones de Nivel 3 o de carga rápida con CD.

2.6.2.2. Retos de la movilidad eléctrica en corredores viales

2.6.2.2.1. Aumento de la autonomía en las baterías

Los límites actuales en la densidad energética de las baterías siguen siendo un reto para alcanzar mayores autonomías en trayectos interurbanos (Njema et al., 2024). Uno de los principales desafíos es la posibilidad de recorrer mayores distancias sin necesidad de recargar en medio. Esto no solo mejora la comodidad de los usuarios reduciendo el fenómeno que según Chakraborty et al. (2022), se define como la *'range anxiety'* o ansiedad por la autonomía; sino que también incrementa la viabilidad de los VEs en trayectos interurbanos y de largo alcance.

Los VEs de gama media suelen alcanzar autonomías reales según las pruebas del Procedimiento Mundial Armonizado para Ensayos de Vehículos Ligeros (WLTP) de un rango aproximado de 200 a 350 km, mientras que algunos modelos de gama alta reportan autonomías superiores a 600 km, e incluso mayores en ciertas versiones. Para continuar ampliando estas cifras, la investigación se centra en diferentes frentes: desde el desarrollo de baterías con mayor densidad energética como las basadas en litio-ion o en tecnologías emergentes como las de metal-aire, con potencial de multiplicar por diez la autonomía hasta la mejora en la química de los materiales y en los formatos de las celdas.

En este sentido, destacan los avances en baterías LFP, que se perfilan como una alternativa a las NCA/NCM por ofrecer mayor capacidad, menor peso y una vida útil más prolongada. De igual forma, se exploran innovaciones como las baterías de estado sólido, caracterizadas por su estabilidad y seguridad, los electrodos secos que actualmente investiga Tesla, o incluso modelos de baterías con química dual, diseñadas para optimizar el rendimiento según se trate de trayectos cortos o de larga distancia.

#### 2.6.2.2.2. Necesidad de puntos de carga intermedios.

Si bien en Colombia el número de estaciones ha crecido de manera progresiva en los últimos años, en comparación con otras naciones y a nivel internacional dicho crecimiento aún resulta insuficiente. Adicionalmente el elevado crecimiento del parque automotor eléctrico ha hecho que las estaciones de recarga empiecen a presentar incrementos en los tiempos de espera para acceder a la recarga. Muchas personas optan por tener sistemas de carga tipo 1 en sus hogares debido a la espera que producen las estaciones de recarga públicas. Sumado a esto, no todas las estaciones públicas mencionadas cuentan con carga rápida. En España por ejemplo la situación, aunque mejor, es similar en parte al panorama colombiano. De acuerdo con datos de la Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (ANFAC), en el tercer trimestre de 2023 se añadieron 2.420 puntos de recarga pública en el país, cifra positiva pero aún limitada para garantizar una red sólida y confiable.

Más allá de la cantidad, la calidad y la eficiencia de los puntos de recarga son determinantes. En Colombia existen alrededor de 330 estaciones de recarga públicas y el número asciende a 720 si se cuentan las públicas. De estas cerca de 144 están ubicadas en los corredores viales más importante del país.

Paralelamente, se desarrollan alternativas innovadoras como la carga inalámbrica, que permitiría recargar los vehículos con solo ubicarse sobre un punto específico sin necesidad de conectores físicos. Aún más disruptiva resulta la investigación en torno a la carga dinámica inalámbrica, basada en sistemas integrados bajo el pavimento que posibilitarían la recarga del vehículo mientras se encuentra en movimiento, lo que supondría un cambio radical en la concepción de la movilidad eléctrica (Dinámica-WPT, 2025; Sun et al., 2023).

#### 2.6.3. Energía solar fotovoltaica

##### 2.6.3.1. Principios de generación fotovoltaica

El principio de generación fotovoltaica se fundamenta en la capacidad de ciertos materiales semiconductores, como el silicio, para transformar la radiación solar en energía eléctrica mediante el denominado efecto fotovoltaico. A continuación, se compilan los aspectos teóricos más importantes relacionados con esta forma de generación.

#### 2.6.3.1.1. Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico se da cuando los fotones de la luz inciden sobre las células solares, excitan a los electrones del material semiconductor y generan un flujo de carga eléctrica. Este movimiento de electrones se recoge a través de contactos metálicos en la superficie del panel y se conduce en forma de CC, la cual posteriormente es convertida en CA mediante un inversor para su utilización en diferentes aplicaciones. Gracias a este proceso, la energía solar se convierte en una alternativa limpia, renovable y cada vez más relevante en la reducción de la dependencia de combustibles fósiles.

#### 2.6.3.1.2. Tipos de paneles solares, eficiencia y coste.

##### *a) Paneles monocristalinos*

Este tipo de paneles solares se compone de células monocristalinas, se identifican de forma visual por su color negro característico y por las esquinas biseladas. Se destacan por ofrecer los niveles de eficiencia más altos dentro de las tecnologías fotovoltaicas disponibles, ya que pueden llegar a alcanzar valores cercanos al 22 %. Un contra de esta tecnología a pesar de dicha eficiencia es que implica un proceso de fabricación más complejo y costoso, lo cual se refleja en un precio final superior al de otras opciones existentes en el mercado.

##### *b) Paneles policristalinos*

En contraste con los anteriores, los paneles policristalinos presentan un aspecto visual de color azul con diferentes tonalidades y esquinas rectas. Sus células tienen forma cuadrada y un tono irregular, características que no impiden que mantengan un buen nivel de absorción de radiación solar. Su eficiencia suele situarse entre el 15 % y el 18 %. Debido a que su proceso de producción es menos complejo, su costo suele ser más bajo, lo que los convierte en una alternativa atractiva en términos económicos.

##### *c) Paneles de silicio amorfo*

Otra tecnología disponible es la de los paneles de silicio amorfo, cuya principal ventaja es su bajo costo de fabricación. Estos paneles consisten en una fina capa de silicio depositada sobre una lámina de vidrio, responsable de captar la energía proveniente del sol. No obstante, su rendimiento es significativamente menor que el de los paneles mono y policristalinos, con

valores que suelen oscilar entre el 6 % y el 8 %. Por ello, se utilizan con frecuencia en aplicaciones que no requieren altos niveles de eficiencia energética.

**Tabla 1** Comparación técnica y de mercado de tecnologías fotovoltaicas de silicio (monocristalino, policristalino y amorfo)

| PARÁMETRO                       | MONOCRISTALINO           | POLICRISTALINO      | SILICIO AMORFO              |
|---------------------------------|--------------------------|---------------------|-----------------------------|
| <b>ESTRUCTURA</b>               | Cristal único y uniforme | Múltiples cristales | No cristalino, capa delgada |
| <b>EFICIENCIA TÍPICA</b>        | 18-22%                   | 15-18%              | 6-8%                        |
| <b>APARIENCIA</b>               | Color negro uniforme     | Azul con patrones   | Negro/gris uniforme         |
| <b>COSTO DE FABRICACIÓN</b>     | Alto                     | Medio               | Bajo                        |
| <b>VIDA ÚTIL</b>                | 25-30 años               | 20-25 años          | 10-15 años                  |
| <b>TEMPERATURA DE OPERACIÓN</b> | Mejor rendimiento        | Rendimiento medio   | Mayor degradación           |
| <b>ESPACIO REQUERIDO</b>        | Menor superficie         | Mayor superficie    | Mayor superficie            |
| <b>PORCENTAJE DE USO (2023)</b> | ~65%                     | ~25%                | ~5%                         |
| <b>NIVEL DE DESARROLLO</b>      | Alto desarrollo          | Desarrollo medio    | Bajo desarrollo             |
| <b>TENDENCIA DE MERCADO</b>     | En crecimiento           | En disminución      | Estable (nichos)            |
| <b>PRECIO ESTIMADO (USD/W)</b>  | 0,30-0,45                | 0,25-0,35           | 0,20-0,30                   |

*(Fuentes: Luque & Hegedus, 2011; Nelson, 2003; Fraunhofer ISE, 2024; Atia et al., 2023).*

**Nota.** Comparación resumida de tres tecnologías de módulos fotovoltaicos: monocristalino, policristalino (multicristalino) y silicio amorfo. Los valores de eficiencia típica, vida útil y precio estimado corresponden a rangos representativos reportados en literatura técnica y reportes de mercado; el porcentaje de uso (2023) se basa en datos de mercado recogidos por reportes sectoriales. Para detalles metodológicos y datos experimentales, ver Luque & Hegedus (2011), Nelson (2003) y Fraunhofer ISE (2024).

#### 2.6.3.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (on-grid)

Un sistema fotovoltaico conectado a la red se integra directamente con la infraestructura eléctrica convencional, lo que permite tanto consumir energía de la red como inyectar los excedentes de electricidad generados por los paneles solares. Este tipo de instalación resulta especialmente ventajosa para viviendas y empresas interesadas en disminuir su consumo de

energía convencional y, en consecuencia, reducir el valor de su factura eléctrica, sin renunciar al respaldo de la red pública.

#### 2.6.3.2.1. Componentes principales

- **Módulos fotovoltaicos:** capturan la radiación solar y la transforman en electricidad en forma de CC.
- **Sistema de soporte:** estructura que sostiene los paneles y asegura la inclinación y orientación adecuadas para maximizar la captación solar. Su instalación puede realizarse en cubiertas, sobre el terreno o en soluciones alternativas como plataformas flotantes.
- **Inversor on-grid:** dispositivo que convierte la CC producida en CA, compatible tanto con la red eléctrica como con los equipos domésticos o industriales.
- **Contador bidireccional:** mide la electricidad importada desde la red y la energía excedente inyectada a ella, lo que facilita el balance de consumos y, en algunos casos, la venta de energía sobrante.
- **Sistemas de protección:** incluyen dispositivos de seguridad como interruptores, fusibles y mecanismos de monitoreo que previenen sobrecargas y posibles fallos eléctricos.

#### 2.6.3.2.2. Ventajas y limitaciones frente a sistemas aislados

##### **Ventajas:**

- Disminución significativa de los costos en la factura de energía.
- No requieren baterías de almacenamiento, lo que reduce la inversión inicial y simplifica el mantenimiento.

##### **Desventajas:**

- Al depender de la red pública, el sistema deja de funcionar en situaciones de cortes eléctricos.

#### 2.6.3.2.3. Criterios para el dimensionamiento y selección de sistemas fotovoltaicos

##### 2.6.3.2.3.1. Factores: radiación solar, pérdidas, demanda energética.

##### *a) La radiación solar*

Corresponde a la energía que emite el Sol en forma de ondas electromagnéticas y que alcanza la superficie terrestre. Este recurso natural resulta fundamental para el equilibrio climático, el

desarrollo de los ecosistemas y, en particular, para procesos vitales como la fotosíntesis. Durante su trayecto a través de la atmósfera, parte de dicha energía es absorbida, reflejada o dispersada, mientras que otra fracción logra llegar a la superficie, desde donde se reemite en forma de radiación de onda larga. Su cuantificación se realiza mediante instrumentos denominados piranómetros, que expresan la magnitud de la radiación en vatios por metro cuadrado ( $W/m^2$ ). Además, cuando se multiplica este valor por el tiempo de exposición, se obtiene la energía acumulada en julios por metro cuadrado ( $J/m^2$ ), lo que permite analizar su aprovechamiento en distintos sistemas energéticos, como la generación fotovoltaica (González-Longatt & Bonilla, 2017; Duffie & Beckman, 2013).

Existen tipos de radiación según su llegada a la Tierra:

- Directa (sin dispersión).
- Difusa (tras desviaciones en la atmósfera).
- Reflejada (rebotada en la superficie terrestre, efecto albedo).

Según los rayos emitidos:

- Infrarrojos (IR): calor.
- Visibles (VI): luz perceptible por el ojo humano.
- Ultravioleta (UV)

#### *b) La eficiencia de los sistemas fotovoltaicos*

La eficiencia real suele ser inferior al estimado en condiciones ideales, presentando reducciones que oscilan entre un 7% y un 15% en la producción esperada (Aurora Solar, 2023). Estas pérdidas se originan en distintos factores que se pueden agrupar en tres grandes categorías: aspectos de diseño e instalación, condiciones ambientales y módulos fotovoltaicos (González-Longatt & Bonilla, 2017; Masters, 2013). A continuación, se exploran algunos de los aspectos que causan estos cambios de eficiencia.:

##### *a. Diseño e instalación*

- Orientación e inclinación de los módulos: el ángulo con respecto al Sol es determinante para captar la máxima radiación. Una desviación en estos parámetros puede generar pérdidas aproximadas entre el 3% y el 4,5%.

- Sombreado parcial: cuando una celda se encuentra cubierta por sombra, puede comprometer el rendimiento de toda la serie de paneles. Tecnologías como los micro inversores o los sistemas de electrónica de potencia a nivel de módulo (MLPE) ayudan a mitigar este problema.

#### *b. Factores ambientales*

- Acumulación de polvo y suciedad: puede ocasionar reducciones de hasta un 5%, aunque este efecto se controla con limpiezas programadas.
- Presencia de nieve: dependiendo de la inclinación de los módulos, puede disminuir la generación entre un 10% y un 30%.
- Residuos localizados, como excrementos de aves: pueden inhabilitar el funcionamiento de celdas específicas, lo que hace necesario realizar limpiezas manuales.
- Temperatura ambiente: cada grado centígrado por encima de los 25 °C de referencia implica una pérdida adicional de rendimiento, de acuerdo con el coeficiente térmico propio de cada módulo.

#### *c. Módulos fotovoltaicos*

- Desajustes eléctricos y tolerancias de potencia: las diferencias entre los módulos conectados en serie pueden ocasionar desequilibrios en la producción, generando pérdidas que varían entre el 0,01% y el 3%.
- Degradación inducida por la luz (LID): durante las primeras horas de exposición solar, algunos módulos experimentan una reducción inicial de rendimiento, generalmente comprendida entre el 0,5% y el 1,5%.
- Diferencia entre potencia nominal y real: aunque en los equipos actuales esta discrepancia suele ser mínima, en ocasiones la potencia efectiva entregada puede ser ligeramente inferior a la especificada por el fabricante.

#### *d. Cableado y conexiones*

Las pérdidas en el cableado oscilan entre 1% y 2%, mientras que las conexiones y fusibles añaden hasta un 0,5% adicional.

### *e. Inversores*

El inversor es un componente clave en los sistemas fotovoltaicos, encargado de transformar la CC en CA. Su eficiencia no es constante, sino que depende de las condiciones de operación. Generalmente, alcanza su punto óptimo de rendimiento cuando trabaja alrededor del 20% de su carga nominal. Sin embargo, puede presentarse una pérdida denominada recorte por saturación, la cual ocurre cuando la potencia de entrada en CC excede la capacidad máxima de conversión del equipo.

### *f. Disponibilidad y degradación a largo plazo*

A lo largo de la vida útil del sistema, también deben considerarse pérdidas asociadas a la disponibilidad y al desgaste natural de los componentes. Las interrupciones por labores de mantenimiento, fallos en la red o en el propio inversor representan alrededor de un 3% de pérdida anual, aunque este valor puede reducirse a cerca de 0,5% mediante sistemas de monitoreo y gestión avanzada. Por otra parte, la degradación progresiva de los módulos, causada por factores como la radiación ultravioleta, los cambios de temperatura y el desgaste mecánico, limita de forma gradual la capacidad de generación. Aun así, los fabricantes suelen ofrecer garantías que respaldan un nivel de producción mínimo durante un periodo prolongado de operación.

### *c) La demanda energética*

Se entiende como la cantidad de energía que requiere una población o un sector productivo para el desarrollo de sus actividades (Center for Sustainable Systems, 2022). Esta necesidad puede cubrirse a partir de distintas fuentes, como la electricidad, el gas natural, el petróleo o las energías renovables. Se distinguen dos categorías principales:

- **Demanda primaria:** hace referencia al total de energía disponible antes de cualquier proceso de transformación o conversión.
- **Demanda final:** corresponde a la energía que llega efectivamente a los usuarios y que utilizan para satisfacer sus necesidades cotidianas o productivas.

#### 2.6.3.2.4. Horas solares pico en la región.

De acuerdo con el documento *“Anexo: Promedios Mensuales de Brillo Solar para Todas las Estaciones del País”* publicado por la Empresa Metro de Bogotá (2023), se estima que la región

de Bucaramanga y sus alrededores cuenta con un promedio anual de aproximadamente 4 horas solares pico (HSP). Este valor corresponde al número de horas equivalentes en las que la irradiancia solar se encuentra en torno a  $1.000 \text{ W/m}^2$  y se utiliza como referencia fundamental para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos.

#### 2.6.4. Integración fotovoltaica en estaciones de carga

La integración de sistemas fotovoltaicos en estaciones de carga para VEs representa una estrategia clave dentro de la transición energética y la movilidad sostenible. Al aprovechar la radiación solar como fuente primaria, estas infraestructuras permiten reducir la dependencia de la red eléctrica convencional, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y optimizar el uso de energías renovables en el sector transporte. Además, la generación distribuida a través de módulos solares instalados en cubiertas, marquesinas o áreas adyacentes a las estaciones de carga contribuye no solo a la autosuficiencia energética, sino también a la estabilidad de la red y a la reducción de costos operativos a largo plazo.

##### 2.6.4.1.1. Experiencias Internacionales

En el ámbito internacional se destacan iniciativas innovadoras como Fastned en los Países Bajos, donde se han desarrollado estaciones de carga con marquesinas construidas en madera y cubiertas con vidrios solares fotovoltaicos integrados. Este diseño estandarizado facilita tanto la recarga rápida en zonas urbanas como en corredores interurbanos, incorporando además estudios de concepto y análisis de ciclo de vida (LCA) que evalúan el impacto ambiental de las instalaciones.

Otro caso relevante es el del Illinois *'Institute of Technology'* en Estados Unidos, donde se implementó una estación de carga con cubierta fotovoltaica dentro de un campus universitario. Este proyecto funciona como un laboratorio real en el marco de una red inteligente (*'smart grid'*), generando información valiosa sobre desempeño, eficiencia y posibilidades de integración a gran escala.

##### 2.6.4.1.2. Experiencias Nacionales

En el contexto nacional también se evidencian avances. La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) anunció para el año 2025 las primeras estaciones públicas de carga alimentadas por energía solar en la región Bogotá–Cundinamarca, lo cual constituye un paso importante hacia la masificación de esta infraestructura en el país.

Asimismo, se han establecido lineamientos y estándares nacionales para la instalación de puntos de recarga en ciudades principales, con el fin de estructurar una red pública robusta. Estos lineamientos representan un marco de referencia clave para promover la integración de sistemas fotovoltaicos en la infraestructura de movilidad eléctrica en Colombia.

#### 2.6.4.1.3. Casos de éxito

##### *a) InstaVolt Superhub (Reino Unido)*

Uno de los ejemplos más representativos en Europa es el InstaVolt Superhub, ubicado en la intersección de la autopista A34/M3. Esta estación cuenta con 870 paneles solares y un sistema de almacenamiento con baterías, lo que le permite ofrecer carga ultra-rápida de hasta 160 kW a 44 vehículos de manera simultánea. La integración de energía solar in situ incrementa la eficiencia y asegura la disponibilidad del servicio.

##### *b) EV ARC – Envision Solar (Estados Unidos)*

El EV ARC constituye una solución portátil y completamente autónoma (off-grid). Está conformado por paneles solares, una batería de litio y una base estructural de gran peso, lo que le brinda estabilidad sin necesidad de obras civiles. Su diseño compacto permite instalarlo en un solo parqueadero, ofreciendo suficiente energía para que varios vehículos completen sus recorridos. Se ha convertido en una alternativa ideal para lugares donde no existe infraestructura eléctrica previa.

##### *c) Estación con baterías de segunda vida (India)*

Cerca del aeropuerto internacional de Bengaluru se implementó una estación que combina energía solar con baterías de segunda vida provenientes de automóviles eléctricos. Esta infraestructura opera las 24 horas del día, los 7 días de la semana, y constituye un referente en la reutilización de recursos y la promoción de movilidad sostenible.

##### *d) Fastned (Países Bajos y expansión en Europa)*

Fastned es una red de estaciones de carga rápida que se caracteriza por el uso de marquesinas cubiertas de paneles solares. Su diseño más reciente incorpora techos translúcidos con una orientación estratégica que maximiza la captación solar. Para 2024, la red alcanzó 308

estaciones en países como los Países Bajos, Alemania, Reino Unido, Bélgica y Suiza, consolidándose como uno de los proyectos más ambiciosos del continente europeo.

#### *e) Green Riders Caribe 2025 – Grenergy (Colombia)*

En el contexto nacional, destaca la iniciativa Green Riders Caribe 2025, desarrollada en La Guajira. Este proyecto contempla la instalación de estaciones de carga gratuitas para vehículos y bicicletas eléctricas, abastecidas con energía solar en zonas como Mayapo y Los Naranjos. Además de impulsar la electrificación en áreas rurales, la propuesta integra actividades educativas y comunitarias que fortalecen la apropiación social de la movilidad sostenible.

##### 2.6.4.2. Beneficios técnicos y ambientales

###### 2.6.4.2.1. Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

La integración de electrolineras solares aporta beneficios tanto ambientales como técnicos, los cuales resultan fundamentales dentro de las estrategias de transición energética. Desde la perspectiva ambiental, uno de los aportes más relevantes es la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Al emplear energía fotovoltaica para la recarga de VEs, se evita el consumo de electricidad proveniente de fuentes fósiles, lo que disminuye considerablemente la huella de carbono asociada a la movilidad. Este efecto no solo contribuye al cumplimiento de compromisos internacionales de mitigación del cambio climático, sino que también mejora la calidad del aire en las ciudades al reducir indirectamente la quema de combustibles fósiles en centrales térmicas, generando entornos urbanos más saludables.

###### 2.6.4.2.2. Disminución de dependencia de la red.

Desde la dimensión técnica, un beneficio clave es la disminución de la dependencia de la red eléctrica. Al contar con generación local de energía mediante sistemas fotovoltaicos, las electrolineras pueden reducir su vulnerabilidad frente a fluctuaciones de precios y posibles limitaciones en la capacidad de suministro de la red. Además, esta autonomía parcial o total permite aliviar la demanda en horas pico, optimizar el uso de recursos renovables y mejorar la resiliencia del sistema eléctrico en su conjunto. De esta manera, las electrolineras solares no solo fortalecen la sostenibilidad del sector transporte, sino que también aportan a la estabilidad y eficiencia del sistema energético nacional.

## 2.6.5. Marco normativo, regulatorio y políticas aplicables

### 2.6.5.1. Regulación de movilidad eléctrica en Colombia

La regulación de la movilidad eléctrica en Colombia se ha consolidado como un eje estratégico de política pública, orientado a impulsar el uso de VEs, promover la sostenibilidad ambiental y modernizar el sector transporte. A través de incentivos fiscales, facilidades en trámites, metas de parque vehicular competitivo y lineamientos para infraestructura urbana, el país avanza en la transición energética, fortaleciendo tanto la adopción masiva de VEs como la logística necesaria para su operación eficiente.

### 2.6.5.2. Leyes relevantes sobre infraestructura de carga, VEs y FCNE

La Ley 1964 de 2019 en Colombia constituye un marco legal fundamental para la promoción, uso y desarrollo de VEs e híbridos en el país, con el propósito de avanzar hacia una movilidad más sostenible, eficiente y menos contaminante. Esta ley establece medidas regulatorias, económicas y técnicas que buscan incentivar la transición energética en el sector transporte. Entre sus principales disposiciones se encuentran: la obligación de que las entidades públicas renueven progresivamente su parque automotor con al menos un 30 % de VEs o de cero emisiones, fomentando la modernización del transporte oficial; la exención del pico y placa y del día sin carro para los VEs, con el fin de estimular su adopción por parte de los ciudadanos; la posibilidad de reducción de impuestos a través del descuento en el impuesto de renta por inversiones en este tipo de tecnologías, y la exclusión de aranceles e IVA para su importación; la obligación para las empresas de transporte público de reemplazar gradualmente su flota con VEs, generando un impacto positivo en la reducción de emisiones contaminantes; y la promoción de infraestructura de carga, mediante la obligación de que nuevas edificaciones destinen espacios para cargadores eléctricos, y que los municipios y distritos adopten medidas para facilitar el desarrollo de estaciones de carga públicas y privadas. En síntesis, la Ley 1964 representa un paso estratégico hacia la consolidación de un sistema de transporte bajo en emisiones, alineado con los compromisos ambientales de Colombia y con el impulso a la transición energética y tecnológica en el sector de la movilidad (Congreso de la República de Colombia, 2021).

En adición a la Ley 1715 de 2014 establece el marco legal e instrumentos para promover el aprovechamiento de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y la gestión eficiente

de la energía, habilitando mecanismos que favorecen proyectos con autogeneración y tecnologías limpias aplicables a electrolineras con integración fotovoltaica (Congreso de la República de Colombia, 2014). Posteriormente, la Ley 2099 de 2021 moderniza y fortalece la normativa del sector para acelerar la transición energética, ampliando y ajustando disposiciones e incentivos asociados a FNCE y eficiencia energética, con implicaciones directas en la estructuración y viabilidad regulatoria de inversiones energéticas vinculadas a infraestructura de carga (Congreso de la República de Colombia, 2021).

#### 2.6.5.3. Resoluciones y decretos relevantes sobre infraestructura de carga, VEs y FCNE

La normativa colombiana en materia de infraestructura de carga para VEs ha evolucionado con el fin de garantizar un despliegue ordenado, seguro y accesible de estas tecnologías. La Resolución 40123 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía estableció condiciones de interoperabilidad para las estaciones de carga de acceso público, definiendo lineamientos como la obligatoriedad de ofrecer acceso sin necesidad de suscripción previa, la implementación de múltiples métodos de pago, la desagregación de precios en los servicios y la conectividad con sistemas de gestión centralizados. De manera complementaria, la Resolución 40223 de 2021 fijó las condiciones mínimas de estandarización técnica y de mercado para la instalación y operación de la infraestructura de recarga, con el objetivo de garantizar seguridad, confiabilidad y un adecuado marco de competencia. A su vez, en 2021 el Ministerio de Vivienda expidió un proyecto de Decreto que reglamenta el artículo 10 de Estas disposiciones en conjunto constituyen un marco regulatorio robusto que respalda la masificación de la movilidad eléctrica en Colombia y fomenta la integración de soluciones de recarga en la infraestructura urbana.

#### 2.6.5.4. Normas técnicas de instalaciones fotovoltaicas

##### 2.6.5.4.1. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

En Colombia, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) constituye el marco normativo fundamental para garantizar la seguridad, calidad y confiabilidad de las instalaciones eléctricas, incluidas aquellas que integran sistemas de generación a partir de energías renovables como la solar fotovoltaica. Este reglamento establece los requisitos técnicos y de seguridad que deben cumplirse en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones, con el fin de proteger la vida de las personas, preservar el medio ambiente y salvaguardar la infraestructura eléctrica. En el caso específico de los

sistemas fotovoltaicos, el RETIE regula aspectos como la correcta conexión a la red, la protección contra sobrecorrientes y sobretensiones, la adecuada selección de materiales y equipos certificados, así como las medidas de puesta a tierra y sistemas de protección diferencial. De esta manera, se asegura que los proyectos de energía solar cumplan con los más altos estándares de seguridad y contribuyan a un desarrollo energético sostenible y confiable en el país.

#### 2.6.5.4.2. Normas internacionales aplicables (IEC, IEEE).

Además de la normativa nacional, los proyectos de generación solar fotovoltaica deben estar alineados con estándares internacionales que aseguran su calidad y confiabilidad. Entre los más relevantes se encuentran las normas de la IEC y del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). Las normas IEC proporcionan lineamientos técnicos y de seguridad para los distintos componentes de un sistema fotovoltaico. Estas abarcan desde el diseño y pruebas de módulos solares, inversores y sistemas de almacenamiento, hasta los procedimientos de instalación y operación. Su aplicación garantiza equipos más seguros, duraderos y eficientes, además de facilitar su aceptación en los mercados internacionales al establecer criterios comunes de desempeño.

Por otro lado, las normas IEEE se enfocan en aspectos eléctricos relacionados con la integración de sistemas de generación distribuida a la red. Incluyen regulaciones sobre calidad de la energía, mecanismos de protección y protocolos de interconexión, aspectos clave para asegurar la compatibilidad con las infraestructuras eléctricas existentes. En conjunto, estos estándares contribuyen a reducir riesgos técnicos, fortalecer la interoperabilidad y promover la integración de energías renovables en los sistemas eléctricos modernos.

## 3. Objetivos del TFE

### 3.1. Objetivo general

Diseñar y evaluar técnica, económica y ambientalmente una electrolinera alimentada por energía fotovoltaica y conectada a la red eléctrica, ubicada en el corredor vial Bucaramanga–Pamplona, Santander, como alternativa sostenible de apoyo a la movilidad eléctrica de la región.

### 3.2. Objetivos específicos

- Analizar el potencial solar (irradiancia promedio diaria [ $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$ ], horas solares pico y variación estacional) y evaluar las condiciones de las redes de distribución (tensión, nivel de carga y capacidad de conexión) en al menos tres puntos representativos del corredor Bucaramanga–Pamplona, utilizando bases de datos meteorológicas y simulaciones eléctricas, para estimar el Índice de Adecuación de Red (IAR), clasificar la viabilidad técnica de conexión y definir el lugar más adecuado para la instalación
- Dimensionar el sistema fotovoltaico para cubrir al menos el 80% de la demanda energética promedio mensual de la electrolinera, considerando módulos, inversores, cableado, protecciones y estructura de soporte con normas RETIE, NTC 2050, validando que la eficiencia global del sistema supere el 75% y la energía anual generada ( $\text{kWh}/\text{año}$ ) sea consistente con el perfil de carga.
- Diseñar la configuración eléctrica del sistema (fotovoltaico–red), verificando su compatibilidad técnica establecidos en el RETIE, su eficiencia energética con un rendimiento global mayor al 85%, y su cumplimiento normativo mediante la aplicación sistemática de la norma.
- Evaluar la factibilidad económica y financiera del proyecto mediante el cálculo del VAN, TIR y periodo de recuperación (PR) bajo tres escenarios (pesimista, medio y optimista), utilizando flujos de caja descontados a una tasa del 10% anual, y considerar viable el proyecto si  $\text{VAN} > 0$ ,  $\text{TIR} > 10\%$  y  $\text{PR} \leq 8$  años.

## 4. Hipótesis de trabajo

La implementación de una electrolinera con alimentación híbrida (conectada a la red + instalación fotovoltaica) constituye una solución técnica, ambiental y económicamente viable para atender la necesidad de puntos intermedios de recarga en el corredor vial Bucaramanga – Pamplona.

### 4.1. VERIFICACIÓN DE LA HIPÓTESIS

Para la validación de la hipótesis se establecieron tres dimensiones de análisis —técnica, ambiental y económica— que permiten evaluar la viabilidad integral de la implementación de una electrolinera híbrida (fotovoltaica–red) en el corredor vial Bucaramanga–Pamplona.

En el componente técnico, la hipótesis se respalda mediante el cálculo del Índice de Adecuación de Red (IAR), el cual integra variables de tensión, cortocircuito, factor de potencia, distorsión armónica y capacidad de carga. Un valor de IAR superior al 75 % se considera representativo de una conexión técnicamente adecuada. Complementariamente, se evalúa el rendimiento global del sistema híbrido ( $\eta_{sistema}$ ) y la tasa de disponibilidad operativa (DO), los cuales permiten determinar la eficiencia y confiabilidad del sistema sin requerir simulaciones avanzadas.

En el componente ambiental, la hipótesis se sustenta mediante la cuantificación de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> asociada al reemplazo parcial de energía de la red por generación solar fotovoltaica. Se emplea el factor de emisión promedio del Sistema Interconectado Nacional (aproximadamente 0.18 kg CO<sub>2</sub>/kWh), lo que permite estimar las toneladas de CO<sub>2</sub> evitadas anualmente. Asimismo, se calcula la participación de la energía solar en el suministro total, esperándose un aporte superior al 40 %.

En el componente económico, la viabilidad del proyecto se determina a partir del VAN, la TIR y el PR, calculados bajo distintos escenarios de demanda y costo de inversión. Un VAN positivo, una TIR mayor a la tasa de descuento y un periodo de retorno menor a ocho años constituyen criterios de aceptación de la hipótesis. Adicionalmente, se calcula el Costo Nivelado de Energía (LCOE) para comparar la competitividad del sistema híbrido frente a la tarifa convencional de la red eléctrica.

La hipótesis se considerará avalada si al menos dos de los tres componentes (técnico, ambiental o económico) cumplen o superan los criterios de viabilidad establecidos.

## 5. Requisitos de diseño

### 5.1. Alcance y fuentes de información

En este apartado se presentan y explican los datos de partida necesarios para el diseño de una electrolinera fotovoltaica conectada a red en el corredor Bucaramanga–Pamplona. Se analizan tres localizaciones candidatas: Berlín, El Picacho y La Laguna (Santander). Las fuentes de datos son: Global Solar Atlas (GSA) para recurso solar y IDEAM para climatología; cartografía base y altimetría a partir de Google Earth/Maps; y supuestos de demanda cuando no se dispone de facturación o registros de consumo.

### 5.2. Localizaciones candidatas

#### 1. Berlín (Tona) (Santander)

- Coordenadas: 7.187138° N, -72.876851° O.
- Altitud: 3.304 m s.n.m.
- Justificación de selección:
  - Ubicación en un pueblo intermedio con infraestructura (comercio, restaurantes, alojamiento) con un buen soporte para usuarios de la electrolinera.
  - Fácil acceso por el corredor Bucaramanga–Pamplona y buena visibilidad para el proyecto.
- Disponibilidad de suelo: terreno libre, ~2.670 m<sup>2</sup> estimados (ver inspección de campo).
- Sombreado: entorno despejado, sin obstáculos relevantes.

#### 2. Alto El Picacho (Tona) (Santander)

- Coordenadas: 7.107916° N, -72.968882° O.
- Altitud: 3.375 m s.n.m.
- Justificación de selección:

- Punto elevado del corredor vial, con diferencia de altitud significativa en pocos kilómetros — lo que indica exigencia para vehículos y, por tanto, buen candidato para una electrolinera de apoyo.
- Posicionamiento estratégico para cubrir vehículos que suben/descargan físicamente la ruta.
- Disponibilidad de suelo: (pendiente de medición exacta).
- Observaciones: se debe valorar si el terreno tiene acceso, condiciones de montaje y conexión.

### **3. La Laguna (Mutiscua) (Norte de Santander)**

- Coordenadas: 7.253712° N, -72.759797° O.
- Altitud: 3.149 m s.n.m.
- Justificación de selección:
  - Ofrece comercio, servicios de espera para los usuarios durante la recarga — valor añadido al proyecto.
  - Buena ubicación para atender flujos desde norte y oriente, complementar los otros dos sitios.
- Contexto: El corregimiento La Laguna aparece como antigua “vitrina comercial” para viajeros en la zona de paso.

La razón para seleccionar cada una corresponde a las ventajas estratégicas que ofrecen en la ruta. Las tres ubicaciones representan una parada común entre los viajeros y turistas de esta zona, cada una de estas zonas adicionalmente presentan amplios espacios de parqueo y zonas de descanso para viajeros y transportadores. Debido a la amplitud de la zona para el estacionamiento de vehículos y a la posibilidad de zonas de descanso pobladas y con comercio para las personas que van a recargar sus vehículos, se ha optado por las 3 zonas.

### **5.3. Demanda energética prevista**

Dado que actualmente no existen registros de consumo eléctrico asociados a una electrolinera en operación en el área, ni se observa en registro de planificación del gobierno o el Ministerio de Transporte la creación de electrolineras en este corredor, se plantea, por tanto, una

demanda teórica representativa para el diseño del sistema. Se asume un flujo promedio de 30 VEs por día, cada uno con una sesión de carga de 30 kWh, lo que equivale a una demanda diaria de 900 kWh.

El sistema propuesto contará con cuatro cargadores CA de 7,2 kW cada uno, para una potencia simultánea máxima de 28,8 kW. Considerando un factor de simultaneidad menor a 1, se estima que la demanda energética mensual promedio será de 27.000 kWh, con picos de carga concentrados entre las 9:00 a.m. y las 4:00 p.m., coincidiendo con el perfil horario de generación fotovoltaica.

#### 5.4. Interconexión eléctrica y restricciones técnicas

Se prevé conexión on-grid sin baterías, aunque no se descarta la idea de incluir baterías. Requisitos y verificaciones de base (comunes a los tres sitios):

- Punto de conexión: red de distribución local (BT/MT según disponibilidad).
- Acometida y medición: según especificación del OR (operador de red).
- Transformación y protecciones: selección conforme a RETIE y NTC 2050; estudio de cortocircuito y selectividad.
- Cumplimiento fotovoltaico: protecciones en CC/CA, seccionamiento, puesta a tierra, SPD, antirretorno si aplica.

En la comparativa final en la sección de Resultados, se incluirán distancia al punto de conexión, capacidad del transformador más cercano, y nivel de carga del alimentador para Berlín, El Picacho y La Laguna.

#### 5.5. Normativa aplicable

- RETIE (Ministerio de Energía, vigente): seguridad eléctrica, conexión y protección.
- NTC 2050 (Instalaciones eléctricas): diseño en BT.
- NTC 60076 / 60069: transformadores y requerimientos asociados.
- Resoluciones UPME/CREG (autogeneración y GD): criterios de acceso y conexión.
- Decreto 2143 de 2015 (Leyes 1715/2099): incentivos a FNCE.
- Lineamientos del Operador de Red OR: procedimientos y formatos para conexión.

## 6. Metodología

La metodología propuesta es cuantitativa, aplicada y de tipo proyectivo, sustentada en el diseño técnico y evaluación integral de un sistema energético híbrido. El estudio combina análisis teórico, simulación técnica y evaluación económica y ambiental, con base en información secundaria (bases de datos meteorológicas, curvas de carga, costos de equipos) y modelación computacional. El proceso se estructura en cuatro fases, correspondientes a los objetivos específico.

### 6.1. Cálculo del IAR

Para la primera parte se hará una medición sobre 3 puntos representativos del tramo vial entre Bucaramanga y Pamplona y se seleccionará uno de ellos basado en criterios técnicos favorables para la implementación de la electrolinera. Como parte de los pasos a seguir se tiene:

1. Seleccionar tres puntos representativos del corredor Bucaramanga–Pamplona.
2. Recopilar datos de irradiancia y temperatura de fuentes meteorológicas confiables y software de simulación de cada locación.
3. Calcular la irradiancia promedio diaria ( $\text{kWh/m}^2/\text{día}$ ) y las horas solares pico para cada punto.
4. Analizar la variación estacional (mensual y anual) de la radiación solar.
5. Obtener datos de tensión, nivel de carga y disponibilidad de conexión de la red eléctrica local.
6. Evaluar la cercanía a circuitos de media tensión y posibles puntos de interconexión.
7. Aplicar el IAR según criterios de confiabilidad y capacidad.
8. Identificar el sitio más favorable para la instalación, dentro de la locación seleccionada.
9. Elaborar un mapa comparativo de potencial solar y viabilidad de red.

El IAR se propone como una herramienta cuantitativa de evaluación técnica basada en criterios normativos nacionales e internacionales como RETIE, NTC 2050, IEC 61727, IEEE 1547 y resoluciones como la CREG 030-2018. Este indicador permite sintetizar el grado de compatibilidad entre la red de distribución y la generación distribuida fotovoltaica, integrando variables eléctricas fundamentales en un solo parámetro expresado en porcentaje.

**Tabla 2** Matriz de criterios para el cálculo del IAR

| Criterio técnico (Ci)                     | Descripción / Parámetro evaluado  | Norma de referencia       | Fórmula o método de cálculo   | Cumplimiento parcial (Ci)    | Peso (wi) |
|---|---|---------------------------|---|------------------------------|-----------|
| <b>1. Nivel de tensión</b>                | Diferencia entre la tensión simulada en el punto de conexión y la tensión nominal del sistema | NTC 2050 / RETIE          | $\left( \Delta V = \frac{V_{medido} - V_{nominal}}{V_{nominal}} \times 100\% \right)$ | 1.00 ( $\Delta V \leq 5\%$ ) | 0.3       |
| <b>2. Capacidad de corto circuito</b>     | Relación entre la corriente de cortocircuito de la red y la del generador FV                  | IEEE 1547                 | $\left( R_{cc} = \frac{I_{sc,red}}{I_{sc,FV}} \right)$                                | 1.00 ( $\geq 10$ )           | 0.25      |
| <b>3. Factor de potencia (FP)</b>         | Valor del FP en el punto de conexión bajo carga nominal                                       | IEC 61727 / CREG 030-2018 | Valor medido o simulado   | 1.00 (0.95–1.00)             | 0.15      |
| <b>4. Distorsión armónica total (THD)</b> | Porcentaje de armónicos en tensión  | IEC 61000-3-2 / IEC 61727 | Valor medido o simulado   | 1.00 ( $\leq 5\%$ )          | 0.15      |
| <b>5. Capacidad de carga de red</b>       | Relación entre potencia de carga existente y capacidad nominal del circuito                   | CREG 030-2018             | $\left( C_{load} = \frac{P_{carga}}{P_{capacidad}} \times 100\% \right)$              | 0.80 ( $\leq 90\%$ )         | 0.15      |

*Fuente: elaboración propia con base en las normas técnicas y regulatorias NTC 2050 (Icontec, 2011), RETIE (Ministerio de Minas y Energía, 2022b), IEEE 1547 (IEEE Standards Association, 2018), IEC 61727 (International Electrotechnical Commission, 2004), IEC 61000-3-2 (International Electrotechnical Commission, 2018) y la Resolución CREG 030 de 2018 (CREG, 2018).*

El cálculo del índice está dado por:

$$IAR = \frac{\sum_{i=1}^n w_i \cdot C_i}{\sum_{i=1}^n w_i} \times 100\%$$

Según la escala se puede determinar la posibilidad de conectividad y oportunidad:

**Tabla 3** Rango de IAR para la aceptabilidad de los proyectos

| Rango IAR (%) | Interpretación técnica           | Condición de la red                    |
|---------------|----------------------------------|--|
| 90–100        | Red completamente adecuada       | Integración viable sin refuerzos       |
| 75–89         | Red adecuada con mejoras menores | Requiere compensación o ajuste         |
| 60–74         | Red parcialmente adecuada        | Requiere intervención técnica          |
| <60           | Red no adecuada                  | No viable sin refuerzos significativos |

*Fuente: Adaptado de García y Rodríguez (2020), López et al. (2019) y IEEE (2018).*

**Nota:** La tabla fue adaptada a partir de García y Rodríguez (2020), López et al. (2019) y la norma IEEE 1547 (IEEE Standards Association, 2018), los cuales establecen rangos de aceptabilidad técnica para la integración de generación distribuida en redes eléctricas.

## 6.2. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

En cuando al dimensionamiento del sistema fotovoltaico se llevará a cabo mediante un proceso iterativo de cálculo técnico y simulación, partiendo del perfil de carga estimado de la electrolinera. Se seleccionarán los componentes del sistema (paneles, inversores, protecciones) conforme a los estándares RETIE y NTC 2050, optimizando el diseño para lograr una cobertura energética del 80% y una eficiencia global mínima del 75%. La simulación se desarrollará con software especializado (PVSyst o PVSOL) considerando las condiciones de irradiancia y temperatura previamente caracterizadas. Finalmente, se validarán las pérdidas energéticas y la coherencia del diseño frente al consumo mensual proyectado: algunos de los pasos a seguir son:

1. Definir el perfil de demanda energética de la electrolinera (kWh/día).
2. Estimar el consumo promedio mensual a partir de proyecciones de carga de VE.
3. Seleccionar módulos fotovoltaicos, inversores y elementos eléctricos compatibles.
4. Calcular la potencia nominal requerida para cubrir el 80% de la demanda.
5. Determinar la cantidad necesaria de paneles y su configuración (serie/paralelo).
6. Diseñar la estructura de soporte considerando orientación e inclinación.
7. Dimensionar conductores y protecciones según RETIE y NTC 2050.
8. Estimar pérdidas por temperatura, sombreado y eficiencia del inversor.
9. Calcular la eficiencia global del sistema ( $\geq 75\%$ )

### 6.3. Diseño del sistema eléctrico

Así mismo el diseño eléctrico del sistema híbrido se desarrollará mediante modelado computacional y aplicación de normas técnicas nacionales. A partir del dimensionamiento previo, se construirá un diagrama unifilar que integre el sistema fotovoltaico, los dispositivos de protección, control y el punto de conexión a la red. Se verificarán los niveles de tensión, frecuencia y potencia entregada bajo distintos escenarios operativos, garantizando el cumplimiento de los límites definidos por el RETIE.

1. Identificar los puntos de conexión entre el sistema FV y la red.
2. Diseñar el diagrama unifilar del sistema completos.
3. Modelar distintos escenarios de carga.
4. Verificar la compatibilidad técnica con los límites establecidos en el RETIE.
5. Evaluar las protecciones de interconexión y seccionamiento.
6. Calcular la eficiencia energética global
7. Documentar los resultados en planos y memorias técnicas.

### 6.4. Viabilidad económico-financiera y ambiental

Por último, la evaluación económica y financiera se efectuará mediante la elaboración de flujos de caja proyectados, considerando los costos de inversión inicial, operación y mantenimiento. Se aplicará la metodología de flujos descontados a una tasa del 10%, calculando indicadores como el VAN, la TIR y el PR para tres escenarios (pesimista, medio y optimista). Adicionalmente, se realizará un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de variaciones en los precios de la energía y costos de inversión. Se complementará con una valoración ambiental, cuantificando la reducción estimada de emisiones de CO<sub>2</sub>. Entre las tareas identificadas para este apartado tenemos:

1. Estimar los costos de inversión (CAPEX) del sistema FV y civil.
2. Estimar los costos operativos y de mantenimiento (OPEX) anuales.
3. Proyectar la generación energética anual y el ahorro esperado.
4. Definir los flujos de caja bajo tres escenarios (pesimista, medio, optimista).
5. Calcular el VAN con una tasa de descuento del 10%.
6. Calcular la TIR.
7. Determinar el PR.

8. Realizar un análisis de sensibilidad para variables críticas (precio energía, inversión).
9. Evaluar los indicadores ambientales (reducción de CO<sub>2</sub> evitado).
10. Determinar la viabilidad global del proyecto según criterios  $VAN > 0$ ,  $TIR > 10\%$ ,  $PR \leq 8$  años.

## 7. Evaluación del recurso renovable

### 7.1. Condiciones climáticas y recurso solar

Para la caracterización del recurso solar se emplearon los datos del Global Solar Atlas (Banco Mundial, 2024) y las series históricas del IDEAM. Con base en el análisis de irradiancia global horizontal (GHI) y radiación sobre plano inclinado (GTI), se obtuvo la Tabla mencionada a continuación donde se resumen los distintos valores de promedio anual de horas pico.

**Tabla 4** Horas solares pico y parámetros de temperatura y GHI anual para cada una de las locaciones seleccionadas

| Parámetro                           | Berlín | El Picacho | La Laguna |
|-------------------------------------|--------|------------|-----------|
| HSP anual [h/día]                   | 4,5    | 3.37       | 3.94      |
| HSP mínimo mensual [h/día]          | 3.94   | 3.12       | 3.40      |
| HSP máximo mensual [h/día]          | 5.38   | 3.86       | 4.83      |
| Temperatura media anual [°C]        | ~10.5  | ~10.5      | ~11.4     |
| GHI anual [kWh/m <sup>2</sup> ·año] | 1941.3 | 1435.5     | 1708.4    |

*Fuente: Elaboración propia y datos obtenidos de Global Solar Atlas (WBG & Solargis, 2024)*

Estos valores representan un recurso solar medio-alto dentro del contexto andino colombiano y permiten estimar una producción anual específica de hasta 1.231,8 kWh/kWp·año, lo que confirma la viabilidad energética del emplazamiento para el desarrollo de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Este objetivo se cumple mediante la integración de datos satelitales y bases de datos validadas (Global Solar Atlas e IDEAM) y verificación documental con estudios previos sobre el potencial solar en el departamento de Santander, con el fin de producir resultados y tablas que puedan incorporarse directamente en el capítulo metodológico y en los anexos del trabajo de grado.

### 7.2. EVALUACION DE LA MATRIZ IAR

Esta sección enfrentó varios retos porque, al contactar a la empresa comercializadora, se comprobó que está en pleno proceso de actualizar e implementar tecnologías de telemedida, lo que dificulta mucho obtener datos para ciertos niveles de tensión. Sin embargo, ESSA cuenta con una página web donde quienes desean convertirse en autogeneradores pueden

consultar si hay centros de transformación disponibles para legalizar sistemas de energía de FNCE. En el mapa llamado GEOPORTAL se pueden ubicar los apoyos de las redes de distribución de baja tensión y acceder a información eléctrica de los centros de transformación, lo que facilita que los usuarios interesados en instalar FNCE en sus hogares puedan legalizar sus sistemas (ESSA, 2025). Tras realizar las consultas necesarias con un empleado de la ESSA, se obtuvieron los siguientes valores:

**Tabla 5** Criterios técnicos (Ci) de la matriz IAR por ubicación, con datos reportados por ESSA

| Criterio técnico (Ci)                     | Berlín       | Picacho      | La Laguna    |
|---|--------------|--------------|--------------|
| <b>1. Nivel de tensión</b>                | <b>10%</b>   | <b>10%</b>   | <b>10%</b>   |
| <b>2. Capacidad de corto circuito</b>     | <b>20 kA</b> | <b>10 kA</b> | <b>10 kA</b> |
| <b>3. Factor de potencia (FP)</b>         | <b>0,95</b>  | <b>0,97</b>  | <b>0,97</b>  |
| <b>4. Distorsión armónica total (THD)</b> | <b>ND</b>    | <b>ND</b>    | <b>ND</b>    |
| <b>5. Capacidad de carga de red</b>       | <b>70%</b>   | <b>20%</b>   | <b>10%</b>   |

*Fuente: Elaboración propia a través de los valores obtenidos por la ESSA.*

En la tabla a continuación se muestra los cálculos de los índices para cada una de las locaciones posibles.

**Tabla 6** Evaluación del IAR para las 3 ubicaciones.

| Criterio técnico (Ci)                     | PONDERACIÓN | BERLIN | PICACHO | LA LAGUNA |
|---|-------------|--------|---------|-----------|
| <b>1. Nivel de tensión</b>                | 0,30        | 0%     | 0%      | 0%        |
| <b>2. Capacidad de corto circuito</b>     | 0,25        | 25%    | 0%      | 0%        |
| <b>3. Factor de potencia (FP)</b>         | 0,15        | 0%     | 15%     | 15%       |
| <b>4. Distorsión armónica total (THD)</b> | 0,15        | 15%    | 15%     | 15%       |
| <b>5. Capacidad de carga de red</b>       | 0,15        | 15%    | 15%     | 15%       |
|   | SUMA        | 55%    | 45%     | 45%       |

*Fuente: Elaboración propia a través de los valores obtenidos por la ESSA*

El IAR arroja 55% para Berlín y 45% para Picacho y La Laguna, clasificando a todos como redes no adecuadas ( $IAR < 60\%$ ). No obstante, Berlín destaca por su mayor puntaje, principalmente por cumplir el criterio de capacidad de cortocircuito. Aunque ninguna alternativa es adecuada globalmente, Berlín se considera la opción técnica más favorable, pues presenta menos restricciones para la conexión y mejores condiciones para aplicar mejoras o negociar refuerzos con el operador de red.

Las acciones necesarias para mejorar el IAR, en lo referente a su aspecto estructural, no corresponden al tesista ni al usuario final, sino que son responsabilidad del Operador de Red. Esto se debe a que los factores que más influyen en el resultado dependen directamente de las condiciones de la infraestructura de distribución. Específicamente, el nivel de tensión en el punto de conexión y la capacidad de cortocircuito están determinados por la topología del alimentador, la regulación vigente, la impedancia de la red, la capacidad de transformación, la configuración de protecciones y el estado de carga del circuito; todas estas variables solo pueden modificarse mediante planificación, operación o fortalecimiento de la red, como reformulación de las topologías, reemplazo de transformadores, reconfiguración de circuitos o incorporación de equipos de compensación.

En este estudio, las acciones para aumentar el IAR se consideran externas al diseño del sistema fotovoltaico, ya que factores como el nivel de tensión y la capacidad de cortocircuito dependen de la infraestructura de distribución existente y no pueden ser modificados desde el proyecto de conexión del usuario, y se queda a la espera de que el sistema de distribución sea mejorado por el operador de red.

## 8. Diseño de la instalación

### 8.1. Perfil de demanda energética de la electrolinera

#### 8.1.1. Supuestos de operación de la electrolinera

##### 8.1.1.1. Número de cargadores

Según la normativa colombiana dada por la resolución 40559 del 21 de noviembre Emitida por el ministerio de Minas y Energía por la cual se adoptan lineamientos de interoperabilidad para el reporte, gestión y consulta de información generada por las estaciones de carga de acceso público para VEs, en su artículo 4, se estipulan los estándares de conectores mínimos para Estaciones de recarga de acceso público. Según la resolución “Todo Prestador de servicio de carga [...] deberá contar con al menos un conector Tipo 2 [...] y al menos un conector CCS Combo 2” (*Ministerio de Minas y Energía, 2025a, art. 4;2025b*).

Por lo tanto, se seleccionaron dos cargadores que cumplan con estas características. Entre los seleccionados se encuentran un cargador rápido de la marca KPN de la Serie 60 kW y un cargador Delta CC wallbox de 50 kW.

##### 8.1.1.2. Características generales de los cargadores.

Cargador 1: KPN de la Serie 60 kW

- Potencia nominal configurable hasta 60 kW para carga simple o carga paralela de 30 kW.
- 2 puertos por cargador, que pueden operar en paralelo.
- Cargador tipo CCS2, acordes a los lineamientos de la resolución.
- Carga Modo 4 – IEC-61851, ISO-15118, DIN 70121, acordes a los lineamientos de la resolución.
- Voltaje CC: 200–750 V
- Corriente CCS2: 150 A
- Protocolos OCPP 1.6J

Cargador 2 Delta WallBox 50kW:

- Potencia nominal 72 kW configurable hasta 50 kW en CC para carga simple, y hasta 7 kW en CA para carga simple.

- 3 puertos por cargador, 2 CC (CCS2 y CHAdeMO) y 1 CA (Tipo 2).
- Carga Modo 4 (CC) e IEC 61851-1 / IEC 61851-23 / IEC 61851-24, acordes a los lineamientos de la resolución (IEC, 2017; IEC, 2014a, 2014b).
- El puerto CA funciona bajo Modo 3, con cumplimiento IEC 61851-1 e IEC 62196
- Voltaje DC: 150–500 VDC
- Corriente CCS2: 125 A
- Protocolos OCPP 1.6J

#### 8.1.1.3. Horas típicas de operación por día.

En el sitio de operación de la electrolinera, queda un restaurante y cafetería con un punto estratégico de la región. En este lugar paran muchas personas a repostar y la acumulación principal de viajeros podría darse en las horas del desayuno y del almuerzo, es decir entre las 07:00 a 09:00 y de 12:00 a 14:00.

Por otra parte, es necesario hacer la estimación de los tiempos de carga para cada categoría. La literatura técnica indica que los sistemas de carga rápida CC con conectores CCS, operando entre 50 y 60 kW como los considerados en este proyecto, que permiten recuperar entre el 10 % y el 80 % del estado de carga en aproximadamente 20 a 45 minutos, dependiendo de la capacidad de la batería y de la gestión térmica del vehículo (Sarda et al., 2024). Estos valores son consistentes con revisiones tecnológicas recientes, las cuales destacan que la carga rápida en Modo 4 suele completarse en menos de una hora en la mayoría de los VEs modernos (Acharige et al., 2022).

Por su parte, la carga en corriente alterna mediante conector Tipo 2 presenta tiempos mucho mayores, típicamente entre 4 y 10 horas para una carga completa a potencias de 7 a 22 kW, lo que confirma su uso orientado a estacionamientos prolongados o recarga semirrápida de oportunidad (U.S. Department of Transportation, 2025). En conjunto, estos rangos permiten establecer supuestos realistas para dimensionar la infraestructura, estimar la energía diaria demandada y proyectar los escenarios operativos de la electrolinera.

#### 8.1.1.4. Factor de simultaneidad

Se va a suponer un factor de simultaneidad de 0.7 como factor típico considerando que hay 4 puntos de conexión y en un supuesto donde al menos 3 estén simultáneos. Aun así, se considera un escenario hipotético con carga total, para efectos prácticos de escenarios

posibles reales. Los estudios del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) indican que los cargadores suelen estar lejos de su máxima ocupación, incluso en zonas de alta demanda, donde la operación simultánea rara vez supera el 50–70 % (Borlaug et al., 2023). La infraestructura de carga rápida muestra patrones de uso asincrónicos, lo que disminuye la probabilidad de que varios cargadores funcionen a plena potencia al mismo tiempo (Lee et al., 2023). Sin embargo, para el análisis técnico también se considera un escenario extremo de carga total para validar la robustez de la solución.

#### 8.1.1.5. Escenario base

Podemos modelarlo así:

- $h_{\text{KPN}}$  = horas equivalentes de operación a 60 kW
- $h_{\text{DC,Delta}}$  = horas equivalentes de operación a 50 kW
- $h_{\text{AC,Delta}}$  = horas equivalentes de operación a 22 kW

Entonces, la energía diaria de los cargadores:

$$E_{\text{día}} = 60 h_{\text{KPN}} + 50 h_{\text{DC,Delta}} + 22 h_{\text{AC,Delta}} \text{ [kWh/día]}$$

#### 8.1.1.6. Escenarios posibles de carga simultánea

##### a) 100% de simultaneidad

En un escenario de 100% de carga sucederá cuando dos puntos de conexión del primer cargador estén operando en paralelo para una carga total de 60 kW, y por otra parte, que tanto el punto de conexión en CC y CA del segundo cargador estén activos al tiempo. En ese momento la potencia requerida por el sistema será de:

$$P_{100\%} = 60 + 50 + 22 = 132 \text{ [kW]}$$

##### b) 75% de simultaneidad

En un escenario de 75% de carga existen múltiples consideraciones debido a las posibles combinaciones. Pero para facilitar los cálculos se usarán los 3 puntos de conexión con más carga. Eso nos deja con todos los puntos de conexión en CC lo que nos deja:

$$P_{75\%} = 60 + 50 = 110 \text{ [kW]}$$

### 8.1.1.7. Perfil horario de demanda esperado

Teniendo en cuenta toda la información anteriormente mencionada se procede a hacer una estimación del perfil de demanda para la electrolinera. En la tabla a continuación se presenta la estimación de automóviles y perfil horario por cada cargador:

**Tabla 7** Perfiles de uso por horas y energía según el tipo de cargador.

| Equipo                        | Potencia nominal (kW) | Energía diaria (kWh) | Horas equivalentes a plena carga (h/día) | Nº vehículos/día (supuesto) | Energía media por vehículo (kWh/veh) |
|-------------------------------|-----------------------|----------------------|--|-----------------------------|--------------------------------------|
| KPN CC 60 kW                  | 60                    | 420                  | 7  | 14                          | 30                                   |
| Delta CC 50 kW (CCS2/CHAdeMO) | 50                    | 300                  | 6  | 12                          | 25                                   |
| Delta CA 22 kW (Tipo 2)       | 22                    | 176                  | 8  | 6                           | 29,3                                 |
| <b>Total electrolinera</b>    | <b>132</b>            | <b>896</b>           | —  | <b>30</b>                   | <b>28,1</b>                          |

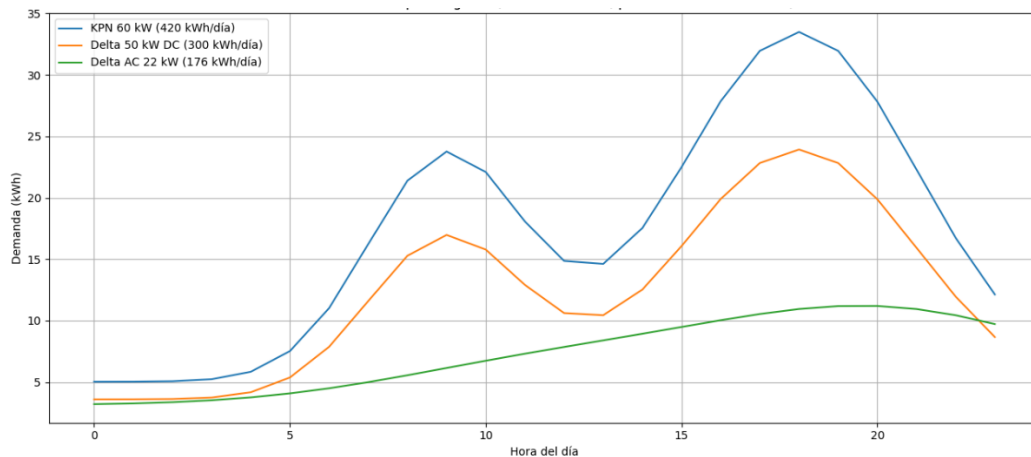
*Fuente: Elaboración propia a través de la información de perfiles de cargador proporcionada por NREL (Borlaug et al., 2023).*

Como se puede observar el promedio de energía diaria ronda cerca de los 900 kWh y un promedio por automóvil cercano a los 28 kWh. Para efectos de diseño se asumirá un total de 900 kWh indicando que el exceso de los 4 kWh corresponde aproximadamente a la iluminación del lugar, oficinas administrativas y a la operación de los cargadores.

Así mismo es importante comprender como serán las curvas de demandas proyectada para solapar con él la producción de energía que se tendrá por parte de los paneles, cuanta energía se tomará de la red y cuantos excedentes se inyectarán a la red. Las curvas de demanda horarias generadas para los tres cargadores de la electrolinera se basan en patrones de uso y perfiles de carga reportados por el NREL, los cuales evidencian que las estaciones de carga rápida (DCFC) presentan picos de demanda concentrados en las horas de la mañana y al final de la tarde, coincidiendo con los flujos típicos de movilidad diaria. Asimismo, los puntos de carga en CA de Nivel 2 muestran perfiles más extendidos y menos abruptos, con mayor actividad en horas de la tarde y la noche debido a los tiempos de residencia más prolongados y a los hábitos de carga de los usuarios. Estos comportamientos han sido ampliamente caracterizados en estudios de NREL sobre la flexibilidad, distribución temporal y patrones de

carga de estaciones de carga para VEs (Borlaug et al., 2023), lo que fundamenta el uso de estas curvas como representación técnicamente válida para la operación de una electrolinera en condiciones reales de demanda.

**Figura 3** Curvas horarias de demanda por cada tipo de cargador, basados en los perfiles de demanda de NREL.



*Fuente: Elaboración propia a partir de perfiles de demanda de NREL (Borlaug et al., 2023).*

## 8.2. Centro de transformación

Para la conexión del sistema fotovoltaico y de la electrolinera se requiere acceso directo a la red de media tensión, dado que la normativa técnica colombiana establece que los transformadores deben operar dentro de márgenes seguros y con capacidad de reserva. El RETIE (Art. 14.2.2 y 15.4.1) exige que los equipos de transformación no se operen en sobrecarga y que las nuevas fuentes o cargas no comprometan la estabilidad de la red. De manera complementaria, la regulación de la CREG 025 de 1995 obliga al Operador de Red a garantizar la disponibilidad de capacidad y evitar niveles de carga cercanos al límite nominal (CREG, 1995).

En aplicación de estas normas, la ESSA adopta el criterio técnico de no permitir la conexión de autogeneradores o cargas mayores cuando el transformador supera el 50% de su capacidad nominal, preservando así la confiabilidad y la reserva operativa del sistema. Bajo estas condiciones, la conexión en media tensión resulta obligatoria y técnicamente adecuada para el proyecto.

Por lo tanto, teniendo en cuenta la suma total de las potencias de los cargadores más 3,5 kVA para cargas de oficina e iluminación, se tiene:

$$S_{min} = 72 \text{ kVA} + 60 \text{ kVA} + 3,5 \text{ kVA} = 135,5 \text{ kVA}$$

Con lo anterior se optó por instalar un transformador de capacidad nominal 150 kVA para atender la demanda de la electrolinera. Así mismo teniendo en cuenta la selección de los cargadores se usará una tensión de 380 V como barraje del sistema de carga. Por lo tanto, la relación de transformación será de 13200  $\Delta$  /380 Y V.

Por otra parte, para atender la demanda de oficinas, luces y demás se instalará un transformador adicional de 4 kVA con relación 220 Y/380 Y V.

### 8.3. Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

#### 8.3.1. Determinación de la inclinación

##### **Solsticio invierno:**

$$\text{Punto de culminación del sol} = 90^\circ - (\text{Latitud} + 23^\circ)$$

$$\text{Punto de culminación del sol} = 90^\circ - (7,18^\circ + 23^\circ) = \mathbf{59,82^\circ}$$

##### **Solsticio Verano:**

$$\text{Punto de culminación del sol} = 90^\circ - (\text{Latitud} - 23^\circ)$$

$$\text{Punto de culminación del sol} = 90^\circ - (7,18^\circ - 23^\circ) = \mathbf{105,82^\circ}$$

Inclinación de los Módulos

##### **Solsticio invierno:**

$$\text{Inclinación máx. eficiencia} = 90^\circ - \text{Punto de culminación}$$

$$\text{Inclinación máx. eficiencia paneles} = 90^\circ - 59,82^\circ = \mathbf{30,18^\circ}$$

##### **Solsticio Verano:**

$$\text{Inclinación máx. eficiencia} = 90^\circ - \text{Punto de culminación}$$

$$\text{Inclinación máx. eficiencia paneles} = 90^\circ - 105,88^\circ = \mathbf{15,82^\circ}$$

Como se trata de una instalación fija, se realiza un promedio entre ambas:

$$\alpha = \frac{30,18^\circ + 15,82^\circ}{2} = \mathbf{23^\circ}$$

### 8.3.2. Selección de los paneles solares

Para la selección se priorizó los paneles monocristalinos por representar los de mayor eficiencia. Por otra parte, se tuvieron en cuenta solo paneles por arriba de 500 W con el fin de reducir el número de unidades, considerando el tamaño de las necesidades energéticas. La tabla a continuación muestra el conjunto de paneles obtenidos de diversas fuentes y proveedores nacionales e internacionales. Los precios fueron extraídos del valor más económico encontrado entre los distintos proveedores a corte de noviembre de 2025.

**Tabla 8** Paneles monocristalinos seleccionados con potencias por arriba de 500 W

| Marca / Fabricante | Potencia (W) | Área (m <sup>2</sup> ) | Precio (COP) | W/m <sup>2</sup> | COP/kW    |
|--------------------|--------------|------------------------|--------------|------------------|-----------|
| JA Solar           | 620          | 2.704                  | 505,7        | 229.4            | 815,645   |
| Tensite            | 610          | 2.703                  | 579          | 225.7            | 949,18    |
| Ecogreen           | 540          | 2.584                  | 778,577      | 209.1            | 1,441,440 |
| Astro (Astronergy) | 580          | 2.584                  | 379          | 224.5            | 653,448   |
| Risen              | 670          | 3.106                  | 700          | 215.7            | 1,044,776 |
| LONGi              | 610          | 2.701                  | 362,8        | 225.8            | 594,754   |
| Trina Solar        | 710          | 3.106                  | 700          | 228.2            | 985,915   |
| Trina Solar        | 665          | 3.10                   | 549          | 214.5            | 825,563   |
| Luxen              | 590          | 2.803                  | 580          | 210.5            | 983,051   |
| Jinko Solar        | 590          | 2.583                  | 420          | 228.5            | 711,864   |
| Restar Solar       | 550          | 2.583                  | 550          | 212.9            | 1,000,000 |
| ZnShine Solar      | 600          | 2.803                  | 577          | 214.1            | 961,667   |
| ZnShine Solar      | 670          | 2.803                  | 503          | 239.1            | 750,746   |
| JA Solar           | 545          | 2.231                  | 611,49       | 244.3            | 1,122,915 |

*Fuente: Elaboración propia a partir de la información de diversos fabricantes de paneles solares.*

Teniendo en cuenta la comparativa de ambos casos (W/m<sup>2</sup> y COP/kW), se seleccionó a los mejores 5 de cada columna y luego se filtró a aquellos paneles que aparecían en ambas columnas lo que da como resultado la tabla presentada a continuación:

**Tabla 9** Tabla de selección de paneles según sus características combinadas de potencias, área y precio.

| Panel                          | W/m <sup>2</sup> | COP/kW  |
|--------------------------------|------------------|---------|
| <b>Astronergy / Astro 580W</b> | 224.5            | 653,448 |
| <b>LONGi 610W</b>              | 225.8            | 594,754 |
| <b>ZnShine 670W</b>            | 239.1            | 750,746 |
| <b>Jinko 590W</b>              | 228.5            | 711,864 |
| <b>JA Solar 620W</b>           | 229.4            | 815,645 |

*Fuente: Elaboración propia a partir de la información de diversos fabricantes de paneles solares.*

Al hacer una revisión se decidió quedarse con el LonGi610W debido a su menor costo.

### 8.3.3. Determinar la distancia mínima entre paneles

Para garantizar el máximo aprovechamiento de la radiación solar en una instalación fotovoltaica, es fundamental definir una distancia mínima entre filas de paneles que evite el sombreado mutuo, especialmente en las horas de menor altura solar. Este procedimiento considera la inclinación de los módulos, la latitud del sitio y el ángulo solar durante el solsticio de invierno, cuando las sombras proyectadas alcanzan su mayor longitud. El cálculo adecuado de esta separación permite optimizar la superficie disponible, mejorar el rendimiento energético anual y asegurar la sostenibilidad técnica del diseño. A continuación, se detalla el proceso de cálculo.

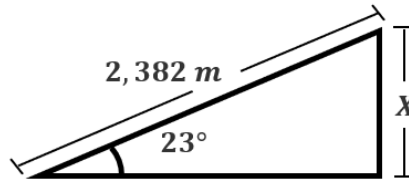
1. Determinar el largo del panel:

**Figura 4** Características mecánicas del panel solar

| <b>Mechanical Parameters</b> |   |
|------------------------------|---|
| Cell Orientation             | 132 (6×22)  |
| Junction Box                 | IP68, three diodes  |
| Output Cable                 | 4mm <sup>2</sup> , +400, -200mm/±1400mm<br>length can be customized               |
| Glass                        | Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass                                     |
| Frame                        | Anodized aluminum alloy frame   |
| Weight                       | 33.5kg  |
| Dimension                    | 2382×1134×30mm  |
| Packaging                    | 36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs or 576pcs (only for USA) per 40' HC |

*Fuente : Data Sheet – LONGi Hi-MO 7 LR8-66HGD 595~625 (LONGi Solar Technology Co., Ltd., 2025).*

2. La inclinación del panel solar será de  $23^\circ$ , por lo tanto:



$$X = \text{Sen}(23^\circ) * 2,382 \text{ m}$$

$$X = 0,931 \text{ m}$$

3. Hallamos el factor  $K$ :

$$K = \frac{1}{\text{Tan}(61 - \text{Latitud})}$$

$$K = \frac{1}{\text{Tan}(61 - 23^\circ)} = 1,279$$

4. Finalmente aplicamos la fórmula de la distancia mínima:

$$d_{\text{min}} = X * K$$

$$d_{\text{min}} = 0,931 \text{ m} * 1,279 = 1,190$$

#### 8.3.4. Determinar el azimut

En el sitio seleccionado para la instalación fotovoltaica se dispone de un área libre de construcciones, vegetación densa u otras estructuras que pudieran generar sombreado o limitar la orientación de los módulos. Por tal motivo, los paneles se dispondrán con acimut  $0^\circ$ , es decir, orientados directamente hacia el norte geográfico (condición óptima para el hemisferio sur). Asimismo, al no presentarse elementos cercanos que proyecten sombras sobre la superficie de captación, no es necesario realizar un análisis detallado de sombreado, lo cual simplifica el diseño y garantiza un aprovechamiento uniforme de la radiación solar a lo largo del año.

#### 8.3.5. Rendimiento anual del sistema

En el análisis de rendimiento de un sistema fotovoltaico conectado a red (ON-grid), resulta esencial considerar las diversas fuentes de pérdidas que reducen la producción real con respecto al potencial teórico. Estas pérdidas abarcan aspectos térmicos, por masa de aire, por

conversión, por suciedad o sombreado, entre otros, y su cuantificación permite diseñar márgenes de seguridad, optimizar la operación y prever rendimientos más realistas. De hecho, como señalan algunos autores, “la consideración de pérdidas inevitables en un sistema fotovoltaico completo es imperativa para capturar de modo óptimo la energía solar” (Zohaib et al., 2021). Para el caso particular de estudio tenemos que:

**Tabla 10** Factores de pérdida considerados en el análisis de rendimiento del sistema fotovoltaico.

| TIPO DE PÉRDIDA                                | RANGO TÍPICO | % PERDIDAS |
|--|--------------|------------|
| Pérdidas por temperatura                       | 5% - 7%      | 5%         |
| Pérdidas por el factor masa de aire            | 0% - 2%      | 1%         |
| Pérdidas por elevación de baja a media tensión | 4% - 6%      | 4%         |
| Pérdidas por sombreado                         | 0% - 2%      | 1%         |
| Pérdidas por suciedad                          | 4% - 12%     | 4%         |
| Pérdidas por conversión CC a AC                | 8% - 12%     | 8%         |
| Pérdidas por desajuste de módulos              | 0% - 2%      | 1%         |
|  |              | <b>24%</b> |

*Fuente: Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Skoplaki, E., & Palyvos, J. A. (2009).*

Justificación:

- Pérdidas por temperatura (5%). Como los módulos fotovoltaicos disminuyen su eficiencia cuando aumenta la temperatura, se estima una pérdida del 5%. Este valor está en el límite inferior del rango porque el sistema está en campo abierto, lo que permite una buena ventilación y disipación térmica.
- Pérdidas por el factor masa de aire (1%). Se selecciona un 1% como una pérdida moderada, dentro del rango.
- Pérdidas por elevación de baja a media tensión (4%). Se ha escogido el valor mínimo del rango, ya que se asume un diseño eficiente del sistema con transformadores cercanos y conductores correctamente dimensionados.

- Pérdidas por sombreado (1%). Como es un sistema en campo abierto, pueden existir pequeñas obstrucciones temporales o estructurales (como postes, árboles lejanos, u otras instalaciones). Por ello, se considera una pérdida mínima del 1%.
- Pérdidas por suciedad (4%). La suciedad en los paneles proviene principalmente de polvo y polen. Dado que el sistema está en campo abierto, pero no en zona extremadamente árida, se selecciona el mínimo del rango, considerando además un plan de limpieza periódico.
- Pérdidas por conversión CC a CA (9%). Se selecciona el valor de (9%), ya que el inversor es de alta eficiencia y se realiza una correcta configuración del sistema.
- Pérdidas por desajuste de módulos (1%). Se considera un desajuste leve, ya que los módulos fueron bien seleccionados y emparejados. Sin embargo, se incluye un 1% por pequeñas diferencias en la producción.

Por lo tanto, el rendimiento es:

$$\text{Rendimiento} = 1 - 0,25$$

$$\text{Rendimiento} = 0,75$$

### 8.3.6. Producción de energía estimada en kWh año por kWp instalado

Para esta parte, es necesario determinar la cantidad de energía que los VEs consumirán diariamente, así como la potencia que deberá generarse para cubrir dicha demanda energética. Con el fin de ilustrar el procedimiento de dimensionamiento empleado en este proyecto, se desarrolla un ejemplo representativo de cálculo aplicado a una de las ubicaciones analizadas —en este caso, el sitio de Berlín (Tona, Santander).

Este ejemplo tiene carácter demostrativo, pues el mismo procedimiento se replicará posteriormente para las demás localizaciones (El Picacho y La Laguna), utilizando sus respectivos valores de irradiancia, altitud y temperatura. Los resultados consolidados se presentarán en la tabla comparativa de dimensionamiento incluida más adelante en este capítulo.

**Paso 1:** Energía diaria requerida

Tomando en cuenta la información del apartado 8.1.1.7 tenemos que:

$$E_{\text{día}} = 900 \text{ kWh/día}$$

**Paso 2:** Conversión a tamaño de planta PV (kW<sub>p</sub>)

$$P_{pv\_instalado} = \frac{E_{\text{día}}}{HSP * \eta}$$

$$P_{pv\_instalado} = \frac{900}{4,5 * 0,75}$$

$$P_{pv\_instalado} = 266,7 \text{ kWp}$$

**Paso 3:** Número aproximado de paneles

El panel que se va a utilizar es el de potencia de 620 W de la marca LONGi.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{266,7 \text{ kWp}}{0,61 \text{ kW/panel}}$$

$$N_{\text{paneles}} = 437,21 \approx 438$$

Verificación del total instalado:

$$438 * 0,610 = 267 \text{ kWp}$$

**Paso 4:** Ahora que ya tenemos el número de los módulos podemos calcular la producción de energía estimada en kWh/año por kWp instalado. Para determinar la producción anual de energía, se tiene en cuenta la siguiente fórmula:

$$E_{\text{anual}} = P_{\text{panel}} * N^{\circ}_{\text{paneles}} * PR * HSP * 365$$

Donde:

$E_{\text{anual}}$  = Energía anual del sistema

$P_{\text{panel}}$  = Potencia del panel (610Wp)

$N^{\circ}_{\text{paneles}}$  = Número de paneles (30)

$PR$  = Factor de pérdidas (0,75)

$HSP$  = Horas Solares Pico (4,5 horas)

365 = Días del año

Reemplazando

$$E_{anual} = 0,61 * 438 * 0,75 * 4,5 * 365$$

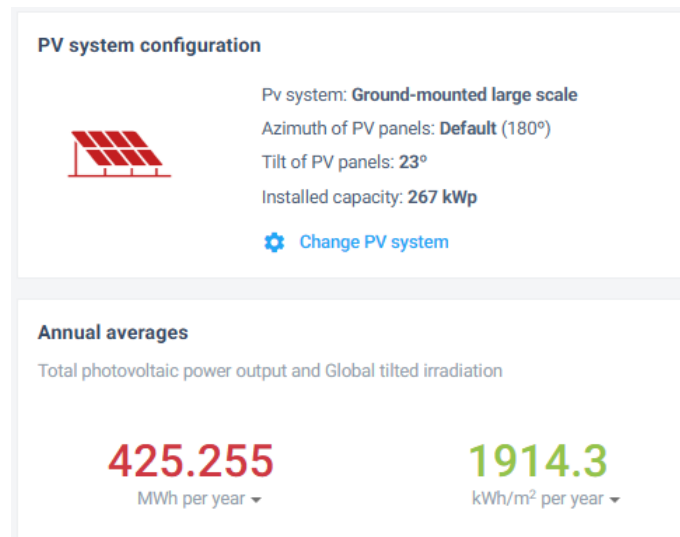
$$E_{anual} = 329,13 \text{ MWh año}$$

Ahora;

$$\frac{329,13 \text{ MWh}}{267 \text{ kWp}} \approx 1232,7 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}} \text{ año}$$

Según las estimaciones de Global Solar Atlas La producción promedio de energía es de alrededor de 425.25 MWh al año.

**Figura 5** Análisis de potencial solar de la instalación en Solar Global Atlas



*Fuente: World Bank Group & Solargis. (2024).*

#### **Paso 5:** Selección del inversor

Teniendo en cuenta que la capacidad instalada de este sistema es de 267 kW, se seleccionan dos inversores de la marca Huawei de 100kW cada uno y se sobredimensionan un 33% aproximadamente para cumplir con la capacidad instalada solicitada por el sistema. Para su correcta selección se tienen en cuenta los siguientes parámetros de las fichas técnicas tanto del panel como del inversor:

$$\text{Corriente de cortocircuito } (I_{sc}) < \text{Corriente maxima de entrada}$$

$$\text{Voltaje de circuito abierto } (V_{oc}) < \text{Voltaje maximo de entrada}$$

**Figura 6** Ficha técnica del panel Longi HI-MO7 610W

| Electrical Characteristics       | STC : AM1.5 1000W/m <sup>2</sup> 25°C |       |                |       | NOCT : AM1.5 800W/m <sup>2</sup> 20°C 1.0 m/s |       |                |       | Test           |       |
|----------------------------------|---------------------------------------|-------|----------------|-------|---|-------|----------------|-------|----------------|-------|
|                                  | LR8-66HGD-595M                        |       | LR8-66HGD-600M |       | LR8-66HGD-605M                                |       | LR8-66HGD-610M |       | LR8-66HGD-615M |       |
| Module Type                      |                                       |       |                |       |   |       |                |       |                |       |
| Testing Condition                | STC                                   | NOCT  | STC            | NOCT  | STC   | NOCT  | STC            | NOCT  | STC            | NOCT  |
| Maximum Power (Pmax/W)           | 595                                   | 452.9 | 600            | 456.7 | 605   | 460.5 | 610            | 464.3 | 615            | 468.1 |
| Open Circuit Voltage (Voc/V)     | 47.78                                 | 45.41 | 47.98          | 45.60 | 48.18   | 45.79 | 48.38          | 45.98 | 48.58          | 46.17 |
| Short Circuit Current (Isc/A)    | 15.80                                 | 12.69 | 15.85          | 12.73 | 15.90   | 12.77 | 15.95          | 12.81 | 16.00          | 12.85 |
| Voltage at Maximum Power (Vmp/V) | 39.91                                 | 37.93 | 40.11          | 38.12 | 40.31   | 38.31 | 40.51          | 38.50 | 40.71          | 38.69 |
| Current at Maximum Power (Imp/A) | 14.91                                 | 11.94 | 14.96          | 11.98 | 15.01   | 12.02 | 15.06          | 12.06 | 15.11          | 12.10 |
| Module Efficiency(%)             | 22.0                                  |       | 22.2           |       | 22.4  |       | 22.6           |       | 22.8           |       |

*Fuente : Data Sheet – LONGi Hi-MO 7 LR8-66HGD 595~625 (LONGi Solar Technology Co., Ltd., 2025).*

**Figura 7** Ficha técnica del inversor Huawei SUN2000-100KTL

| Modelo   | 100K                                    | 110K              |
|--|---|-------------------|
| <b>Entrada (DC)</b>                                  |   |                   |
| Voltaje máximo de entrada                            | 1100 V                                  |                   |
| Voltaje nominal                                      | 600 V                                   |                   |
| Voltaje de arranque                                  | 195 V                                   |                   |
| Rango de voltaje MPPT                                | 180 - 1000 V                            |                   |
| Corriente máxima de entrada                          | 10 × 32 A                               |                   |
| Corriente máxima de cortocircuito                    | 10 × 40 A                               |                   |
| Número de MPPT / Número máximo de cadenas de entrada | 10 / 20                                 |                   |
| <b>Salida (AC)</b>                                   |   |                   |
| Potencia nominal de salida                           | 100 kW                                  | 110 kW            |
| Potencia aparente máxima de salida                   | 110 kVA                                 | 121 kVA           |
| Potencia máxima de salida                            | 110 kW                                  | 121 kW            |
| Voltaje nominal de la red                            | 3/N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V    |                   |
| Frecuencia nominal de la red                         | 50 Hz / 60 Hz                           |                   |
| Corriente nominal de salida de red                   | 152.0 A / 144.3 A                       | 167.1 A / 158.8 A |
| Corriente máxima de salida                           | 167.1 A / 158.8 A                       | 183.8 A / 174.7 A |
| Factor de potencia                                   | > 0.99 (0.8 capacitivo a 0.8 inductivo) |                   |
| THDi   | < 3%                                    |                   |
| <b>Eficiencia</b>                                    |   |                   |
| Eficiencia máxima                                    | 98.7%                                   |                   |
| Eficiencia EU  | 98.3%                                   |                   |

*Fuente: Data Sheet – Huawei SUN2000-100KTL / 110KTL (Huawei Technologies Co., Ltd., 2023).*

Una vez verificado lo anterior se establecen las conexiones de los MPPT o entradas de los inversores para la totalidad de los módulos.

**Figura 8** Disposición y distribución de los paneles solares en conexión con los MPPT de cada inversor.

| Inversor 1 |    |    |    |
|------------|----|----|----|
| 11         | 11 | 11 | 11 |
| 11         | 11 | 11 | 11 |
| 11         | 11 | 11 | 11 |
| 11         | 11 | 11 | 11 |
| 11         | 11 | 11 | 11 |

| Inversor 2 |    |    |    |
|------------|----|----|----|
| 11         | 11 | 11 | 11 |
| 11         | 11 | 11 | 11 |
| 11         | 11 | 11 | 11 |
| 11         | 11 | 11 | 11 |
| 11         | 11 | 10 | 10 |

*Fuente: Elaboración propia*

Comprobando que cumple por corriente:

- Para 20 cadenas para cada inversor:

$$I_{sc} = 12,06 * 20$$

$$I_{sc} = 241,2 < 320 [A] \text{ CUMPLE}$$

Comprobando que cumple por tensión:

$$V_{oc} = 45,98 * 11$$

$$V_{oc} = 505,78 < 1000 [V] \text{ CUMPLE}$$

### 8.3.7. Ubicación y tamaño de la superficie de instalación.

**Ubicación:** Para efectos del presente proyecto, se asume como área disponible un terreno ubicado en las cercanías del corregimiento de Berlín (Santander), identificado mediante Google Maps, con una extensión aproximada de 2.600 m<sup>2</sup>. Esta localización se considera adecuada para la instalación del sistema fotovoltaico propuesto, dado su nivel de irradiación y accesibilidad.

**Figura 9** Ubicación del área disponible para intervenir para la colocación del sistema.



Fuente: Tomado de Google Maps (Google, 2025).

### 8.3.7.1. Tamaño requerido para la instalación

Para estimar el área ocupada por los paneles se determina primero el área del panel y posteriormente el área total.

$$\text{Área}_{\text{por módulo}} = 2,382\text{m} * 1,134\text{m} = 2,701 \text{ m}^2$$

$$\text{Área}_{\text{total}} = 2,701 \text{ m}^2 * 438 = 1183 \text{ m}^2$$

Área total del campo fotovoltaico (con separación, pasillos, inclinación, etc.)

#### Datos base

- Dimensiones del panel: 2,382m x 1,134m
- Número de paneles: 438 unidades

- Distancia entre filas: 1.19 m (para evitar sombras entre hileras).

$$\text{Área}_{\text{fila}} = 2,382 * (1,134 + 1,23) = 5,535 \text{ m}^2$$

$$\text{Área}_{\text{total final}} = 5,535 \text{ m}^2 * 438 = 2424,66 \text{ m}^2$$

Para el desarrollo del presente proyecto se determinó que el área total requerida para la instalación del sistema fotovoltaico es de 2.633,35 m<sup>2</sup>. Con base en la localización seleccionada en las cercanías del corregimiento de Berlín (Santander), se identificó mediante herramientas de cartografía digital (Google Maps) un terreno con una superficie disponible aproximada de 9990 m<sup>2</sup>. Dado que el área disponible supera ampliamente el requerimiento calculado, se concluye que el espacio propuesto resulta adecuado y suficiente para la implementación del sistema fotovoltaico planteado en este estudio.

### 8.3.8. Selección de los conductores

#### 8.3.8.1. Conductores de paneles solares a inversor en DC

Para el cálculo de los conductores que llevarán la energía desde los paneles hasta el inversor se tiene en consideración que:

$$S_1 = \frac{2 * I * l}{\delta * \Delta V}$$

Donde:

$S_1$ = Sección transversal del conductor

$I$ = Corriente que pasa por ese tramo (Corriente de potencia máxima  $I_{mp}$  =15,06 A)

$\delta$ = Conductividad del material (en este caso cobre: 56)

$\Delta V$ = Regulación de tensión (3%)

Conociendo que el voltaje en el punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ) es de 48,38 V, se multiplica por la cantidad de módulos conectados en serie, de la siguiente manera:

$$V \text{ por cadena} = 48,38 \text{ V} * 16 \text{ modulos}$$

$$V \text{ por cadena} = 774,1 \text{ [V]}$$

Determinando  $\Delta V$

$$\Delta V = 774,1 \text{ V} * 0.03$$

$$\Delta V = 23,22 \text{ [V]}$$

Reemplazando la fórmula y teniendo en cuenta una distancia aproximada de 160,1 m, tenemos que:

$$S_1 = \frac{2 * 15,06 * 160,1}{56 * 23,22}$$
$$S_1 = 3,71 \text{ mm}^2$$

El calibre comercial inmediatamente superior es **4 mm<sup>2</sup>** de cobre, que a su vez cumple con los niveles de ampacidad (Hasta 55 A - 60 °C)

#### 8.3.8.2. Conductores de centro de transformación hasta Tablero General Baja Tensión

Primero se obtiene la corriente a la salida del centro de transformación por el lado de baja tensión:

$$I = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3} * V_{línea}} * 1,25$$
$$I = \frac{150 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 380 \text{ V}} * 1,25 = 284,87 \text{ [A]}$$

Al evaluar la tabla de ampacidad de cables comerciales se observa que con dos conductores del calibre 1/0 AWG se puede suplir la necesidad.

Posteriormente al analizar la regulación se hacen las siguientes consideraciones:

- El factor de potencia del cargador 1 es 0,98 y del cargador 2 es 0,99 y de las cargas genéricas de iluminación y control 0,95. Haciendo un promedio ponderado con las cargas tenemos un factor de potencia aproximado de 0,98.
- La regulación máxima permitida por la norma RETIE es de 3% para tramos individuales de acometida. (Ministerio de Minas y Energía, 2022b)
- Consideramos la regulación para el escenario de carga nominal del transformador.
- Como se usarán dos conductores la corriente irá dividida en 2.
- Las acometidas se realizarán de forma subterránea con conductos de PVC estriados como lo dicta el RETIE. (Ministerio de Minas y Energía, 2022b)
- La distancia aproximada entre la salida de baja tensión del centro de transformación y el tablero general de baja tensión es de 17 m (medidos con la herramienta AutoCAD).

Primero se debe calcular la impedancia efectiva  $Z_{eff}$  para el conductor 1/0. De la tabla de propiedades otorgada por el fabricante tenemos que:

$$R = 0,394 \frac{\Omega}{km} \quad y \quad X = 0,144 \frac{\Omega}{km}$$

Para halla  $Z_{eff}$  se tiene que:

$$Z_{eff} = R * \cos(\theta) + X * \sin(\theta)$$

Donde  $\theta$  es:

$$\theta = \cos^{-1}(\text{factor de potencia})$$

Con esto tenemos que:

$$\theta = \cos^{-1}(0,98) = 11,47$$

$$Z_{eff} = 0,394 * \cos(11,47) + 0,144 * \sin(11,47)$$

$$Z_{eff} = 0,4147 \frac{\Omega}{km}$$

Ahora para calcular la regulación de una línea trifásico con neutro se tiene que:

$$\Delta V\% = \frac{I * Z_{eff} * l}{V_{linea}} * 100\%$$

$$\Delta V\% = \frac{142,43 * 0,4147 * \frac{17}{1000}}{380} * 100\% = 0,26\% < 3\%$$

Determinando así que los conductores cumplen por regulación de tensión y por corriente.

### 8.3.8.3. Conductores de inversores al Tablero General Baja Tensión

Repitiendo los cálculos anteriores para el tramo mencionado tenemos en consideración:

- La distancia aproximada entre la entrada de los inversores y el tablero general de baja tensión es de 4 m (medidos con la herramienta AutoCAD).

$$I = \frac{100 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 380 \text{ V}} * 1,25 = 151,93 \text{ [A]}$$

El conductor seleccionado para la ampacidad requerida es de 1/0 AWG.

$$Z_{eff} = 0,4147 \frac{\Omega}{km}$$

$$\Delta V\% = \frac{151,93 * 0,4147 * \frac{4}{1000}}{380} * 100\% = 0,066\% < 3\%$$

#### 8.3.8.4. Conductores de Tablero General Baja Tensión a cargadores de la Electrolinera y Otros servicios

- La distancia aproximada entre el tablero general de baja tensión y la entrada de los cargadores es de 87 m (medidos con la herramienta AutoCAD).

Para el cargador 1: Delta

$$I = \frac{72 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 380 \text{ V}} * 1,25 = 136,74 \text{ [A]}$$

El conductor seleccionado para la ampacidad requerida es de 1/0 AWG.

$$Z_{eff} = 0,4147 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\Delta V\% = \frac{136,74 * 0,4147 * \frac{87}{1000}}{380} * 100\% = 1,29\% < 3\%$$

Para el cargador 2: KPN

$$I = \frac{60 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 380 \text{ V}} * 1,25 = 113,95 \text{ [A]}$$

El conductor seleccionado para la ampacidad requerida es de 2 AWG.

$$Z_{eff} = 0,6488 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\Delta V\% = \frac{113,95 * 0,6488 * \frac{87}{1000}}{380} * 100\% = 1,69\% < 3\%$$

#### 8.3.8.5. Conductores del centro de transformación hasta el punto de conexión con la red en Media tensión.

Dadas las condiciones del proyecto es necesario acceder directamente a la red de media tensión ya que la normativa del estudio técnico sugiere que no se puede ocupar el mayoritariamente la carga nominal según el numeral 15.4.1 del RETIE donde se menciona que los puntos de conexión no deben comprometer la estabilidad del sistema eléctrico, y el usuario debe garantizar que los equipos de maniobra y transformación estén dimensionados adecuadamente para la potencia instalada del transformador en media tensión para estudios

de conexión de auto generadores (Ministerio de Minas y Energía, 2022b). Al identificar el posible punto de conexión otorgado por el operador encontramos que el punto más cercano cuenta con transformadores de 45 y 120 kW respectivamente lo cual nos indica que es posible que debamos usar la red directamente para tal fin. Al analizar los posibles puntos de conexión el más favorable según la distribución de la red de media tensión, es un punto de apoyo ubicado justo frente a los predios de la gasolinera. Por tanto, se estima la distancia a partir del punto de conexión proyectando tanto los apoyos como la acometida subterránea que se requiere para tal fin.

**Figura 10** Mapa del Punto de conexión a media tensión



*Fuente : Tomado de Google Maps (Google, 2025).*

- La distancia aproximada entre el centro de transformación y el punto de conexión de media tensión es de aproximadamente 196,82 m (medidos con la herramienta Google Maps).

$$I = \frac{150 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 13200 \text{ V}} * 1,25 = 8,2 \text{ [A]}$$

ESSA (2025) establece que el calibre mínimo aceptado en redes de 13,2 kV depende del tipo de circuito. El conductor seleccionado para la ampacidad requerida es de 1/0 AWG tal como lo expresa la norma.

$$Z_{eff} = 0,4147 \frac{\Omega}{km}$$

$$\Delta V\% = \frac{8,2 * 0,4147 * \frac{196,82}{1000}}{13200} * 100\% = 0,005\% < 3\%$$

### 8.3.9. Selección de las protecciones

#### 8.3.9.1. Consideraciones previas con respecto a la altura

Por otra parte, para los conductores las normas de cálculo de ampacidad (IEC 60287/60364, NTC 2050) consideran principalmente temperatura ambiente, resistividad térmica del terreno y agrupamiento de cables. No suelen introducir un factor explícito por altura; en este caso, la baja temperatura típica del páramo (del orden de 15–10 °C) compensa ampliamente la ligera disminución de convección, por lo que no se aplica un factor adicional de reducción a los cables, y se conservan las secciones calculadas previamente.

Las normas de protección de baja tensión como la Norma ESSA (ESSA,2025) y IEC 60947-2 (IEC, 2019a) y las fichas técnicas de fabricantes indican que los interruptores automáticos están normalizados hasta 2000 m sin necesidad de corrección. Por encima de esta altura se reduce la rigidez dieléctrica del aire y la capacidad de disipación térmica, por lo cual se recomienda aplicar un factor de corrección de corriente térmica menor que 1.

Como ejemplo, un catálogo de interruptores de baja tensión (tipo MCB/MCCB) basado en IEC 60947-2 presenta la siguiente tabla de corrección por altitud:

**Tabla 11** Factores de corrección de altura según IEC 60947-2

| Altura [m] | Factor multiplicador $k_{alt}$ |
|------------|--------------------------------|
| 2000       | 0,96                           |
| 3000       | 0,93                           |
| 4000       | 0,90                           |

*Fuente: adaptado de IEC 60947-2 (IEC, 2019a)*

Para una altura de diseño de 3300 m, se puede interpolar linealmente entre 3000 y 4000 m:

$$k_{alt} \approx 0,93 - \frac{0,03}{1000} \cdot 300 \approx 0,921 \approx 0,92$$

En este trabajo se adopta:

$$k_{\text{alt}} = 0,92$$

y se define la corriente térmica efectiva del interruptor como:

$$I_{n,\text{alt}} = k_{\text{alt}} \cdot I_n$$

La condición de diseño con corrección por altura queda:

$$I_{\text{carga}} \leq I_{n,\text{alt}} \leq I_{z,\text{cable}}$$

donde  $I_z$  es la capacidad de corriente admisible del conductor.

#### 8.3.9.2. Protecciones para los paneles solares y entradas al inversor en CC.

Para este apartado se debe considerar que se seleccionó un conductor calibre 4 mm<sup>2</sup> Solar y que la corriente  $I_{sc} = 15,06$  A. Con estas consideraciones Para el lado de continua se adoptan las siguientes protecciones:

- a) Fusibles por cadena FV
  - Tipo: gPV para uso fotovoltaico.
  - Tensión nominal:  $\geq 1000$  V.
  - Corriente nominal: 20 A, determinada a partir de la corriente de cortocircuito del módulo,  $I_{sc}$ . Según IEC 60269-6 e IEC 62548, se suelen seleccionar fusibles entre  $1,25 \cdot I_{sc}$  y  $2 \cdot I_{sc}$ , asegurándose de que no superen la ampacidad del conductor. En este proyecto, se podrían emplear fusibles 20 A gPV / 1000 V por cadena.
- b) Seccionador/interruptor CC general
  - Interruptor-seccionador CC bipolar, tensión nominal  $\geq 1000$  Vdc.
  - Corriente nominal:  $\geq 32$  A, suficiente para la corriente de una cadena y para labores de seccionamiento bajo carga.
  - Coordinado con el inversor y ubicado de acuerdo con RETIE en un punto accesible para maniobra y seccionamiento de emergencia.
- c) Protección contra sobretensiones (SPD) en CC
  - Se instala un SPD Tipo 2 CC (o Tipo 1+2 si el estudio de riesgo de rayo lo justifica), con tensión de trabajo continua adecuada a la tensión máxima del generador FV.

### 8.3.9.3. Protecciones para las salidas del inversor

Para la conexión de los inversores al tablero general de baja tensión se selecciona entonces un interruptor de caja moldeada de 175 A, 3P+N, con poder de corte acorde a la corriente de cortocircuito disponible. Al aplicar el factor de corrección por altitud ( $k_{alt} = 0,92$ ), la corriente térmica efectiva asciende a 161 A, valor superior a la corriente nominal de los inversores (152 A), lo cual garantiza que el equipo no opere al límite de su capacidad en el ambiente de páramo de Berlín.

### 8.3.9.4. Protecciones para los cargadores

#### a) Para cargador KPN

Se propone una protección DPX3 3P+N - 25 kA de Legrand con corriente nominal de 160 A que sirve como interruptor/seccionador debido a que el cargador ya cuenta con protecciones internas tipo II para Falla a tierra de 20 kA.

Con la corrección por altura:

$$I_{n,alt}(160) = 0,92 \cdot 160 = 147,2 \text{ A} > 136,74 \text{ A}$$

Podemos demostrar que la protección es suficiente.

#### b) Para el cargador Delta

Se propone una protección DPX3 3P+N - 25 kA de Legrand con corriente nominal de 125 A que sirve como interruptor/seccionador debido a que el cargador ya cuenta con protecciones internas tipo II para Falla a tierra de 20 kA.

Con la corrección por altura:

$$I_{n,alt}(125) = 0,92 \cdot 125 = 115 \text{ A} > 113,95 \text{ A}$$

### 8.3.9.5. Protecciones de baja tensión del Centro de transformación

Se selecciona un interruptor automático en la caja moldeada, Siemens 3VM1225-4ED32-0AA0 3P+N, de 250 A, con poder de corte  $\geq 36$  kA a 415 V, conforme a IEC 60947-2, instalado como totalizador de baja tensión del transformador 13,2/0,38 kV – 150 kVA. Considerando un factor de corrección por altura la corriente térmica efectiva del equipo resulta:

$$I_{n,alt} = k_{alt} \cdot I_n = 0,92 \cdot 250 \text{ A} \approx 230 \text{ A}$$

valor ligeramente superior a la corriente nominal del transformador, garantizando un margen de seguridad adecuado.

#### 8.3.9.6. Protecciones de media tensión del centro de transformación

Para la protección y maniobra del transformador 150 kVA, 13,2/0,38 kV, se especifica una celda de protección de media tensión tipo SF<sub>6</sub> o vacío, con tensión nominal Um = 24 kV y barra de 630 A, adecuada para redes de 13,2 kV dentro de los estándares nacionales. Esta celda integra interruptor bajo carga/vacío, seccionador y sistema de enclavamientos mecánicos y eléctricos según las recomendaciones de IEC 62271 (IEC, 2025b). Como referencia de mercado, se consideran celdas de protección de media tensión 24 kV – 630 A, tipo SF<sub>6</sub>, cuyo precio unitario se encuentra del orden de \$ 20 millones COP, de acuerdo con catálogos comerciales de fabricantes nacionales.

#### 8.3.10. Aisladores y Dispositivos de protección contra sobretensiones.

##### 8.3.10.1. Aisladores de media tensión para el centro de transformación

Para redes de 13,2 kV (Vm ≈ 15 kV) se utiliza típicamente un nivel básico de aislamiento (BIL) de 95 kV (impulso tipo rayo 1,2/50 μs), con tensión soportada a frecuencia industrial de ~38 kV, de acuerdo con IEC 60071 (IEC, 2019b) y especificaciones de transformadores y equipos de 15 kV clase ANSI/IEC.

La Guía Metodológica GM-03 de ESSA sobre coordinación de aislamiento para redes de distribución (Empresas Públicas de Medellín – ESP, Unidad Centro de Excelencia Técnica Normalización y Laboratorios, 2019) indica que, para un BIL de 95 kV, las distancias mínimas de aislamiento externo en aire son aproximadamente:

- Distancia de arco mínima (fase-tierra): 160 mm
- Distancia de fuga mínima: 128 mm
- Distancia mínima entre fases: 160 mm

Esos valores están definidos para alturas hasta 1000 m; por encima de 1000 m, ESSA exige aplicar factor de corrección por altura para el aislamiento externo. Normas y guías basadas en IEC 60071-2 sugieren que el factor de corrección Ka para aislamiento externo puede estimarse como:

$$K_a \approx e^{m \cdot \frac{H-1000}{8150}}$$

donde, para impulso tipo rayo y aire limpio, se puede considerar  $m \approx 1$  como aproximación práctica. Para  $H = 3310$  m:

$$K_a \approx e^{\frac{3310-1000}{8150}} \approx e^{0,283} \approx 1,33$$

A esa altura, las distancias de aislamiento externo necesarias son aproximadamente un 30 % mayores que a nivel del mar. Tomando los valores base de GM-03 y aplicando  $K_a \approx 1,33$ :

- Distancia de arco corregida:

$$d_{\text{arco, Berlín}} \approx 160 \text{ mm} \cdot 1,33 \approx 213 \text{ mm}$$

Distancia de fuga corregida:

$$d_{\text{fuga, Berlín}} \approx 128 \text{ mm} \cdot 1,33 \approx 170 \text{ mm}$$

- Distancia entre fases corregida:

$$d_{\text{ff, Berlín}} \approx 160 \text{ mm} \cdot 1,33 \approx 213 \text{ mm}$$

Los aisladores de alta tensión del transformador se especifican como *bushings* de clase 15 kV con BIL de 95 kV, de acuerdo con las normas IEC 60071. Al ser aislamiento interno y externo diseñado por el fabricante, la corrección por altitud se tiene en cuenta seleccionando equipos certificados para su operación en altitudes superiores a 3000 m o con un BIL superior al mínimo (por ejemplo 110 kV).

#### 8.3.10.2. Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS) del lado para media tensión en el centro de transformación

Para proteger el transformador y la red MT, necesitas un pararrayos DPS de óxido metálico (ZnO) clase 15 kV. Algunas consideraciones para la selección son:

- Sistema: 13,2 kV ( $V_{\text{max}} \approx 15$  kV).
- BIL aislamiento de red y transformador: 95 kV.
- Para una buena coordinación, el nivel de protección al impulso ( $U_{\text{pl}}$ ) del pararrayos debe ser significativamente inferior al BIL, típicamente  $\leq 0,8 \cdot \text{BIL} \sim 76$  kV.

Teniendo en cuenta lo anterior se selecciona un pararrayos polimérico de óxido metálico clase 15 kV, con nivel de protección al impulso inferior a 80 kV, de modo que el BIL de 95 kV del sistema y del transformador mantenga un margen de coordinación adecuado.

## 9. Análisis económico

### 9.1. Ingresos

#### 9.1.1. Tarifas y escenarios de recarga

En Colombia, los precios de recarga para VEs varían según la potencia y el tipo de conector utilizado. La carga en CA tipo 2 presenta valores promedio entre \$1.250 y \$1.300 COP/kWh, ampliamente reportados para estaciones públicas de carga lenta y semi-rápida (Inpel, 2025). Por su parte, las cargas rápidas en CC, típicamente conector CCS2, se ubican en rangos superiores, usualmente entre \$1.450 y \$2.000 COP/kWh, debido a la mayor potencia y tiempos de recarga reducidos asociados a esta tecnología (Inpel, 2025; Mobility Portal, 2024). Además, se documenta que algunos operadores nacionales aplican tarifas promedio alrededor de \$1.600 COP/kWh para recarga pública, consolidando este valor como referencia representativa del mercado colombiano (GAC Motor Colombia, 2024). En conjunto, estas cifras permiten establecer escenarios tarifarios realistas para análisis financieros de electrolineras, considerando diferencias entre recarga CA y CC y sus implicaciones económicas para el usuario y el operador. Tomando como base la información mencionada anteriormente, se plantean 3 posibles escenarios financieros:

- 1) Escenario 1 - conservador / bajo precio:
  - a. CA → 1.200 COP/kWh
  - b. CC → 1.450 COP/kWh
- 2) Escenario 2 - promedio mercado:
  - a. CA → 1.300 COP/kWh
  - b. CC → 1.600 COP/kWh
- 3) Escenario 3 – Mejor utilidad / tarifa alta:
  - a. CA → 1.350 COP/kWh
  - b. CC → 2.000 COP/kWh

Usando estos tres escenarios se evaluará la proyección financiera para obtener el mejor perfil financiero. Al hacer las operaciones correspondientes para los ingresos en el año se tiene los siguientes resultados:

a) Escenario 1

Ingreso CA =  $64.240 \times 1.200 = 77.088.000$  COP/año

Ingreso CC =  $262.800 \times 1.450 = 381.060.000$  COP/año

Total =  $77.088.000 + 381.060.000 = 458.148.000$  COP/año

b) Escenario 2

Ingreso CA =  $64.240 \times 1.300 = 83.512.000$  COP/año

Ingreso CC =  $262.800 \times 1.600 = 420.480.000$  COP/año

Total =  $83.512.000 + 420.480.000 = 503.992.000$  COP/año

c) Escenario 3

Ingreso CA =  $64.240 \times 1.350 = 86.724.000$  COP/año

Ingreso CC =  $262.800 \times 2.000 = 525.600.000$  COP/año

Total =  $86.724.000 + 525.600.000 = 612.324.000$  COP/año

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los ingresos estimados:

**Tabla 12** Resumen de los ingresos estimados por cada escenario

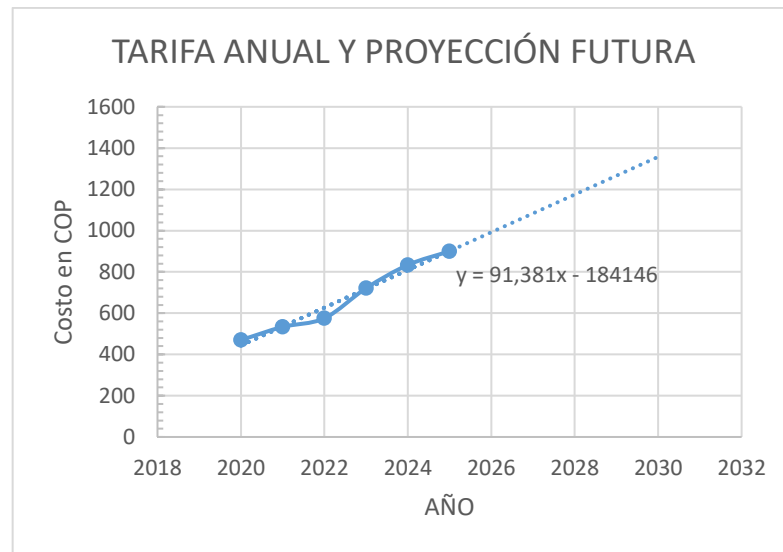
| Escenario | Energía CA (kWh/año) | Energía CC (kWh/año) | Ingreso CA (COP/año) | Ingreso CC (COP/año) | Total (COP/año)    |
|-----------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|
| 1         | 64.240               | 262.800              | 77.088.000           | 381.060.000          | <b>458.148.000</b> |
| 2         | 64.240               | 262.800              | 83.512.000           | 420.480.000          | <b>503.992.000</b> |
| 3         | 64.240               | 262.800              | 86.724.000           | 525.600.000          | <b>612.324.000</b> |

*Fuente: Elaboración propia*

9.1.2. Tarifas de compra y venta de energía AL OPERADOR DE RED.

Al revisar los datos proporcionados por la empresa ESSA que es la comercializadora oficial del servicio en la región, se puede obtener una proyección del precio de compra del kW a lo largo del tiempo. En la figura a continuación se puede apreciar la proyección realizada sobre los datos. No se tuvieron en cuenta datos antes del 2020 considerando que este año representa en episodio atípico en la historia nacional, pues se afectaron tarifas y costos energéticos.

**Figura 11** Representación de la proyección de tarifa anual y futura



Fuente: Elaboración propia

### 9.1.3. Cantidad de energía vendida y comprada

Teniendo en cuenta las curvas de demanda y las curvas de producción de energía del sistema se puede obtener un valor promedio de la cantidad de energía inyectada y comprada a la red.

En primer lugar, se obtuvo el perfil de generación solar a través del software Solar Global Atlas, que con la ubicación exacta y la potencia pico del sistema nos arroja un perfil muy detallado de la producción de energía tal como se muestra en la figura a continuación:

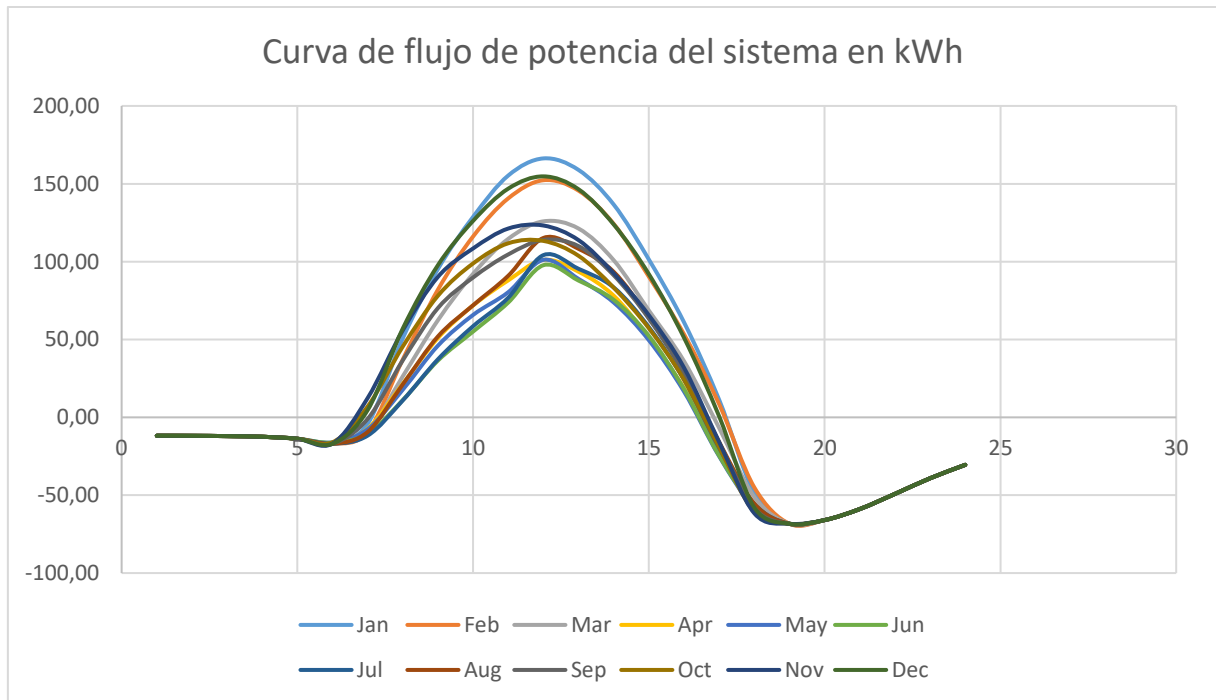
**Figura 12** Perfil de generación mensual promedio por horas.

|         | Jan     | Feb     | Mar     | Apr     | May     | Jun     | Jul     | Aug     | Sep     | Oct     | Nov     | Dec     |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 0 - 1   |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| 1 - 2   |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| 2 - 3   |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| 3 - 4   |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| 4 - 5   |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| 5 - 6   |         |         |         | 0.042   | 0.915   | 0.700   | 0.024   |         | 0.127   | 0.951   | 0.090   |         |
| 6 - 7   | 19.298  | 14.002  | 14.104  | 16.135  | 15.758  | 12.953  | 11.656  | 13.998  | 22.410  | 30.394  | 35.818  | 28.069  |
| 7 - 8   | 83.692  | 70.107  | 59.257  | 54.394  | 50.636  | 43.983  | 43.748  | 54.066  | 69.520  | 78.362  | 88.770  | 89.950  |
| 8 - 9   | 137.537 | 124.299 | 104.666 | 93.242  | 88.289  | 78.719  | 79.551  | 94.226  | 112.458 | 120.356 | 132.483 | 139.996 |
| 9 - 10  | 175.680 | 163.104 | 139.079 | 118.769 | 112.671 | 102.005 | 105.441 | 118.895 | 136.715 | 145.739 | 155.375 | 173.108 |
| 10 - 11 | 199.948 | 185.275 | 159.269 | 132.605 | 125.017 | 118.391 | 121.471 | 135.572 | 149.247 | 156.412 | 165.883 | 191.517 |
| 11 - 12 | 204.576 | 190.587 | 164.161 | 139.414 | 139.442 | 136.018 | 142.464 | 153.512 | 152.266 | 151.584 | 161.472 | 193.034 |
| 12 - 13 | 192.175 | 178.893 | 154.558 | 126.847 | 122.185 | 121.137 | 128.681 | 141.529 | 143.255 | 137.029 | 147.103 | 179.759 |
| 13 - 14 | 170.067 | 157.646 | 134.325 | 111.543 | 107.167 | 108.872 | 116.821 | 126.854 | 124.670 | 116.679 | 125.931 | 157.287 |
| 14 - 15 | 140.306 | 129.291 | 107.549 | 89.844  | 88.500  | 91.233  | 96.866  | 102.815 | 102.331 | 96.175  | 104.509 | 130.919 |
| 15 - 16 | 109.019 | 101.334 | 84.077  | 66.853  | 64.561  | 66.125  | 72.131  | 77.289  | 76.186  | 72.184  | 79.862  | 99.133  |
| 16 - 17 | 68.931  | 66.172  | 50.898  | 37.351  | 32.727  | 33.084  | 38.044  | 41.880  | 41.072  | 38.406  | 41.852  | 58.340  |
| 17 - 18 | 16.880  | 20.262  | 14.183  | 8.812   | 7.292   | 8.238   | 9.648   | 9.926   | 7.004   | 4.536   | 3.677   | 7.331   |
| 18 - 19 |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| 19 - 20 |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| 20 - 21 |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| 21 - 22 |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| 22 - 23 |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| 23 - 24 |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| Sum     | 1,518   | 1,401   | 1,186   | 996     | 955     | 921     | 967     | 1,071   | 1,137   | 1,149   | 1,243   | 1,448   |

Fuente: Obtenido de Solar Global Atlas. (World Bank Group & Solargis, 2024)

Al combinar esto con los resultados de la sección 8.1.1.7 podemos establecer diversos escenarios y determinar los intervalos de venta de excedentes y compra de energía a la red. Al cruzar estos datos se obtuvo la siguiente grafica que representa los volúmenes de energía que fluyen en el sistema, dejando claro que volumen es excedente (mayores que 0) y que volúmenes son compra (menores que 0).

**Figura 13** Curva de flujo de potencia del sistema en kWh para cada mes



*Fuente: Elaboración propia*

En Colombia existen dos formas que los autogeneradores puedan negociar por la energía que inyectan a la red y este intercambio está regulado por la Resolución CREG 174 de 2021 específicamente en su artículo 25; se determina principalmente de la siguiente forma:

### **1. Net-billing o permuta de excedentes (Artículo 25 numerales 1.a y 2.a)**

Los excedentes acumulados hasta el nivel de importación de energía de la red en el periodo de facturación se permutan (se compensan) con la energía que el usuario consume de la red en ese mismo periodo. Es decir, se toman como créditos de energía para descontar del consumo propio, sin pago monetario adicional (CREG, 2021).

## 2. Excedentes sobre lo compensable Artículo 25 (numerales 1.b y 2.b)

Si los kilovatios-hora excedentes superan tu importación de energía de la red en ese periodo, se liquidan como excedentes pagos. Ese pago se basa en el valor del mercado mayorista, específicamente el MCm de la Bolsa de Energía, o en un valor pactado con tu comercializador si eres usuario no regulado (mercado libre) (CREG, 2021).

Al hacer el análisis mes se evidencia que el escenario para el caso particular es el 2, debido a que en todos los meses se generan excedentes con respecto a la compra de energía. Por tanto, se considera que no habrá compra de energía en términos de OPEX sino que por el contrario habrá un ingreso adicional por los excedentes de energía los cuales serán pagados según los lineamientos de la misma resolución 174 de la CREG.

A continuación, se muestra la Tabla 13 Histórico y estimación de las tarifas de compra y venta de energía a partir de los boletines de la ESSA que tiene el histórico de los datos de la energía en los últimos 5 años y basado en eso se hace una proyección lineal del crecimiento para los siguientes 10 años. Los valores fueron obtenidos de la página del comercializados quien publica las tarifas de forma pública mes a mes, por orden del Ministerio de Minas y energía.

**Tabla 13** Histórico y estimación de las tarifas de compra y venta de energía a partir de los boletines de la ESSA

| Año  | CUv Nivel II (\$/kWh) | Tarifa solo Generación G (\$/kWh) |
|------|-----------------------|-----------------------------------|
| 2020 | 575                   | 375                               |
| 2021 | 610                   | 395                               |
| 2022 | 720                   | 470                               |
| 2023 | 760                   | 495                               |
| 2024 | 790                   | 515                               |
| 2025 | 740                   | 480                               |
| 2026 | 840                   | 546                               |
| 2027 | 880                   | 572                               |
| 2028 | 920                   | 598                               |
| 2029 | 960                   | 624                               |
| 2030 | 1000                  | 650                               |
| 2031 | 1040                  | 676                               |
| 2032 | 1081                  | 702                               |
| 2033 | 1121                  | 728                               |
| 2034 | 1161                  | 754                               |
| 2035 | 1201                  | 780                               |

*Fuente: Pagina de consulta de tarifas de la Electrificadora de Santander (ESSA,2026)*

Con la tabla anterior se puede estimar los ingresos por excedentes que se pueden obtener los cuales serán integrados como ingresos en la sección de análisis de la TIR.

## 9.2. Costos de inversión (CAPEX) del sistema fotovoltaico y civil

Los costos de inversión (CAPEX) presentados en la tabla siguiente corresponden a una estimación elaborada a partir de la revisión de múltiples proveedores de equipos y servicios disponibles en el mercado colombiano. Para ello, se realizó un análisis comparativo de inventarios, catálogos y cotizaciones referenciales proporcionadas por diferentes empresas a nivel nacional, seleccionando los valores más competitivos identificados en cada caso. Debido a la amplitud de la revisión y a la diversidad de fuentes consultadas, los precios consolidados se presentan como un promedio representativo del mercado, garantizando la coherencia y trazabilidad del estimado final.

**Tabla 14** Detalle de los costos asociados al CAPEX

| BLOQUE                      | ITEM                                   | UNIDAD | CANTIDAD | COSTO UNITARIO (COP) | COSTO TOTAL (COP) |
|-----------------------------|--|--------|----------|----------------------|-------------------|
| A – Sistema Fotovoltaico    | Panel LONGi 610 W                      | unidad | 438      | \$ 362.800,00        | \$ 158.906.400,00 |
| A – Sistema Fotovoltaico    | Estructura para paneles                | glb    | 1        | \$ 59.894.000,00     | \$ 59.894.000,00  |
| A – Sistema Fotovoltaico    | pilotes en concreto                    | unidad | 876      | \$ 80.000,00         | \$ 70.080.000,00  |
| A – Sistema Fotovoltaico    | Conectores MC4                         | juego  | 28       | \$ 13.000,00         | \$ 364.000,00     |
| A – Sistema Fotovoltaico    | Cable solar 4 mm <sup>2</sup>          | m      | 3520     | \$ 5.100,00          | \$ 17.952.000,00  |
| A – Sistema Fotovoltaico    | Tablero DC                             | unidad | 1        | \$ 15.000.000,00     | \$ 15.000.000,00  |
| A – Sistema Fotovoltaico    | Malla a tierra FV                      | glb    | 1        | \$ 22.000.000,00     | \$ 22.000.000,00  |
| A – Sistema Fotovoltaico    | Monitoreo y control                    | unidad | 2        | \$ 4.200.000,00      | \$ 8.400.000,00   |
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Inversor solar Huawei SUN 2000 -100 kW | unidad | 2        | \$ 33.658.000,00     | \$ 67.316.000,00  |
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Tablero general BT 380V -300 A         | unidad | 1        | \$ 23.000.000,00     | \$ 23.000.000,00  |
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Protecciones cargadores                | unidad | 2        | \$ 4.600.000,00      | \$ 9.200.000,00   |
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Transformador 13.2/0.38 kV –150 kVA    | unidad | 1        | \$ 22.400.000,00     | \$ 22.400.000,00  |

Laura Lorena García Suárez

DISEÑO, CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DE ELECTROLINERA FOTOVOLTAICA EN CORREDOR VIAL  
BUCARAMANGA–PAMPLONA, COLOMBIA

| BLOQUE                      | ITEM  | UNIDAD | CANTIDAD | COSTO UNITARIO (COP) | COSTO TOTAL (COP) |
|-----------------------------|---|--------|----------|----------------------|-------------------|
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Celda MT  | unidad | 1        | \$ 19.800.000,00     | \$ 19.800.000,00  |
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Pararrayos y fusibles MT                                    | unidad | 3        | \$ 200.000,00        | \$ 600.000,00     |
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Cable MT 13.2 kV AL 1/0 AWG                                 | m      | 37       | \$ 63.000,00         | \$ 2.331.000,00   |
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Red cu (3f#2+1n#2+1t#8) de tablero ac a cargadores          | m      | 435      | \$ 24.000,00         | \$ 10.440.000,00  |
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Red cu (3f#1/0+1n#1/0+1t#6) de tablero ac a cargadores      | m      | 435      | \$ 40.000,00         | \$ 17.400.000,00  |
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Red cu 2x(3f#1/0+1n#1/0+1t#6) de tablero ac a transformador | m      | 170      | \$ 40.000,00         | \$ 6.800.000,00   |
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Conjunto de circuitos auxiliares                            | gbl    | 1        | \$ 12.000.000,00     | \$ 12.000.000,00  |
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Bandejas portacables tipo malla 8x50                        | m      | 60       | \$ 210.000,00        | \$ 12.600.000,00  |
| B – Sistema Eléctrico BT/MT | Medidor/comunicaciones                                      | unidad | 1        | \$ 2.100.000,00      | \$ 2.100.000,00   |
| C – Infraestructura Recarga | Cargador Delta Wallbox 50 kW y cargador KPN 60 kW           | unidad | 1        | \$ 250.000.000,00    | \$ 250.000.000,00 |
| C – Infraestructura Recarga | Pedestales/soportes   | unidad | 1        | \$ 35.000.000,00     | \$ 35.000.000,00  |
| C – Infraestructura Recarga | Canopy o cubierta   | unidad | 1        | \$ 120.000.000,00    | \$ 120.000.000,00 |
| C – Infraestructura Recarga | Señalización piso   | unidad | 1        | \$ 5.000.000,00      | \$ 5.000.000,00   |
| C – Infraestructura Recarga | Señalización vertical                                       | unidad | 1        | \$ 2.000.000,00      | \$ 2.000.000,00   |
| C – Infraestructura Recarga | Bolardos protección   | unidad | 1        | \$ 5.000.000,00      | \$ 5.000.000,00   |
| D – Obras Civiles           | Movimiento de tierras                                       | gbl    | 1        | \$ 42.000.000,00     | \$ 42.000.000,00  |
| D – Obras Civiles           | Placa de concreto   | gbl    | 1        | \$ 20.000.000,00     | \$ 20.000.000,00  |
| D – Obras Civiles           | Cuarto tecnico SSVF   | gbl    | 1        | \$ 8.000.000,00      | \$ 8.000.000,00   |

Laura Lorena García Suárez

DISEÑO, CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DE ELECTROLINERA FOTOVOLTAICA EN CORREDOR VIAL  
BUCARAMANGA–PAMPLONA, COLOMBIA

| BLOQUE                    | ITEM                         | UNIDAD | CANTIDAD | COSTO UNITARIO (COP) | COSTO TOTAL (COP) |
|---------------------------|------------------------------|--------|----------|----------------------|-------------------|
| D – Obras Civiles         | Cuarto tecnico transformador | glb    | 1        | \$ 9.000.000,00      | \$ 9.000.000,00   |
| D – Obras Civiles         | Fundición pedestales         | unidad | 1        | \$ 7.000.000,00      | \$ 7.000.000,00   |
| D – Obras Civiles         | Drenaje y urbanismo          | glb    | 1        | \$ 10.000.000,00     | \$ 10.000.000,00  |
| E – Ingeniería y Permisos | Diseño eléctrico FV+BT/MT    | glb    | 1        | \$ 10.500.000,00     | \$ 10.500.000,00  |
| E – Ingeniería y Permisos | Diseño civil/estructural     | glb    | 1        | \$ 10.500.000,00     | \$ 10.500.000,00  |
| E – Ingeniería y Permisos | Estudio de conexión          | glb    | 1        | \$ 12.000.000,00     | \$ 12.000.000,00  |
| E – Ingeniería y Permisos | Incentivos UPME              | glb    | 1        | \$ 9.000.000,00      | \$ 9.000.000,00   |
| E – Ingeniería y Permisos | Certificación RETIE          | glb    | 1        | \$ 12.000.000,00     | \$ 12.000.000,00  |
| E – Ingeniería y Permisos | Interventoría/supervisión    | glb    | 1        | \$ 7.000.000,00      | \$ 7.000.000,00   |
| E – Ingeniería y Permisos | Puesta en servicio y pruebas | glb    | 1        | \$ 9.000.000,00      | \$ 9.000.000,00   |
| E – Ingeniería y Permisos | Estudio ambiental            | glb    | 1        | \$ 25.000.000,00     | \$ 25.000.000,00  |
| F – Otros Costos          | Alquiler de maquinaria       | glb    | 1        | \$ 11.500.000,00     | \$ 11.500.000,00  |
| F – Otros Costos          | Seguridad industrial/EPP     | glb    | 1        | \$ 3.500.000,00      | \$ 3.500.000,00   |
| F – Otros Costos          | Capacitación operativa       | glb    | 1        | \$ 3.500.000,00      | \$ 3.500.000,00   |

*Fuente: Elaboración propia y consulta en los principales proveedores de insumos eléctricos en Línea.*

Totalizando los gastos junto con los demás ítems se tiene la Tabla 15 donde se Resumen todos los costos totales asociados al CAPEX:

**Tabla 15** Resumen total de costos asociados al CAPEX

|                        |                            |
|------------------------|----------------------------|
| Mano de obra           | \$ 355.525.020,00          |
| Transporte y logística | \$ 35.552.502,00           |
| Accesorios varios      | \$ 48.359.570,70           |
| Herramienta menor      | \$ 17.776.251,00           |
| <b>A COSTO</b>         | <b>\$ 1.323.513.230,00</b> |

|                            |                            |
|----------------------------|----------------------------|
| <b>IVA</b>                 | <b>\$ 269.054.125,30</b>   |
| <b>PRECIO IVA INCLUIDO</b> | <b>\$ 1.592.567.355,30</b> |

*Fuente: Elaboración propia*

### 9.3. Costos operativos y de mantenimiento (OPEX) anuales.

Los costos operativos (OPEX) presentados a continuación fueron estimados a partir de una revisión detallada de prácticas típicas de operación, mantenimiento y servicios asociados a electrolineras en Colombia. Para ello, se consolidaron valores representativos basados en estructuras tarifarias vigentes como los mencionados en la sección 9.1.1 y 9.1.2; así como costos de energía, servicios auxiliares y rutinas de mantenimiento preventivo y correctivo reportadas por diversos proveedores y operadores del sector. Esta estimación integra también costos de personal, seguros, licencias y otros gastos recurrentes que permiten reflejar de manera realista el comportamiento operativo anual de la infraestructura. Los valores incluidos en la tabla corresponden a promedios representativos contruidos a partir de múltiples fuentes de referencia, lo que garantiza consistencia técnica y una aproximación fiel a las condiciones del mercado nacional.

**Tabla 16** Detalle de los costos asociados al OPEX

| BLOQUE                  | ITEM   | UNIDAD  | COSTO ANUAL UNITARIO (COP) | CANTIDAD / FRECUENCIA | COSTO TOTAL ANUAL (COP) |
|-------------------------|--|---------|----------------------------|-----------------------|-------------------------|
| A – Energía y Servicios | Energía comprada a la red (kWh)                  | kWh/año | \$ -                       | 1                     | \$ -                    |
| A – Energía y Servicios | Costo de demanda (si aplica)                     | glb/año | \$ -                       | 1                     | \$ -                    |
| A – Energía y Servicios | Consumo auxiliares (iluminación, comunicaciones) | kWh/año | \$ -                       | 1                     | \$ -                    |
| A – Energía y Servicios | Comunicaciones SIM / internet                    | glb/año | \$ 2.520.000,00            | 1                     | \$ 2.520.000,00         |
| B – Mantenimiento       | Mantenimiento preventivo FV                      | glb/año | \$ 2.398.000,00            | 2                     | \$ 4.796.000,00         |

Laura Lorena García Suárez

DISEÑO, CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DE ELECTROLINERA FOTOVOLTAICA EN CORREDOR VIAL  
BUCARAMANGA–PAMPLONA, COLOMBIA

| BLOQUE                  | ITEM   | UNIDAD  | COSTO ANUAL UNITARIO (COP) | CANTIDAD / FRECUENCIA | COSTO TOTAL ANUAL (COP) |
|-------------------------|--|---------|----------------------------|-----------------------|-------------------------|
| B – Mantenimiento       | Limpieza de paneles                                  | glb/año | \$ 2.398.000,00            | 4                     | \$ 9.592.000,00         |
| B – Mantenimiento       | Reemplazo de fusibles, DPS y protecciones            | glb/año | \$ 2.398.000,00            | 1                     | \$ 2.398.000,00         |
| B – Mantenimiento       | Mantenimiento inversores                             | glb/año | \$ 673.000,00              | 1                     | \$ 673.000,00           |
| B – Mantenimiento       | Mantenimiento cargadores DC                          | glb/año | \$ 16.000.000,00           | 1                     | \$ 16.000.000,00        |
| B – Mantenimiento       | Mantenimiento cargadores AC                          | glb/año | \$ 3.000.000,00            | 1                     | \$ 3.000.000,00         |
| B – Mantenimiento       | Mantenimiento transformador                          | glb/año | \$ 224.000,00              | 1                     | \$ 224.000,00           |
| B – Mantenimiento       | Mantenimiento tableros BT/MT                         | glb/año | \$ 562.000,00              | 1                     | \$ 562.000,00           |
| B – Mantenimiento       | Mantenimiento civil (pintura, señalización, drenaje) | glb/año | \$ 931.000,00              | 1                     | \$ 931.000,00           |
| C – Personal            | Administrador  | glb/año | \$ 49.200.000,00           | 1                     | \$ 49.200.000,00        |
| C – Personal            | Operador / técnico de la electrolinera               | glb/año | \$ 36.000.000,00           | 3                     | \$ 108.000.000,00       |
| C – Personal            | Visitas técnicas programadas                         | glb/año | \$ 4.000.000,00            | 2                     | \$ 8.000.000,00         |
| C – Personal            | Capacitación anual                                   | glb/año | \$ 2.400.000,00            | 0,5                   | \$ 1.200.000,00         |
| D – Seguros y Licencias | Seguro todo riesgo operativo                         | glb/año | \$ 3.361.000,00            | 1                     | \$ 3.361.000,00         |
| D – Seguros y Licencias | Seguros de equipos (FV, cargadores, trafo)           | glb/año | \$ 2.017.000,00            | 1                     | \$ 2.017.000,00         |

| BLOQUE                  | ITEM  | UNIDAD  | COSTO ANUAL UNITARIO (COP) | CANTIDAD / FRECUENCIA | COSTO TOTAL ANUAL (COP)  |
|-------------------------|---|---------|----------------------------|-----------------------|--------------------------|
| D – Seguros y Licencias | Permisos o renovaciones   | glb/año | \$ 1.000.000,00            | 1                     | \$ 1.000.000,00          |
| E – Otros Costos        | Obras de monitoreo ambiental y mantenimiento de la capa vegetal | glb/año | \$ 2.000.000,00            | 1                     | \$ 2.000.000,00          |
| E – Otros Costos        | Desgaste de conectores / cables carga DC                        | glb/año | \$ 500.000,00              | 0,5                   | \$ 250.000,00            |
| E – Otros Costos        | Servicios de monitoreo (OCP / software)                         | glb/año | \$ 6.000.000,00            | 1                     | \$ 6.000.000,00          |
| E – Otros Costos        | Imprevistos (%)   | glb/año | \$ 16.325.000,00           | 1                     | \$ 16.325.000,00         |
| <b>TOTAL ANUAL</b>      |   |         |                            |                       | <b>\$ 238.049.000,00</b> |

*Fuente: Elaboración propia y consulta en los principales proveedores de insumos eléctricos en Línea.*

#### 9.4. Parámetros típicos de préstamos para proyectos de inversión energética

Los valores típicos de plazos, tasas, DSCR y niveles de apalancamiento presentados para proyectos de electrolineras, granjas solares e instalaciones fotovoltaicas se basan en lineamientos de financiamiento para proyectos de energía publicados por organismos multilaterales y por bancos verdes de la región. Estudios del Banco Interamericano de Desarrollo muestran que las granjas solares en Latinoamérica generalmente se financian con niveles de deuda entre el 60 % y el 80 % y plazos de 10 a 18 años, debido a la estabilidad de sus flujos de caja (Banco Interamericano de Desarrollo, 2020). Por su parte, Bancóldex y Findeter documentan que, para proyectos energéticos comerciales y de movilidad eléctrica, es común emplear tasas atadas a IBR + 4%–8% y periodos de gracia entre 6 y 18 meses, especialmente bajo líneas de crédito verdes (Bancóldex, 2023; Findeter, 2023). Adicionalmente, estudios del Banco Mundial y de IRENA confirman que la exigencia de un DSCR mínimo entre 1.20 y 1.40 es estándar para project finance en energías renovables (World Bank, 2019; IRENA, 2020). En el caso de electrolineras, la literatura evidencia mayor riesgo de

demanda, lo que resulta en tasas más altas y niveles de apalancamiento más bajos, tal como lo señalan análisis recientes del mercado de infraestructura de carga en América Latina (BloombergNEF, 2024).

La tabla a continuación presenta una recopilación de la información obtenida a través de diversas fuentes sobre plazos, prestamos, tasas de interés y periodos de gracia.

**Tabla 17** Principales indicadores financieros para tener en cuenta sobre plazos, prestamos, tasas de interés y periodos de gracia en la deuda para la inversión.

| <b>Parámetro financiero</b>             | <b>Electrolineras (EV Charging)</b> | <b>Granjas solares FV +1 MWp</b> | <b>Instalaciones FV comerciales 50 – 500 kWp</b> | <b>Notas típicas del sector</b>  |
|---|-------------------------------------|----------------------------------|--|--|
| <b>Plazo del préstamo</b>               | 5 – 12 años                         | 10 – 18 años                     | 5 – 10 años                                      | Proyectos FV permiten plazos más largos por estabilidad de ingresos. Electrolineras suelen ser más cortas por riesgo de demanda. |
| <b>Tasa de interés (E.A.)</b>           | 12% – 18% E.A.                      | 9% – 14% E.A.                    | 10% – 16% E.A.                                   | Depende mucho del fondeo: líneas verdes pueden bajar hasta 8–10%. Bancos comerciales suelen estar en rangos superiores.          |
| <b>Periodo de gracia a capital</b>      | 6 – 18 meses                        | 12 – 24 meses                    | 6 – 12 meses                                     | Busca cubrir el periodo de construcción y puesta en marcha.  |
| <b>Relación deuda/capital (gearing)</b> | 50% – 65% deuda                     | 60% – 80% deuda                  | 50% – 70% deuda                                  | Bancos exigen equity mayor en electrolineras porque hay riesgo de demanda.   |
| <b>DSCR mínimo exigido</b>              | 1.20 – 1.35                         | 1.30 – 1.45                      | 1.20 – 1.30                                      | FV tiene ingresos más predecibles, DSCR más alto aceptado con menor riesgo.  |

|   |                           |   |                            |  |
|---|---------------------------|---|----------------------------|--|
| <b>TIR mínima requerida por inversionista</b>   | 15% – 22%                 | 10% – 16%                                   | 12% – 18%                  | Electrolineras requieren TIR más alta por incertidumbre del mercado. |
| <b>Garantías comunes</b>                        | Híbridas (reales + flujo) | Hipoteca, cesión del PPA, prenda de activos | Prenda de equipos + pagaré | En FV utility-scale se aceptan PPAs como garantía principal.         |
| <b>Comisiones (estructuración / desembolso)</b> | 0.5% – 2.0%               | 0.5% – 1.5%                                 | 0.5% – 1.0%                | Depende del banco o entidad de fomento.                              |

*Fuente: Elaboración propia basado en información obtenida de*

Para el proyecto se tomará una estimación como se muestra en la Tabla 18 a continuación:

**Tabla 18** Parámetros financieros para tener en cuenta en el desarrollo del proyecto.

| <b>Parámetro financiero</b>                     | <b>Valor</b> |
|---|--------------|
| <b>Plazo del préstamo</b>                       | 10 años      |
| <b>Tasa de interés (E.A.)</b>                   | 15% E.A.     |
| <b>Periodo de gracia a capital</b>              | 12 meses     |
| <b>Relación deuda/capital (gearing)</b>         | 50%          |
| <b>DSCR mínimo exigido</b>                      | 1.35         |
| <b>TIR mínima requerida por inversionista</b>   | 20%          |
| <b>Comisiones (estructuración / desembolso)</b> | 0.5%         |

*Fuente: Elaboración propia*

## 9.5. Incentivos económicos

La normativa colombiana en materia de transición energética establece un conjunto de incentivos tributarios dirigidos a promover la adopción de FNCE. La Ley 1715 de 2014 constituye el marco principal, complementado por el Decreto 2143 de 2015 y lineamientos

técnicos emitidos por la UPME. Dentro de estos beneficios, los proyectos que integran sistemas fotovoltaicos para el suministro parcial o total de la demanda energética de electrolineras pueden acceder a deducciones del 50 % de la inversión en el impuesto sobre la renta, distribuidas en un período mínimo de cinco años, siempre que los equipos estén certificados como tecnología FNCE (Ley 1715, 2014; Decreto 2143, 2015). Este incentivo constituye una herramienta clave para mejorar la rentabilidad financiera del proyecto y reducir el tiempo de recuperación del capital inicial.

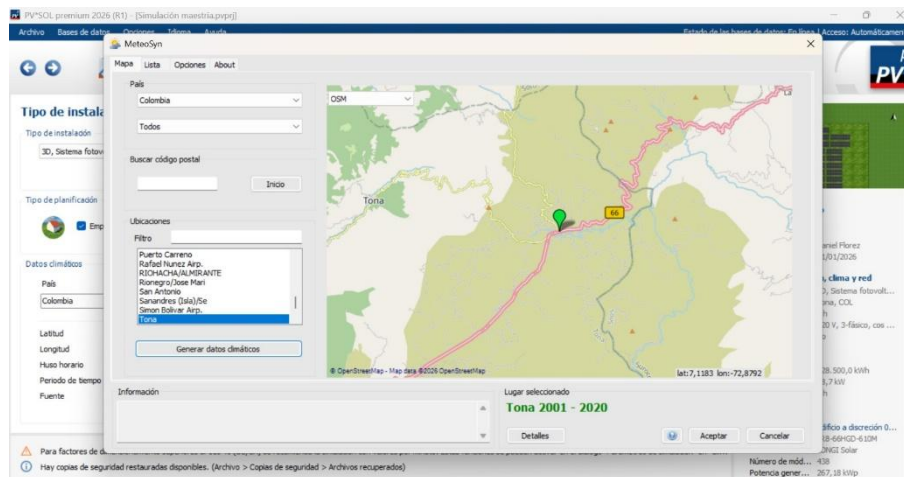
Adicionalmente, la Ley 1715 contempla la exclusión del IVA y la exención de aranceles para los equipos de generación renovable, lo cual es particularmente relevante en proyectos que requieren paneles solares, inversores, estructuras y sistemas de monitoreo importados. Al eliminar la carga impositiva sobre estos componentes, el costo total de inversión se reduce significativamente, favoreciendo la viabilidad técnica y económica de la electrolinera cuando opera en un esquema híbrido de generación y toma de energía de la red (UPME, 2023). Estos beneficios fiscales se consolidan como medidas directas de apoyo a la infraestructura energética sostenible.

Finalmente, la normativa permite aplicar depreciación acelerada a los activos asociados al sistema fotovoltaico, con tasas de hasta el 20 % anual, lo que mejora el flujo de caja del proyecto durante sus primeros años operativos. Si bien no existe un beneficio tributario nacional específico para electrolineras, algunos entes territoriales pueden otorgar incentivos complementarios —como reducciones en el impuesto predial o en el impuesto de industria y comercio— a proyectos declarados de interés ambiental o estratégico para la transición energética, lo cual debe verificarse según la regulación vigente en cada municipio (Ministerio de Minas y Energía, 2022a).

## 9.6. Simulación en software PVsol

En la etapa inicial, se procede a la ubicación de los paneles solares dentro del área designada, considerando cuidadosamente la localización geográfica. Asimismo, se configuran en el software correspondiente las bases de datos de irradiancia específicas del sitio. Tal como se visualiza en la Figura 13, el software permite definir con precisión los parámetros relativos a la localización exacta de la instalación.

**Figura 14** Ubicación geográfica de la Instalación fotovoltaica en PVsol



*Fuente : Software PVsol (Valentin Software GmbH, 2026)*

Después de esto se llevan a cabo dos tareas más, la asignación de los inversores y la asignación de las cadenas a las entradas de este. Algo muy importante para resaltar aquí es la necesidad de verificar en el software que la ficha técnica del inversor en cuestión utilizado coincida con las características técnicas del fabricante. Durante el procedimiento que se realizó, fue necesario ajustar las fichas técnicas de los paneles y los inversores, que a pesar de estar contenidos en el software no coincidían con las características de las fichas oficiales que provee el fabricante. Al observar la disposición de los paneles en la Figura 14 que se muestra a continuación, se aprecia que la conexión de las cadenas está separada por colores, ajustados la cantidad exacta de paneles por cadena tal como lo requiere las entradas de MPPT y como se explicó en la sección 8.3.6 en el paso 5.

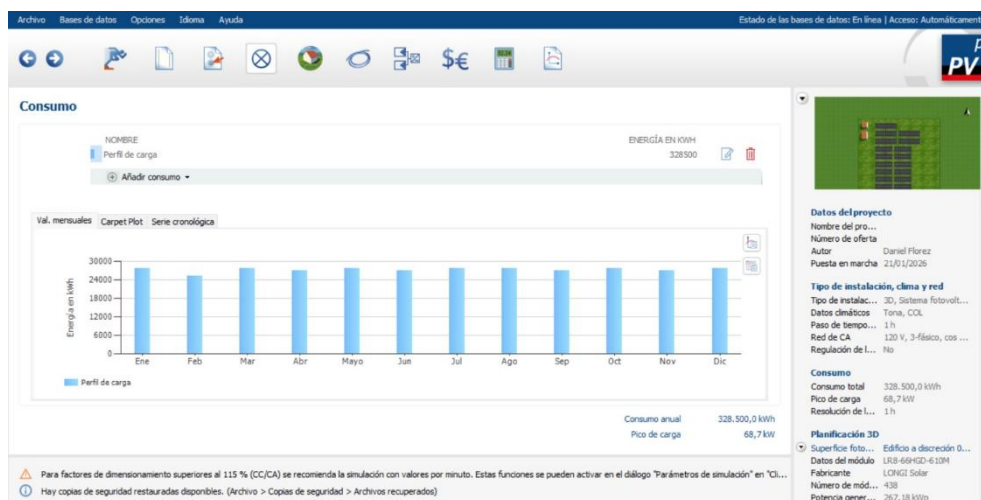
**Figura 15** Distribución de la conexión de las cadenas.



Fuente : Software PVsol (Valentin Software GmbH, 2026)

Una vez evaluado el sistema, el software arroja los valores de energía producida mes a mes tal como se muestra en la Figura 15.

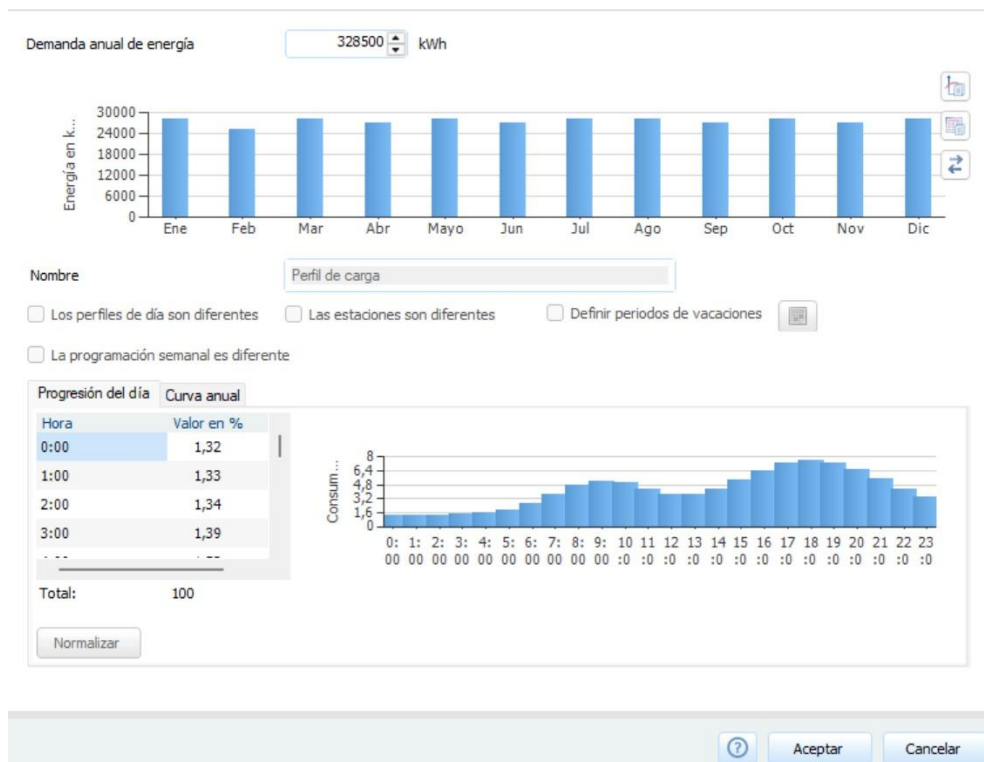
**Figura 16** Energía promedio mensual producida, calculados por PVsol.



Fuente : Software PVsol (Valentin Software GmbH, 2026)

Ahora se agrega el perfil de carga de la electrolinera tal como se describió en la sección 8.1. Aquí cabe resaltar que el sistema pide la curva de demanda esperada en valores porcentuales, especificando cual será el consumo anual esperado. En la figura se puede observar el perfil de carga agregado al sistema.

**Figura 17** Perfil de demanda agregado al software PVsol



*Fuente : Software PVsol (Valentin Software GmbH, 2026)*

En el siguiente paso, se ajustaron en el software los valores de CAPEX, OPEX e ingresos por venta de energía de la electrolinera y de excedentes. También se modificaron las tasas de retención de impuestos según la regulación nacional, ya que el establecimiento al ser de carácter comercial debe pagar renta sobre la utilidad neta. La figura muestra el ajuste del balance de costes, donde se consideró la variación de otros ingresos anuales en tres escenarios y un análisis de sensibilidad. En otra figura se presentan los ajustes al tiempo de análisis de la TIR, tasas de retención y tasa de descuento del proyecto.

**Figura 18** Ingreso en el software del balance de costes (a), parámetros financieros generales (b) e Impuestos (c).

**Balance de costes**

|  |                  |      |  |                          |                   |
|--|------------------|------|--|--------------------------|-------------------|
| Inversiones amortizables                   | 1.592.567.355,00 | \$   | <input type="checkbox"/>                 | Entrada detallada        |                   |
| Pagos únicos (no amortizables)             | 0,00             | \$   | <input type="checkbox"/>                 | Entrada detallada        |                   |
| Subvenciones                               | 0,00             | \$   | <input type="checkbox"/>                 | Entrada detallada        |                   |
| Costes operativos anuales                  | 236.049.000,00   | \$/a | Factor de variación del precio: 0,00 [%] | <input type="checkbox"/> | Entrada detallada |
| Costes relacionados con el consumo por año | 0,00             | \$/a | Factor de variación del precio: 0,00 [%] | <input type="checkbox"/> | Entrada detallada |
| Otros costes al año                        | 0,00             | \$/a | Factor de variación del precio: 0,00 [%] | <input type="checkbox"/> | Entrada detallada |
| Otros ingresos/ahorros al año              | 459.917.215,00   | \$/a | Factor de variación del precio: 0,00 [%] | <input type="checkbox"/> | Entrada detallada |

« Atrás    Siguiete »    Guardar & Cerrar

a) pantalla del balance de costes

**Parámetros generales**

Período de consideración: 15 años completos

Interés del capital (rendimiento circulante): 10 %

**IVA**

Todos los datos son brutos.  
 Todos los datos son netos.

« Atrás    Siguiete »    Guardar & Cerrar

b) pantalla de los parámetros generales del proyecto

**Impuestos**

Tener en cuenta los impuestos

Tipo impositivo marginal sobre la renta/sociedades [%]: 35

Tener en cuenta la modificación del tipo impositivo marginal

Modificación del tipo impositivo según: 5 años    Nueva tasa impositiva [%]: 17,9

**Amortización**

Período de amortización (años): 20

**Tipo de amortización**

Amortización lineal  
 Amortización degressiva

Tasa de amortización [%]: 0

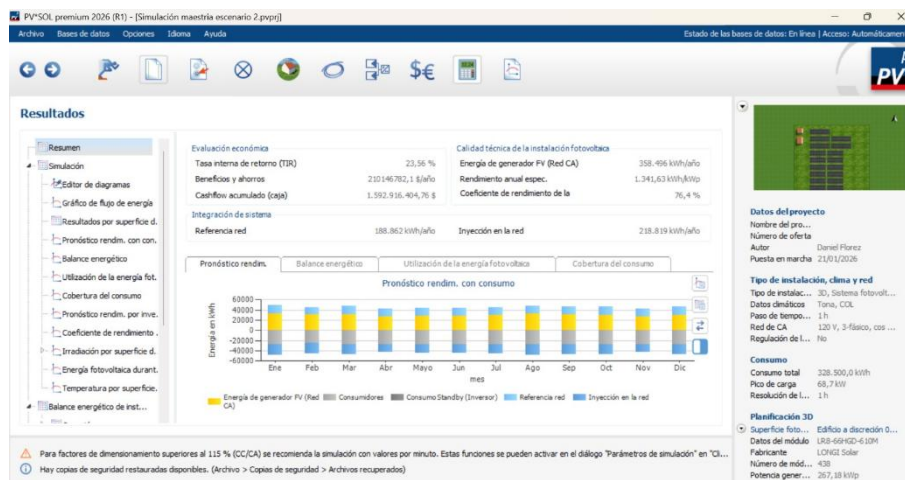
« Atrás    Siguiete »    Guardar & Cerrar

c) pantalla de ingreso de impuestos y amortizaciones del proyecto

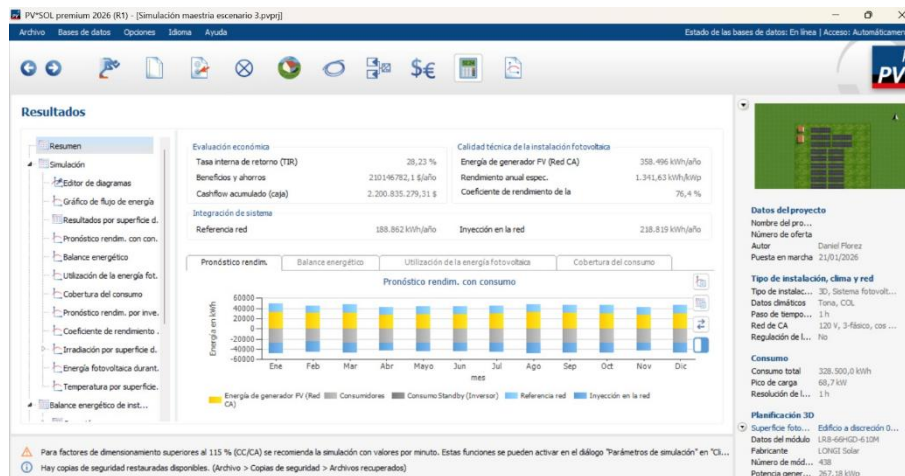
Fuente : Software PVsol (Valentin Software GmbH, 2026)

A continuación, se presentan los resultados de la simulación correspondiente a los tres escenarios propuestos: pesimista, normal y optimista. Este análisis fue replicado bajo diferentes niveles de sensibilidad del proyecto dentro del escenario normal, con el propósito de determinar los márgenes mínimos de venta asociados al suministro de energía en la electrolinera. Los resultados detallados se exponen posteriormente en la sección respectiva.

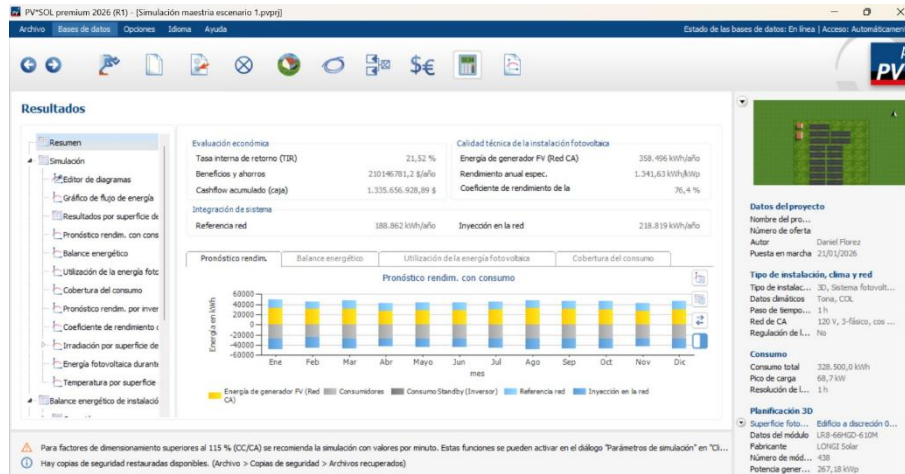
**Figura 19** Resultados de la simulación de los tres escenarios de precio; a) pesimista, b) moderado y c) Optimista en el software PVSol.



a) Análisis para el escenario pesimista.



b) Análisis para el escenario moderado



c) Análisis para el escenario optimista.

*Fuente: Software PVsol (Valentin Software GmbH, 2026).*

## 9.7. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Al considerar otras opciones que podrían afectar el desempeño económico del proyecto, se decide hacer un análisis de la sensibilidad, pero con una variación en la cantidad de energía vendida. La propuesta se basa únicamente en el escenario 2 que es el escenario más posible de ejecutar en la operación, pero variando la cantidad de energía vendida en pasos de 10% para evaluar su comportamiento. Así mismo se considero que la energía no usada se enviará como compensación por venta de excedentes. Esta es una apreciación importante debido a que parte de la energía no vendida no representa una pérdida total del ingreso, dejando así un margen de maniobra más alto. En la Tabla 19 a continuación se puede observar los resultados de la simulación y el cálculo manual de la TIR para los escenarios de distintos porcentajes de venta de energía.

**Tabla 19** Resultados del análisis de sensibilidad por variación de la cantidad en la venta de energía.

| PORCENTAJE VENTA | PVSOL  | MANUAL |
|------------------|--------|--------|
| 10%              | 12,14% | -2,69% |
| 20%              | 13,82% | 2,22%  |
| 30%              | 15,44% | 6,12%  |
| 40%              | 17,02% | 9,48%  |
| 50%              | 18,56% | 12,49% |
| 60%              | 20,07% | 15,27% |
| 70%              | 21,56% | 17,89% |

| <b>PORCENTAJE<br/>VENTA</b> | <b>PVSOL</b> | <b>MANUAL</b> |
|-----------------------------|--------------|---------------|
| <b>80%</b>                  | 23,02%       | 20,38%        |
| <b>90%</b>                  | 24,46%       | 22,79%        |
| <b>100%</b>                 | 25,82%       | 25,12%        |

*Fuente: Elaboración propia.*

## 10. Análisis ambiental

### 10.1. Análisis ambiental asociado a la intervención del área destinada al sistema fotovoltaico

El proyecto contempla la intervención de un área total de 2.633,35 m<sup>2</sup> para la instalación de un sistema fotovoltaico en una zona clasificada como ecosistema de subpáramo en el corregimiento de Berlín, Santander. Estos ecosistemas, ubicados típicamente entre los 3.000 y 3.800 m s. n. m., presentan alta sensibilidad ecológica, suelos de baja estabilidad estructural y vegetación compuesta principalmente por herbazales, pajonales y matorrales bajos. Por tratarse de un ecosistema estratégico, cualquier modificación física del suelo o de su cobertura activa obligaciones ambientales específicas de acuerdo con la legislación colombiana.

La base normativa se sustenta en la Ley 99 de 1993, que establece que todo proyecto que afecte recursos naturales renovables está sujeto a medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación ambiental (Ley 99, 1993, art. 1, 49). En concordancia, el Decreto 1076 de 2015 señala que las intervenciones en ecosistemas estratégicos como páramo y subpáramo deben someterse a autorizaciones ambientales, aun cuando no requieran licencia ambiental, y exige compensaciones cuando exista pérdida de biodiversidad, transformación del uso del suelo o remoción de cobertura vegetal (Decreto 1076 de 2015, arts. 2.2.2.3.1.2 y 2.2.2.3.2.2). Así mismo, la Resolución 256 de 2018 establece los lineamientos y factores de compensación por pérdida de biodiversidad, determinando que, para áreas de alta montaña, el área afectada debe restaurarse en proporciones que pueden variar entre 1:1 y 1:3 según el tipo y magnitud de la intervención (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2018). Finalmente, si durante la instalación se requiere la remoción de arbustos o árboles aislados, se activa la obligación de compensación forestal conforme a la Resolución 1526 de 2012, la cual establece razones de siembra que pueden ir de 1:3 a 1:10 por cada individuo suprimido dependiendo del diámetro y la especie (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2012).

En la superficie de 2.633,35 m<sup>2</sup> destinada al sistema fotovoltaico, la intervención implica la construcción de cimentaciones superficiales para los marcos de soporte, la apertura de zanjas para el cableado y la instalación de un cuarto técnico. Con base en la literatura técnica de

instalaciones fotovoltaicas en suelo, este tipo de obras afecta entre el 70 % y el 85 % de la cobertura herbácea original. Considerando un valor intermedio del 80 %, se estima una alteración directa de 2.106,68 m<sup>2</sup> de vegetación de subpáramo. De acuerdo con la Resolución 256 de 2018, dicha alteración exige una compensación mínima equivalente al área afectada. Si se adopta un factor 1:2, que es comúnmente aplicado por las autoridades ambientales en terrenos de subpáramo debido a su fragilidad ecológica, el área mínima de restauración ecológica requerida sería de 4.213,36 m<sup>2</sup>.

En relación con la remoción de individuos vegetales, aunque el área no presenta árboles de porte mayor, sí contiene matorrales y arbustivas dispersas con diámetros menores a 10 cm. De acuerdo con densidades típicas reportadas para ecosistemas de subpáramo, se estima la presencia de entre 40 y 80 arbustos en la superficie total a intervenir. La aplicación de la Resolución 1526 de 2012 implica que, de requerirse su remoción, la compensación forestal sería de entre 120 y 400 individuos nativos sembrados, asumiendo un factor 1:3 como mínimo legal.

El movimiento de tierras para las zanjas de conexión eléctrica y el cuarto técnico implica la remoción de aproximadamente 18 a 25 m<sup>3</sup> de suelo, volumen que debe ser manejado conforme a las disposiciones del Decreto 1076 de 2015 sobre prevención de erosión y degradación. A partir de la extensión del área intervenida, se estima que al menos el 20 % de la superficie (526,67 m<sup>2</sup>) requerirá medidas específicas de control de escorrentía, estabilización con geotextiles y reconformación del microrelieve, conforme a los lineamientos técnicos para actividades en ecosistemas de alta montaña (Presidencia de la República de Colombia, 2015).

En síntesis, la intervención de 2.633,35 m<sup>2</sup> en un ecosistema de subpáramo activa obligaciones de compensación ambiental sustentadas en normas vigentes, principalmente la Ley 99 de 1993, el Decreto 1076 de 2015, la Resolución 256 de 2018 y la Resolución 1526 de 2012. Estas obligaciones incluyen la restauración ecológica equivalente o superior al área alterada, la compensación forestal si se remueven arbustos o árboles, y la implementación de medidas de manejo y estabilización de suelos en las áreas con movimiento de tierra. El cumplimiento de estas disposiciones permite garantizar que la intervención mantenga la integridad ecológica del subpáramo y se desarrolle en armonía con la normativa ambiental colombiana.

## 10.2. Plan ambiental de acción del proyecto

A continuación, se presenta una propuesta de acción como plan ambiental para el proyecto:

**Tabla 20** Plan de acción ambiental para el desarrollo del proyecto.

| Fase                       | Actividad Ambiental                                 | Descripción  | Duración Estimada                     | Responsable                         |
|----------------------------|---|--|---------------------------------------|-------------------------------------|
| Preparación del terreno    | Delimitación del área de intervención               | Marcación de los 2.633,35 m <sup>2</sup> autorizados evitando expansión innecesaria de la zona de obra | 1 semana                              | Responsable ambiental del proyecto  |
| Preparación del terreno    | Manejo y protección del suelo                       | Implementación de geotextiles, drenajes y reconfiguración del microrelieve en 526,7 m <sup>2</sup>     | 1 a 2 semanas                         | Contratista de obra civil           |
| Preparación del terreno    | Manejo del suelo orgánico                           | Retiro, acopio temporal y reincorporación de 18 a 25 m <sup>3</sup> de suelo                           | 1 semana                              | Contratista de obra civil           |
| Preparación del terreno    | Delimitación y protección de vegetación nativa      | Identificación y aislamiento de zonas sensibles para evitar intervenciones no autorizadas              | 1 semana                              | Responsable ambiental del proyecto  |
| Construcción e instalación | Excavaciones y zanjas                               | Apertura de zanjas para cableado y pequeñas cimentaciones superficiales                                | 2 semanas                             | Contratista de obra civil           |
| Construcción e instalación | Control de erosión y sedimentos                     | Colocación de barreras vivas o filtros temporales en puntos críticos                                   | 2 semanas                             | Responsable ambiental del proyecto  |
| Construcción e instalación | Manejo de residuos                                  | Implementación del plan de residuos RCD y disposición en gestor autorizado                             | 6 a 8 semanas                         | Responsable ambiental y contratista |
| Construcción e instalación | Control de ruido y emisiones                        | Restricción de horarios y mantenimiento preventivo de maquinaria                                       | Durante toda la etapa de construcción | Contratista                         |
| Compensación ambiental     | Restauración ecológica por pérdida de biodiversidad | Recuperación de mínimo 4.213,36 m <sup>2</sup> según Resolución 256 de 2018                            | Primeros 3 meses posteriores a obra   | Responsable ambiental del proyecto  |

| Fase                    | Actividad Ambiental                              | Descripción   | Duración Estimada                   | Responsable                        |
|-------------------------|--|---|-------------------------------------|------------------------------------|
| Compensación ambiental  | Siembra compensatoria (si aplica)                | Siembra de 120 a 400 individuos nativos según Resolución 1526 de 2012     | Primeros 3 meses posteriores a obra | Responsable ambiental del proyecto |
| Compensación ambiental  | Revegetalización perimetral                      | Siembra de especies nativas de subpáramo en el perímetro del sistema      | Primeros 3 meses                    | Responsable ambiental              |
| Monitoreo y seguimiento | Verificación de restauración                     | Evaluación trimestral de la cobertura vegetal restaurada durante 24 meses | 24 meses                            | Responsable ambiental del proyecto |
| Monitoreo y seguimiento | Monitoreo de supervivencia de especies sembradas | Registro de mortalidad y reposición de individuos                         | 24 meses                            | Responsable ambiental              |
| Monitoreo y seguimiento | Revisión de estabilidad de suelos                | Inspección periódica de obras de drenaje y zonas intervenidas             | 24 meses                            | Responsable ambiental              |
| Monitoreo y seguimiento | Reportes a la autoridad ambiental                | Envío de informes técnicos y evidencias a la CAS                          | Semestral durante 24 meses          | Responsable ambiental del proyecto |

*Fuente: Elaboración propia*

### 10.3. CALCULO DE LA HUELLA DE CARBONO

El software de simulación PVSol permitió estimar el impacto ambiental del sistema fotovoltaico propuesto, arrojando como resultado una reducción anual de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de aproximadamente 136.214 kg. Este valor representa una contribución significativa a la mitigación del cambio climático, al disminuir la dependencia de fuentes de generación energética convencionales basadas en combustibles fósiles. La cantidad de CO<sub>2</sub> evitada es consecuencia directa de la producción de energía limpia por parte del sistema fotovoltaico, el cual sustituye parcialmente la energía proveniente de la red eléctrica. Este resultado evidencia no solo la viabilidad técnica del proyecto, sino también su relevancia ambiental, alineándose con los objetivos de sostenibilidad y transición energética promovidos a nivel nacional e internacional.

## 11. Resultados

### 11.1. DE LA CAPACIDAD ENERGÉTICA Y LA EFICIENCIA DEL SISTEMA

Después de hacer los análisis correspondientes en cuanto al potencial solar, se estimaron de 3 formas distintas el potencial de generación de la instalación el cual se resume de forma sencilla en la Tabla 21 a continuación. Se tuvo en cuenta la simulación otorgada por Global Solar Atlas y también por el software PVSol en sus reportes.

**Tabla 21** Resultados de la estimación de producción energética anual.

| Método de Cálculo  | Potencial energético en MWh por año |
|--------------------|-------------------------------------|
| Cálculo manual     | 390,02                              |
| Solar Global Atlas | 425,25                              |
| PVSol              | 358,49                              |

*Fuente: Elaboración propia*

Así mismo al evaluar la eficiencia global del sistema, podemos encontrar en la sección 2.6.3.2.3.1 del presente texto un cálculo de la eficiencia global cercana a 76%. De manera similar el software PVSol ubica la eficiencia del sistema en un 76,44% muy acorde a lo calculado manualmente.

### 11.2. DE LA RENTABILIDAD Y RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Después de hacer el análisis económico para los 3 escenarios de venta de energía se obtuvieron los siguientes resultados.

**Tabla 22** Análisis económico manual de la TIR, el VAN y el PR para los 3 escenarios propuestos.

| ESCENARIO | TIR    | VAN                 | Payback |
|-----------|--------|---------------------|---------|
| PESIMISTA | 22,14% | \$ 1.423.515.000,85 | 4,51    |
| NORMAL    | 25,12% | \$ 1.811.889.929,53 | 4,08    |
| OPTIMISTA | 32,38% | \$ 2.807.104.921,31 | 3,33    |

*Fuente: Elaboración propia*

Por otro lado, tenemos los resultados de las simulaciones con el software PVSol

**Tabla 23** Análisis económico simulado en PVSol de la TIR, el VAN y el PR para los 3 escenarios propuestos.

| ESCENARIO | TIR    | VAN                 | Payback |
|-----------|--------|---------------------|---------|
| PESIMISTA | 23,80% | \$ 1.623.574.192,21 | 5,9     |
| NORMAL    | 25,88% | \$ 1.892.056.917,85 | 5,4     |
| OPTIMISTA | 30,40% | \$ 2.488.752.536,58 | 4,5     |

*Fuente: Elaboración propia*

### 11.3. DE LA VIABILIDAD FINANCIERA DEL PROYECTO

#### 11.3.1. Indicadores Financieros en Distintos Escenarios

El análisis económico realizado bajo tres escenarios diferentes de venta de energía revela una alta viabilidad del proyecto. En el escenario pesimista, la Tasa Interna de Retorno (TIR) alcanza el 22,14 %, con un Valor Actual Neto (VAN) de \$ 1.423.515.000,85 y un periodo de recuperación de la inversión de 4,51 años. Por su parte, en el escenario normal, la TIR se incrementa hasta el 25,12 %, el VAN asciende a \$ 1.811.889.929,53 y el periodo de recuperación se reduce a 4,08 años. Finalmente, en el escenario optimista, los resultados son aún más favorables: la TIR llega al 32,38 %, el VAN a \$ 2.807.104.921,31 y el periodo de recuperación se sitúa en 3,33 años. Estos resultados evidencian que, incluso bajo condiciones conservadoras, el proyecto no solo recupera la inversión en un plazo relativamente corto para este tipo de infraestructura, sino que también genera un valor económico significativo.

#### 11.3.2. Simulaciones Energéticas y Financieras con PVSol

De manera complementaria, se llevaron a cabo simulaciones energéticas y financieras utilizando el software PVSol, lo cual permitió modelar en mayor detalle el comportamiento del sistema fotovoltaico y obtener una estimación más realista de la producción energética. Los resultados obtenidos con este enfoque mantienen la tendencia positiva observada inicialmente. En el escenario pesimista, la TIR es del 23,80 %, el VAN asciende a \$ 1.623.574.192,21 y el periodo de recuperación es de 5,9 años. En el escenario normal, la TIR se sitúa en 25,88 %, el VAN en \$ 1.892.056.917,85 y el payback en 5,4 años. Para el escenario optimista, se obtiene una TIR de 30,40 %, un VAN de \$ 2.488.752.536,58 y un periodo de recuperación de 4,5 años.

### 11.3.3. Comparación de Metodologías y Robustez del Proyecto

La comparación entre ambos enfoques, el análisis inicial y las simulaciones con PVSol, muestra coherencia en la rentabilidad general del proyecto, ya que en todos los casos la TIR supera ampliamente las tasas de descuento habituales en el sector y el VAN se mantiene en valores positivos. Sin embargo, las simulaciones con PVSol tienden a arrojar periodos de recuperación más largos, lo cual podría deberse a estimaciones más conservadoras respecto a la generación energética, a la consideración de pérdidas del sistema, la degradación de los módulos y la variabilidad operativa. A pesar de ello, las TIR obtenidas se mantienen en rangos atractivos, lo que confirma que el desempeño financiero del proyecto es robusto frente a hipótesis técnicas más exigentes.

### 11.3.4. Análisis de Riesgo y Resiliencia Económica

En cuanto al riesgo, ambos análisis coinciden en que las variaciones en los niveles de venta de energía afectan la magnitud de la rentabilidad, pero no comprometen la viabilidad financiera del proyecto. La consistencia de VAN positivos y TIR elevadas en los tres casos evaluados demuestra que el proyecto presenta una adecuada resiliencia económica, siendo capaz de absorber escenarios desfavorables sin destruir valor. Por tanto, se concluye que el proyecto es financieramente sólido, presenta un perfil de riesgo moderado y una estructura de retornos atractiva para los inversionistas del sector energético.

## 12. Conclusiones

De las tres opciones evaluadas para instalar la electrolinera, Berlín destaca como la ubicación más adecuada gracias a su mayor recurso solar: HSP anual de 4,5 h/día y GHI de 1941,3 kWh/m<sup>2</sup>·año, cifras superiores a El Picacho y La Laguna. Esto garantiza una mejor producción energética y menor dependencia de la red. Aunque el IAR fue bajo en todos los sitios, Berlín mostró mejores condiciones relativas. Sin embargo, la decisión se basó principalmente en el potencial solar, ya que es la variable con mayor impacto directo en el rendimiento energético del sistema. Por tanto, la elección de Berlín se justifica por maximizar el aprovechamiento del recurso solar y, secundariamente, por sus condiciones de red menos restrictivas.

Con base en la modelación realizada y en la verificación manual de resultados, se concluye que el sistema fotovoltaico propuesto es técnica y ambientalmente viable para soportar la operación de una electrolinera, al alcanzar una producción anual estimada de 358,49 MWh/año con una potencia pico instalada de 267,18 kWp (438 módulos fotovoltaicos y dos inversores), y un coeficiente de rendimiento (PR) cercano al 76%, consistente entre PVSol y el cálculo manual. Estos indicadores evidencian un diseño coherente del generador, pérdidas controladas dentro de rangos esperados y una adecuada correspondencia entre la estimación por simulación y el análisis determinístico. En términos ambientales, la sustitución de energía convencional por generación renovable permitió estimar una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de 136.214 kg/año, aportando de manera cuantificable a los objetivos de mitigación y a la transición energética del sector transporte.

Los resultados obtenidos tanto del análisis económico base como de las simulaciones realizadas en PVSol confirman de manera consistente la viabilidad financiera del proyecto en todos los escenarios evaluados. La presencia de tasas internas de retorno superiores a referencias habituales del sector, valores actuales netos positivos y periodos de recuperación relativamente cortos demuestra que el proyecto no solo recupera la inversión en plazos razonables, sino que además genera valor económico significativo incluso bajo condiciones pesimistas. Se recomienda el escenario normal, debido a que representa el equilibrio entre los precios y también aumenta el rango de sensibilidad del proyecto sin comprometer la estrategia de comercio por precios elevados.

Si bien el modelado con PVSol arroja periodos de recuperación ligeramente mayores, atribuibles a una representación técnica más detallada y conservadora del desempeño del sistema fotovoltaico, la rentabilidad global se mantiene en niveles atractivos. En conjunto, los resultados evidencian que el proyecto presenta una estructura financiera sólida, una adecuada capacidad de resistencia ante variaciones en los niveles de venta de energía y un perfil de riesgo moderado, lo que lo posiciona como una inversión técnicamente sustentada y económicamente robusta.

## Referencias bibliográficas

- Acharige, S. S. G., Haque, M. E., Arif, M. T., & Hosseinzadeh, N. (2022). Review of electric vehicle charging technologies, configurations, and architectures. arXiv. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2209.15242>
- Agencia Nacional de Infraestructura. (2016, 29 de febrero). Apéndice técnico 1: Alcance – Tramo Bucaramanga–Pamplona, adenda 2 [PDF]. [https://www.ani.gov.co/sites/default/files/hiring/21638/2581//apendice\\_tecnico\\_1\\_alcance\\_bmga\\_pamplona\\_adenda\\_2\\_29022016\\_sin\\_marcas.pdf](https://www.ani.gov.co/sites/default/files/hiring/21638/2581//apendice_tecnico_1_alcance_bmga_pamplona_adenda_2_29022016_sin_marcas.pdf)
- Ahn, K., Park, S., & Rakha, H. A. (2020). Impact of intersection control on battery electric vehicle energy consumption. *Energies*, 13(12), 3190. <https://doi.org/10.3390/en13123190>
- Alcaldía Municipal de Mutiscua Norte de Santander. (2018, junio 20). Nuestro municipio. Recuperado el 29 de octubre de 2025 de <http://www.mutiscua-nortedesantander.gov.co/municipio/nuestro-municipio>
- Alcaldía Municipal de Tona (Santander). (2020, 23 septiembre). Municipio. Recuperado el 29 de octubre de 2025 de <https://www.tona-santander.gov.co/tema/municipio>
- Alkasir, A., Abdollahi, S. E., Abdollahi, S. R., & Wheeler, P. (2025). Dynamic wireless power transfer in E-mobility using CA power bus and matrix converter: Implementation suitability study. *Electrical Engineering*, 107, 9125-9133. <https://doi.org/10.1007/s00202-025-02955-6>
- Arias, J. (2023). La infraestructura de recarga para vehículos eléctricos en Colombia: Retos y oportunidades. *Revista Energía & Movilidad*, 12(3), 45–59.
- Asociación Nacional de Movilidad Sostenible. (2025). Ruta Eléctrica Andina. ANDEMOS. Recuperado el 18 de marzo de 2025, de <https://www.andemos.org/ruta-electrica>
- Atia, D. M., et al. (2023). Degradation and energy performance evaluation of mono-crystalline silicon PV modules (Scientific Reports / artículo sobre degradación).
- Aurora Solar. (2023). The ultimate guide to PV system losses. Aurora Solar. Recuperado de <https://aurorasolar.com/resources/the-ultimate-guide-to-pv-system-losses>

- Bancóldex. (2023). Líneas de crédito verde y financiación para proyectos de eficiencia energética y energías renovables. Bancóldex Línea de crédito eficiencia energética y energía renovable : BID – BANCÓLDEX | Bancoldex
- Banco Interamericano de Desarrollo. (2020). Financing sustainable infrastructure in Latin America and the Caribbean. BID. <http://dx.doi.org/10.18235/0002298>
- Betancourt, C. A. (2022). Electrolineras solares: Diseño e implementación de estaciones de carga fotovoltaicas para vehículos eléctricos en Colombia [Tesis de maestría].
- BloombergNEF. (2024). Latin America EV charging infrastructure outlook. Bloomberg New Energy Finance. <https://about.bnef.com/insights/clean-transport/electric-vehicle-outlook/>
- Borlaug, B., Yang, F., Pritchard, E., Wood, E., & Gonder, J. (2023). Public Electric Vehicle Charging Station Utilization in the United States. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 114, 103564. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2022.103564>
- Camara, Y., Holtsmark, B., & Misch, F. (2021). Electric vehicles, tax incentives and emissions: Evidence from Norway. IMF Working Paper No. 2021/162. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2021/06/08/Electric-Vehicles-Tax-incentives-and-Emissions-Evidence-from-Norway-460658>
- CAR – Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca. (2025, marzo 18). CAR pondrá en marcha las primeras estaciones de carga para vehículos eléctricos alimentadas con energía solar en Colombia. <https://www.car.gov.co/saladeprensa/car-pondra-en-marcha-las-primeras-estaciones-de-carga-para-vehiculos-electricos-alimentadas-con-energia-solar-en-colombia>
- Castro, M. J. (2021). Propuesta de modelo de electrolinera fotovoltaica autónoma para campus universitario [Tesis de maestría, Universidad de los Andes]. Repositorio Uniandes. <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/17616/u713932.pdf?sequence=>
- Chakraborty, P., Parker, R., Hoque, T., Cruz, J., Du, L., Wang, S., & Bhunia, S. (2022). Addressing the range anxiety of battery electric vehicles with charging en route. *Scientific reports*, 12(1), 5588. <https://doi.org/10.1038/s41598-022-08942-2>

Center for Sustainable Systems. (2022). U.S. renewable energy factsheet. University of Michigan. Recuperado el 3 de septiembre de 2025, de <https://css.umich.edu/publications/factsheets/energy/renewable-energy-factsheet>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (1995, 13 de julio). Resolución 025 de 1995: Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Diario Oficial No. 41.937, 24 de julio de 1995). [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0025\\_1995.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0025_1995.htm)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018, 26 de febrero). Resolución 030 de 2018: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Ministerio de Minas y Energía. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0030\\_2018.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0030_2018.htm)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2021a). Resolución 40223 de 2021. Por la cual se establecen disposiciones relacionadas con la infraestructura de recarga para vehículos eléctricos e híbridos enchufables. Bogotá, Colombia. [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_minminas\\_40223\\_2021.htm#:~:text=RESOLUCI%C3%93N%2040223%20DE%202021%20%28julio%209%29%20Diario%20Oficial,de%20carga%20para%20veh%C3%ADculos%20el%C3%A9ctricos%20e%20h%C3%ADbridos%20enchufables.](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40223_2021.htm#:~:text=RESOLUCI%C3%93N%2040223%20DE%202021%20%28julio%209%29%20Diario%20Oficial,de%20carga%20para%20veh%C3%ADculos%20el%C3%A9ctricos%20e%20h%C3%ADbridos%20enchufables.)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2021b). Resolución CREG 174 de 2021: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Gestor Normativo CREG (Alejandría). [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0174\\_2021.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm)

Congreso de la República de Colombia. (1993, 22 de diciembre). Ley 99 de 1993: Por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza

el Sistema Nacional Ambiental (SINA) y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 41.146. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=297>

Congreso de la República de Colombia. (2014, 13 de mayo). Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Gestor Normativo – Función Pública. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=57353>

Congreso de la República de Colombia. (2019, junio 11). Ley 1964 de 2019. Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 51.036. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=97976>

Congreso de la República de Colombia. (2019). Ley 1964 de 2019, por la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 51.013, 11 de julio de 2019. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=98322>

Congreso de Colombia. (2021, 10 de julio). Ley 2099 de 2021: Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. Gestor Normativo – Función Pública. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=166326>

Copérnico Energía. (2024, 3 de octubre; actualizado el 7 de octubre de 2024). Componentes de un sistema solar fotovoltaico On-Grid, Aislado e Híbrido. Copérnico Energía. Recuperado el 3 de septiembre de 2025, de <https://www.copernicosas.com/post/componentes-de-un-sistema-solar-fotovoltaico>

Corporación Autónoma Regional de Santander. (2018). Resolución 047 de 2018: Lineamientos para permisos, compensaciones y manejo ambiental en jurisdicción de la CAS. CAS Santander. <https://elpenonsantander.micolombiadigital.gov.co/normatividad/acuerdo-047-del-2018>

Dávila-Sacoto, M., Toledo, M. A., Hernández-Callejo, L., González, L. G., Alvarez Bel, C., & Zorita-Lamadrid, Á. L. (2023). Location of Electric Vehicle Charging Stations in Inter-Andean

- Corridors Considering Road Altitude and Nearby Infrastructure. *Sustainability*, 15(24), 16582. <https://doi.org/10.3390/su152416582>
- Davies, L., & Saygin, D. (2023). Energía renovable distribuida en Colombia: Desbloqueando la inversión privada para zonas no-interconectadas (OECD Environment Working Paper No. 213). OECD Publishing. <https://doi.org/10.1787/58322dd6-es>
- DNP. (2017). Documento CONPES 3884: Política nacional de transporte intermodal. Consejo Nacional de Política Económica y Social, República de Colombia. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3884.pdf>
- DNP. (2018). Documento CONPES 3934: Política nacional de movilidad urbana y regional sostenible. Consejo Nacional de Política Económica y Social, República de Colombia. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3934.pdf>
- DNP. (2022). Documento CONPES 4075: Política para la transición energética. Consejo Nacional de Política Económica y Social, República de Colombia. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf>
- Dulău, L. I. (2022). Impact of Electric Vehicles on a Power Line with Photovoltaic Power Plants Connected. *Machines*, 10(2), 102. <https://doi.org/10.3390/machines10020102>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes* (4.ª ed.). Wiley.
- El Colombiano. (2025, marzo). EPM promotor de movilidad eléctrica en Colombia. <https://www.elcolombiano.com/informes-comerciales/las-marcas-hablan/epm-promotor-de-movilidad-electrica-en-colombia-FE15777354>
- El País. (2025, abril 24). Un recorrido 100% sostenible por el paraíso. El País. <https://elpais.com/elviajero/2025-04-24/un-recorrido-100-sostenible-por-el-paraiso.html>
- Electromaps. (2024). Mapa de estaciones de carga en Colombia. Recuperado de <https://www.electromaps.com/co>
- Electromaps. (2025). Mapa con todos los puntos de recarga para vehículos eléctricos En Colombia. Recuperado de <https://map.electromaps.com/es/legend>
- Empresa Electrificadora de Santander (ESSA). (2024, 26 febrero). Electrificadora de Santander entregó la cuarta ecoestación eléctrica del departamento. La República.

<https://amp.larepublica.co/empresas/ecoestacion-electrica-en-san-gil-santander-3809202>

Empresa Electrificadora de Santander (ESSA). (2025). Mapa de disponibilidad de la red de ESSA [Mapa interactivo]. Recuperado en diciembre de 2025, de <https://geoportal.api-essa-electrosoftware.xyz/>

Empresa Electrificadora de Santander (ESSA). (s. f.). Consultar tarifas. Recuperado en diciembre de 2025, de <https://www.essa.com.co/site/mi-factura/formula-tarifaria-y-tarifas/consultar-tarifas>

Enel X. (2024). Movilidad eléctrica en Colombia: Expansión de puntos de carga. Recuperado de <https://www.enelx.com/co/es/movilidad-electrica>

EPM. (2024). Electromovilidad EPM: Estaciones públicas y red de recarga. Recuperado de <https://www.epm.com.co/site/electromovilidad>

ESSA. (2025). NTR-01: Normas técnicas para redes aéreas de media tensión. Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. <https://www.essa.com.co/site/Portals/proveedores/ntr-01%20redes%20aereas%20de%20media%20tension.pdf>

EVinfo.net. (2025, mayo 5). EV adoption nearly tripled in Latin America and the Caribbean in 2024, growing fast in 2025. <https://evinfo.net/2025/05/ev-adoption-nearly-tripled-in-latin-america-and-the-caribbean-in-2024-growing-fast-in-2025/>

Deboutte, G. (2025, 19 mayo). French parliament eases solar mandate for large parking lots. pv Magazine. <https://www.pv-magazine.com/2025/05/19/french-parliament-eases-solar-mandate-for-large-parking-lots/>

Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Solar Engineering of Thermal Processes (4th ed.). Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781118671603>

FENALCO, & ANDI. (2025, mayo). Boletín: Vehículos eléctricos e híbridos en Colombia – Mayo 2025. Más País. <https://drive.google.com/file/d/1PBOPxFMxJKKEIWYna6xDr0iinLSI6vCx/view>

Ferreira, H., Monteiro, V., Pinto, J. G., & Afonso, J. L. (2019). Impact of road slope and driving conditions on electric vehicle energy consumption. *Energies*, 12(23), 4468. <https://doi.org/10.3390/en12234468>

- Filote, C., Felseghi, R.-A., Raboaca, M. S., & Aşchilean, I. (2020). Environmental impact assessment of green energy systems for power supply of electric vehicle charging station. *International Journal of Energy Research*, 44(13), 10471–10494. <https://doi.org/10.1002/er.5678>
- Findeter. (2023). Líneas de crédito para infraestructura sostenible. Findeter. <https://www.minhacienda.gov.co/documents/d/portal/proyecto-de-decreto-movilidad-creacion-de-una-linea-de-credito-de-redescuento-y-credito-directo-con-tasa-compensada-para-proyectos-y-capital-de-trabajo-en-el-sector-transporte-para-la-movilidad-cero-emisiones?download=true>
- Fiori, C., Ahn, K., & Rakha, H. A. (2016). Power-based electric vehicle energy consumption model: Model development and validation. *Applied Energy*, 168, 257–268. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.01.097>
- Fraunhofer ISE. (2024). Photovoltaics Report (informe técnico anual sobre el estado del mercado PV).
- Fundación Repsol. (2024, 1 de abril). Los retos tecnológicos de la movilidad eléctrica. OpenRoom. Recuperado el 3 de septiembre de 2025, de <https://openroom.fundacionrepsol.com/es/contenidos/los-retos-tecnologicos-de-la-movilidad-electrica>
- GAC Motor Colombia. (2024). ¿Cuánto cuesta cargar un carro eléctrico en Colombia? <https://gacmotorcolombia.com/blog/cuanto-cuesta-cargar-carro-electrico-colombia>
- García, L. F., & Rodríguez, J. D. (2020). Evaluación de la capacidad de integración de sistemas fotovoltaicos en redes de distribución mediante un índice de aceptabilidad de red (IAR). *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, (96), 73–82. <https://doi.org/10.17533/udea.redin.202004>
- Giro Zero, Universidad de los Andes & Cardiff University. (2022). Giro Zero Road Map: Dirigiendo el sector transporte automotor de carga en Colombia hacia las cero emisiones. UK PACT. <https://girozero.uniandes.edu.co/wp-content/uploads/2025/04/Study-and-monitoring-of-the-evolution-of-low-emission-truck-pilots-in-Colombia-Report-VF.pdf>

- González-Longatt, F. M., & Bonilla, L. (2017). *Energía solar fotovoltaica: Fundamentos, tecnología y aplicaciones*. Alfaomega Grupo Editor.
- Green, M. A., Dunlop, E. D., Yoshita, M., Kopidakis, N., Bothe, K., Siefer, G., & Hao, X. (2022). Photovoltaic technology and manufacturing: A review of the status and outlook. *Journal of Materials Research*, 37(14), 2207–2225. <https://doi.org/10.1557/s43578-022-00632-z>
- Greenbuddies. (2024, 28 marzo). Legislative support for carports in the EU – What about carports in France and Germany? Greenbuddies. <https://www.greenbuddies.eu/en/blog/carports-legislative-in-the-eu>
- gridX. (2025). EV Charging Report 2025: Infrastructure & Trends [Informe de prensa]. gridX. <https://www.gridx.ai/press-releases/ev-charging-report-2025-gridx>
- Grupo Turelectric. (2020, 15 de septiembre). Tipos de paneles solares: eficiencia y rentabilidad. Recuperado el 3 de septiembre de 2025, de <https://grupoturelectric.com/tipos-de-paneles-solares-eficiencia-y-rentabilidad/>
- Hahn, G., & Geiger, P. (2021). Crystalline silicon solar cell technology: Status and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144(3), 111032. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111032>
- Hawkins, T. R., Singh, B., Majeau-Bettez, G., & Strømman, A. H. (2013). Comparative environmental life cycle assessment of conventional and electric vehicles. *Journal of Industrial Ecology*, 17(1), 53–64. <https://doi.org/10.1111/jiec.12011>
- Hawkins, T. R., Gausen, O. M., & Strømman, A. H. (2012). Environmental impacts of hybrid and electric vehicles—A review. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 17(8), 997–1014. <https://doi.org/10.1007/s11367-012-0440-9>
- Helmets, E., & Marx, P. (2012). Electric cars: Technical characteristics and environmental impacts. *Environmental Sciences Europe*, 24(1), 14. <https://doi.org/10.1186/2190-4715-24-14>
- Huawei Technologies Co., Ltd. (2023). SUN2000-100KTL / SUN2000-110KTL Three-Phase String Inverter Datasheet (Issue 13). Recuperado de <https://solar.huawei.com/download?p=/-/-/media/SolarV4/solar-version2/middle-east-africa/ke/professionals/all-products/ci/solar-version2/SUN2000-100KTL-M2-datasheet-20230210.pdf>

Iberdrola. (s. f.). Qué es movilidad eléctrica | Ventajas. Iberdrola. Recuperado el 3 de septiembre de 2025, de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/movilidad-sostenible/movilidad-electrica>

Iberdrola. (2025). Estaciones de carga de vehículos eléctricos, claves para el futuro de la movilidad sostenible. Iberdrola. Recuperado el 3 de septiembre de 2025, de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/estaciones-carga-vehiculos-electricos>

International Electrotechnical Commission. (2004). IEC 61727: Photovoltaic (PV) systems — Characteristics of the utility interface (2nd ed.). IEC.

International Electrotechnical Commission. (2014a). IEC 61851-23: Electric vehicle conductive charging system – Part 23: DC electric vehicle charging station. IEC.

International Electrotechnical Commission. (2014b). IEC 61851-24: Electric vehicle conductive charging system – Part 24: Digital communication between a DC EV charging station and an electric vehicle for control of DC charging. IEC.

International Electrotechnical Commission. (2018, January 26). IEC 61000-3-2:2018— Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current  $\leq 16$  A per phase). IEC.

International Electrotechnical Commission. (2017). IEC 61851-1: Electric vehicle conductive charging system – Part 1: General requirements. IEC.

International Electrotechnical Commission. (2018, January 26). IEC 61000-3-2:2018— Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-2: Limits – Limits for harmonic current emissions (equipment input current  $\leq 16$  A per phase). IEC.

International Electrotechnical Commission. (2019a). IEC 60947-2: Low-voltage switchgear and controlgear — Part 2: Circuit-breakers (6th ed.). IEC.

International Electrotechnical Commission. (2019b). IEC 60071:2025 SER – Insulation coordination (all parts) [International standard]. IEC.

International Electrotechnical Commission. (2021). IEC 60269-6:2010/AMD1:2021 – Low-voltage fuses — Part 6: Supplementary requirements for fuse-links for the protection of solar photovoltaic energy systems (Amendment 1 incorporated). IEC.

- International Electrotechnical Commission. (2025a). IEC 62548-1:2023/AMD1:2025 – Photovoltaic (PV) arrays — Part 1: Design requirements (Amendment 1 incorporated). IEC.
- International Electrotechnical Commission. (2025b). IEC 62271:2025 SER – High-voltage switchgear and controlgear (all parts) [International standard]. IEC.
- Inpel. (2025). Recarga vehicular en Colombia: Costos, opciones y futuro eléctrico. <https://www.inpel.com.co/2025/05/30/recarga-vehicular-en-colombia-costos-opciones-y-futuro-electrico/>
- International Energy Agency (IEA). (2023). Global EV Outlook 2023: Catching up with climate ambitions. Paris: IEA. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>
- International Energy Agency (IEA). (2023). Global EV Outlook 2023: Trends in charging infrastructure [Informe]. International Energy Agency. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023/trends-in-charging-infrastructure>
- International Energy Agency (IEA). (2025). Global EV Outlook 2025: Electric vehicle charging [Informe]. International Energy Agency. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025/electric-vehicle-charging>
- International Renewable Energy Agency. (2020). Renewable energy finance: Guidelines and best practices. IRENA. [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2014/May/1/Energy-finance-training-manual-for-FIs\\_Final.pdf?la=en&hash=38D9CFCCA9013269D0E39C06CE8277504FC62A6DLee](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Events/2014/May/1/Energy-finance-training-manual-for-FIs_Final.pdf?la=en&hash=38D9CFCCA9013269D0E39C06CE8277504FC62A6DLee), D.-Y., Bopp, K., Moniot, M., & Kandt, A. (2023). Fast Charging Infrastructure for Electrifying Road Trips to and from National Parks in the Western United States. NREL/TP-5400-87100, National Renewable Energy Laboratory. <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/87100.pdf>
- IEEE Standards Association. (2018). IEEE Standard 1547-2018: Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2018.8332112>
- Iturralde Carrera, L. A. (2025). Efficiency and Sustainability in Solar Photovoltaic Systems
- Jinko Solar Co., Ltd. (2024). Data sheet – Jinko Solar Tiger Neo N-type 590 W monocrystalline photovoltaic module (JKM590N-72HL4-V). Jinko Solar. <https://www.jinkosolar.com>

- Lee, T., Yoon, G., Kang, B., Choi, M.-i., Park, S., Park, J., & Park, S. (2024). Enhancing Electric Vehicle Charging Infrastructure: A Techno-Economic Analysis of Distributed Energy Resources and Local Grid Integration. *Buildings*, 14(8), 2546. <https://doi.org/10.3390/buildings14082546>
- Li, Y., et al. (2023). Optimizing electric vehicle charging infrastructure on highways: A multi-agent-based planning approach. *Sustainability*, 15(18), 13634. <https://doi.org/10.3390/su151813634>
- Liu, K., Yamamoto, T., & Morikawa, T. (2017). Impact of road gradient on energy consumption of electric vehicles. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 54, 74–81. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2017.04.015>
- LONGi Green Energy Technology Co., Ltd. (2023, 1 de septiembre). Hi-MO 7 LR7-72HGD 585–620M (Preliminary V05) [Ficha técnica]. [https://static.longi.com/2\\_LR\\_7\\_72\\_HGD\\_585\\_620\\_M\\_V2\\_30\\_30\\_and\\_15\\_V05\\_EN\\_c6514bcafc.pdf](https://static.longi.com/2_LR_7_72_HGD_585_620_M_V2_30_30_and_15_V05_EN_c6514bcafc.pdf)
- López, D., Cárdenas, J., & Gómez, A. (2019). Metodología para la evaluación técnica de la integración de generación distribuida en redes de media tensión en Colombia. *Ingeniería y Desarrollo*, 37(1), 1–15. <https://doi.org/10.14482/inde.37.1.9482>
- Luque, A., & Hegedus, S. (Eds.). (2011). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (2.ª ed.). John Wiley & Sons.
- Masters, G. M. (2013). *Renewable and efficient electric power systems* (2.ª ed.). John Wiley & Sons.
- Metro de Bogotá S. A. (s. f.). Anexo: Promedios mensuales de brillo solar para todas las estaciones del país (horas de sol al día) [PDF]. Metro de Bogotá. Recuperado el 3 de septiembre de 2025, de [https://www.metrodebogota.gov.co/sites/default/files/Brillo-Solar\\_Promedios-Mes.pdf](https://www.metrodebogota.gov.co/sites/default/files/Brillo-Solar_Promedios-Mes.pdf)
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2012, 3 de septiembre). Resolución 1526 de 2012 (con Anexos 1, 2, 3): Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para la sustracción de áreas en las reservas forestales nacionales y regionales, para el desarrollo de actividades consideradas de utilidad pública o interés social, se establecen las

actividades sometidas a sustracción temporal y se adoptan otras determinaciones.

<https://www.minambiente.gov.co/documento-normativa/resolucion-1526-de-2012-con-anexos-1-2-3/>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2018, 22 de febrero). Resolución 0256 de 2018: Por la cual se adopta la actualización del Manual de Compensaciones Ambientales del Componente Biótico y se toman otras determinaciones. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. <https://www.minambiente.gov.co/documento-entidad/resolucion-0256-de-2018/>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Transporte, Unidad de Planeación Minero Energética, & Departamento Nacional de Planeación. (2019). Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME): 2019–2030. Gobierno de Colombia. <https://archivo.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/Estrategia-Nacional-de-Movilidad-Elctrica-enme-minambiente.pdf>

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2021). Resolución 40223 de 2021: Estándares mínimos para estandarización e infraestructura de carga para vehículos eléctricos e híbridos enchufables. República de Colombia.

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2022). Lineamientos para la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en Colombia. Bogotá, Colombia: MME. <https://www.minenergia.gov.co/>

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2023). Política pública de movilidad eléctrica y sostenible. Bogotá: MME.

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2025a, 21 de noviembre). Resolución 40559 de 2025: Por la cual se adoptan lineamientos de interoperabilidad para el reporte, gestión y consulta de información generada por las estaciones de carga de acceso público. SUIN-Juriscal. <https://www.suin-juriscal.gov.co/clp/contenidos.dll/Resolucion/30055820>

Ministerio de Minas y Energía de Colombia. (2025c). Capítulo 5: Guía completa para la transición de estaciones de servicio a estaciones de energía. En Estrategia Nacional para la Infraestructura de Carga para vehículos eléctricos.

[https://minenergia.gov.co/documents/13273/Capitulo\\_5\\_Guia\\_de\\_transicion\\_de\\_estaciones\\_TEJ\\_2025.pdf](https://minenergia.gov.co/documents/13273/Capitulo_5_Guia_de_transicion_de_estaciones_TEJ_2025.pdf)

Ministerio de Transporte de Colombia. (2024, 3 mayo). Gobierno nacional entregó el proyecto vial 4G Pamplona-Cúcuta. Recuperado de <https://mintransporte.gov.co/publicaciones/11706/gobierno-nacional-entrego-el-proyecto-vial-4g-pamplona-cucuta>

Ministerio de Transporte de Colombia. (2025). Transporte sostenible: Estrategias para la movilidad eléctrica en Colombia. <https://mintransporte.gov.co/publicaciones/10754/transporte-sostenible>

Mobility Portal Latinoamérica. (2025, enero 22). Gobierno de Colombia trabaja en un plan nacional para cerrar la brecha de 1 cargador cada 33 vehículos eléctricos. <https://mobilityportal.lat/gobierno-colombia-plan-nacional-carga>

Multi-Objective Optimization for Solar-Hydrogen-Battery-Integrated Electric Vehicle Charging Stations with Energy Exchange. (2023). *Electronics*, 12(19), 4149. <https://doi.org/10.3390/electronics12194149>

Mundial, B. (2024). Estrategia nacional para la infraestructura de carga para vehículos eléctricos. Capítulo 1: Evaluación de la viabilidad técnica y económica del despliegue de infraestructuras de carga. [https://www.minenergia.gov.co/documents/12730/Capitulo\\_1-Evaluacion\\_viabilidad\\_tecnica\\_economica\\_despliegue\\_infra-TEJ-2024.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/12730/Capitulo_1-Evaluacion_viabilidad_tecnica_economica_despliegue_infra-TEJ-2024.pdf)

Naciones Unidas. (2015). Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Nueva York: Naciones Unidas. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/agenda-2030/>

National Renewable Energy Laboratory (NREL); Wood, E., Burton, E., Duran, A., & Gonder, J. (2015). Analysis of light-duty plug-in electric vehicles operating in electric mode: Fuel economy and daily driving patterns. Golden, CO: U.S. Department of Energy. <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63216.pdf>

Nelson, J. (2003). *The Physics of Solar Cells*. World Scientific.

- Njema, M., Kumar, R., & Patel, P. (2024). A review on the recent advances in battery development and their implications for electric mobility. *Journal of Energy Storage*, 78, 112564. <https://doi.org/10.1016/j.est.2024.112564>
- OECD. (2022, 7 noviembre). Norway's evolving incentives for zero-emission vehicles [Estudio de caso]. OECD Environment Directorate. <https://doi.org/10.1787/22d2485b-en>
- Organización Latinoamericana de Energía. (2023). Electric Mobility in Latin America and the Caribbean: Technical Note [Nota técnica]. <https://www.olade.org/wp-content/uploads/2024/09/Technical-Note-Electric-Movility-in-Latin-America-and-the-Caribbean-DEFINITIVE.pdf>
- Parmar, J. (2025, 18 jul.). AMC plans solar-powered EV charging stations for its buses. *The Times of India*. <https://timesofindia.indiatimes.com/city/ahmedabad/amc-plans-solar-powered-ev-charging-stations-for-its-buses/articleshow/122672779.cms>
- Pierce, L., et al. (2024). Assessment of U.S. electric vehicle charging needs and announced deployments through 2032. International Council on Clean Transportation (ICCT). [https://theicct.org/wp-content/uploads/2024/03/ID-89-%E2%80%93Chargers-2032\\_final-v2.pdf](https://theicct.org/wp-content/uploads/2024/03/ID-89-%E2%80%93Chargers-2032_final-v2.pdf)
- PlugShare. (2024). Red nacional de puntos de carga en Colombia. Recuperado de <https://www.plugshare.com>
- Portafolio. (2022, julio 15). El país tiene 119 electrolineras para atender toda la demanda. <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/el-pais-tiene-119-electrolineras-para-atender-toda-la-demanda-568924>
- Presidencia de la República de Colombia. (2015, 26 de mayo). Decreto 1076 de 2015: Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible. [https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Decretos%2F30019960&utm\\_source=chatgpt.com](https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Decretos%2F30019960&utm_source=chatgpt.com)
- Ramos, J. G. & Herrera, J. A. (2023). Análisis de viabilidad de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en Colombia. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/11349/40144>

- Randall, C. (2025, 24 marzo). InstaVolt opens EV charging 'superhub' in the UK. *electrive*.  
<https://www.electrive.com/2025/03/24/instavolt-opens-ev-charging-superhub-in-the-uk/>
- Real Rodríguez, S. A., Quiroz Arguello, D. E., & Hernández Caro, A. F. (2023). El reto logístico de la infraestructura de carga para vehículos eléctricos en Bogotá [Tesis de especialización]. Universidad Autónoma de Bucaramanga / Universidad de los Andes. Recuperado de <http://hdl.handle.net/10882/12799>
- Rivera, L. F., y Gómez, J. P. (2020). Diseño conceptual de estaciones de recarga solar para vehículos eléctricos en zonas urbanas de Colombia. *Revista Ingeniería y Desarrollo*, 38(2), 45–63.  
<https://repository.unad.edu.co/bitstream/handle/10596/31576/ehariasl.pdf?sequence=1>
- Sarda, J., Patel, N., Patel, H., Vaghela, R., Brahma, B., Bhoi, A. K., & Barsocchi, P. (2024). A review of the electric vehicle charging technology, impact on grid integration, policy consequences, challenges and future trends. *Energy Reports*, 12, 5671–5692.  
<https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.11.047>
- Secretaría Distrital de Movilidad de Bogotá. (2024). Guía de provisión de energía para vehículos eléctricos en Colombia: Modelos de negocio / Asesoría Bogotá – Modelos de negocio para recarga de vehículos eléctricos. Movilidad Cero y Bajas Emisiones.  
<https://www.movilidadbogota.gov.co/cero-y-bajas-emisiones/recurso>
- SevenSensor. (s. f.). Factores que afectan el rendimiento de las plantas fotovoltaicas. Recuperado el 3 de septiembre de 2025, de <https://www.sevensensor.com/es/factores-que-afectan-el-rendimiento-de-las-plantas-fotovoltaicas>
- Skoplaki, E., & Palyvos, J. A. (2009). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar Energy*, 83(5), 614–624. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>
- Smartcharge. (2023). Estaciones de recarga Smartcharge San Lorenzo. Recuperado de <https://smartcharge.co>
- Solanki, C. S. (2013). *Solar photovoltaic technology and systems: A manual for technicians, trainers and engineers*. Prentice Hall India.

Superintendencia de Industria y Comercio. (s. f.). Sistemas de carga para vehículos eléctricos [Boletín tecnológico]. República de Colombia.

Sun, H., Ma, X., Hu, R. Q., & Christensen, R. (2023). Precise coil alignment for dynamic wireless charging of electric vehicles with RFID sensing. arXiv. <https://arxiv.org/abs/2312.12565>

Terpel. (2024). Voltex: Soluciones de carga para vehículos eléctricos. Recuperado de <https://www.terpel.com/es/voltex>

Theran Orozco, S., Moreno Rocha, C., & Grimaldo Guerrero, J. (2024). Estrategias para gestionar el crecimiento de la infraestructura de recarga para vehículos eléctricos en Colombia. Corporación Universidad de la Costa. <https://hdl.handle.net/11323/10685>

The Development of China's New Energy Vehicle Charging and Swapping Industry: Review and Prospects. (2025). *Energies*, 18(17), 4548. <https://doi.org/10.3390/en18174548>

The Economic Times. (2024, febrero 25). Bengaluru airport gets 24/7 EV charging station powered by second-hand car batteries. The Economic Times. <https://economictimes.indiatimes.com/industry/renewables/bengaluru-airport-gets-24/7-ev-charging-station-powered-by-second-hand-car-batteries/articleshow/121574538.cms>

The Sun. (2024, julio 15). UK's biggest EV superhub with 44 ultra-rapid chargers and solar roof opens on motorway. The Sun. <https://www.thesun.ie/motors/14947348/uk-biggest-ev-superhub-ultra-rapid-chargers-motorway>

Travasset-Baró, O. (2015). Transport energy consumption in mountainous roads. *Transportation Research / Energy* (ScienceDirect). Recuperado de : <https://doi.org/10.1016/j.trd.2014.09.006>

UPME. (2019, diciembre 10). Establecer recomendaciones en materia de infraestructura de recarga para la movilidad eléctrica en Colombia para los diferentes segmentos: Buses, motos, taxis, BRT. Usaene. <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1384>

UPME (2023). Plan de acción para la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en Colombia 2023–2030. Bogotá: UPME.

UPME. (2024, 26 de diciembre). Resolución 001198 de 2024: Por la cual se actualiza el factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional del año 2023 para inventarios de

emisiones de gases de efecto invernadero y proyectos de mitigación. Gestor Normativo CREG (Alejandría).

[https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_upme\\_1198\\_2024.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_upme_1198_2024.htm)

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2025). Resolución 736 de 2025: Por la cual se modifican los Anexos 1, 2 y 3 de la Resolución UPME 000135 de 2025 (listas de bienes y servicios para proyectos de FNCE, GEE e hidrógeno). Gestor Normativo CREG (Alejandría). [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_upme\\_0736\\_2025.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_upme_0736_2025.htm)

UPME & Ministerio de Minas y Energía. (2024). Capítulo 1: Evaluación de la viabilidad técnica y económica para el despliegue de infraestructura de recarga para vehículos eléctricos e híbridos enchufables. Ministerio de Minas y Energía. [https://www.minenergia.gov.co/documents/12730/Capitulo\\_1-Evaluacion\\_viabilidad\\_tecnica\\_economica\\_despliegue\\_infra-TEJ-2024.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/12730/Capitulo_1-Evaluacion_viabilidad_tecnica_economica_despliegue_infra-TEJ-2024.pdf)

Universidad de los Andes & University of Cardiff. (2024). GiroZero: Infraestructura de recarga para el transporte automotor de carga en Colombia – hoja de ruta. Proyecto GiroZero. <https://girozero.uniandes.edu.co/node/231>

Universidad Nacional de Colombia. Repositorio Institucional UNAL. <https://repository.unad.edu.co/bitstream/handle/10596/31576/ehariasl.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

U.S. Department of Energy. (2018). Alternative Fuels Data Center (AFDC): Electric Vehicle Charging Stations & EV Charger Selection Guide. [afdc.energy.gov](https://afdc.energy.gov)

U.S. Department of Transportation. (s. f.). Electric Vehicle Charger Levels and Speeds. Departamento de Transporte de Estados Unidos. <https://www.transportation.gov/rural/ev/toolkit/ev-basics/charging-speeds>

Valentin Software GmbH. (2026). PVSOL premium\* (PV\*SOL premium 2026 R3). <https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/>

Wired. (2014, octubre 20). Envision Solar's funky charger parks EVs under the sun. Wired. <https://www.wired.com/2014/10/envision-solar-ev-charger>

- World Bank Group & Solargis. (2024). Global Solar Atlas 2.6: Solar resource and photovoltaic power potential of Colombia. The World Bank. <https://globalsolaratlas.info>
- Wood, E., Burton, E., Duran, A., & Gonder, J. (2014). Contribution of road grade to the energy use of modern automobiles across large datasets of real-world drive cycles. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Recuperado de [docs.nrel.gov/docs/fy14osti/61108.pdf](https://docs.nrel.gov/docs/fy14osti/61108.pdf)
- Wright, D. (2020, 30 sept.). Electrify America launches solar-powered electric vehicle charging stations in rural Fresno County. BeamForAll. <https://beamforall.com/electrify-america-launches-solar-powered-electric-vehicle-charging-stations-in-rural-fresno-county/>
- Zohaib, M., Mehmood, K., & Mahmood, A. (2021). Quantification of losses in a photovoltaic system: A review. *Renewable Energy Research Journal*, 11(2), 85–94. Recuperado de [https://www.researchgate.net/publication/358666721\\_Quantification\\_of\\_Losses\\_in\\_a\\_Photovoltaic\\_System\\_A\\_Review](https://www.researchgate.net/publication/358666721_Quantification_of_Losses_in_a_Photovoltaic_System_A_Review)

## Anexo A. Diagrama unifilar del sistema

