

Diseño Básico de una Planta Solar Fotovoltaica en Cimitarra Santander

Cristian David Sánchez Campiño y Manuel Fernando Castilla Tarazona

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Electricista

Director

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Doctor en Ciencias con énfasis en Ingeniería Eléctrica

Codirector

Wilman Morales Rey

Especialista en gerencia, estructuración, operación y aseguramiento de proyectos del sector
energético

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Ingeniería Eléctrica

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A mi madre, ejemplo infinito de resiliencia y amor. A quien, sin necesidad de palabras, me enseñó que el sacrificio siempre tiene un propósito. En cada momento de duda, en esas noches donde el cansancio pesaba más que la motivación, bastaba recordar todo lo que ella ha hecho por mí para encontrar la fuerza de levantarme y seguir. Este logro no es solo mío, también es suyo, porque en él vive cada uno de sus esfuerzos. A mi padre, por inculcar en mí el deseo constante de superarme. En él encontré la raíz de mi vocación por la ingeniería, y hoy puedo decir con orgullo que este camino ha superado todas mis expectativas. Su ejemplo ha sido guía firme en cada paso que he dado.

A mi hermana, pilar fundamental de este sueño. Por enseñarme, desde siempre, a enfrentar la vida con valentía y sencillez, y por ser ese apoyo silencioso pero inquebrantable que hizo posible llegar hasta aquí. A mi abuela, por sus oraciones constantes que, aun en silencio, fortalecieron mi corazón y mi espíritu. A mi abuelo, quien, aunque poco expresivo, me enseñó con su ejemplo el valor del trabajo duro, las madrugadas y la disciplina, sembrando en mí un profundo sentido de resiliencia. Finalmente, a Miguel, Oscar, Cristian y Sergio, por acompañarme desde el primer semestre y enseñarme el verdadero significado de la amistad. En ustedes encontré apoyo, risas y fuerza en los momentos más difíciles.

Manuel Fernando Castilla Tarazona

A mis profesores, por compartir su conocimiento y guiarme con paciencia en este proceso de aprendizaje.

De manera muy especial, a mi buen amigo Michael Sanabria. Gracias por tu amistad incondicional y por ser esa influencia clave que redefinió mi paso por la universidad. Tu forma de entender el mundo me permitió ver la academia y la vida desde una perspectiva más humana y profunda

Cristian David Sánchez Campiño

Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a Dios, porque en Él encontré la fortaleza necesaria en los días difíciles, la claridad en los momentos de incertidumbre y la perseverancia para no rendirme a lo largo de este proceso.

A mi familia, por ser el pilar fundamental de todo lo que he construido. Gracias por su apoyo incondicional, por acompañarme en cada etapa y por creer en mí incluso cuando yo mismo dudaba.

A mis amigos, por ser parte de este camino, por su amistad sincera y por el apoyo brindado en los momentos que más lo necesité.

A mis profesores, especialmente al profesor Quiroga y al profesor Wilman Morales, por su guía, acompañamiento y aportes valiosos durante el desarrollo de este proyecto.

A mi compañero Cristian Sánchez, por su dedicación, compromiso y apoyo constante, fundamentales para alcanzar este logro.

Manuel Fernando Castilla Tarazona

En primer lugar, quiero expresar mi más profundo agradecimiento a Dios, quien ha sido mi guía, fortaleza y compañía en cada paso de este camino académico. Al escuchar su voz, pude responder: «Heme aquí, envíame a mí» (Isaías 6:8). Sin su ayuda y dirección, alcanzar este logro no habría sido posible.

De igual manera, extendiendo mi gratitud sincera a mi familia y a todas las personas que de una u otra forma aportaron a este proceso. Cada palabra de aliento y cada corrección recibida han sido grandes gestos de enseñanza y una pieza fundamental para este resultado.

Cristian David Sánchez Campiño

Tabla de Contenido

Introducción	12
Capítulo 1. Marco legal y regulatorio	15
1.1. Incentivos tributarios y transferencias para parques solares	19
1.2. Ordenamiento territorial.....	19
1.3. Normativa ambiental.....	20
1.3.1. Uso del suelo y adquisición predial.....	20
1.3.2. Condiciones ambientales del territorio.....	20
1.3.3. Licencia ambiental	21
Capítulo 2. Disposición del terreno, características ambientales e irradiancia.....	22
2.1. Ubicación	22
2.2. Recurso solar, irradiación y temperatura	26
Capítulo 3. Dimensionamiento y selección de equipos	27
3.1. Potencia de funcionamiento.....	27
3.2. Selección de inversor solar	28
3.3. Selección de panel solar.....	29
3.4. Corrección de parámetros	30
3.5. Cálculo de número de paneles	30
3.6. Verificación de condiciones de operación	31
3.7. Recopilación de resultados	32
3.7.1. Resultados generales de la simulación.....	34

3.8.	Análisis de eficiencia y pérdidas.....	35
3.8.1.	Resultados de simulación para análisis de pérdidas.....	36
3.9.	Distancia mínima horizontal.....	38
3.10.	Selección de fusibles en DC.....	41
3.11.	Selección de protecciones contra DPS.....	43
3.12.	Selección del cableado DC.....	44
3.13.	Selección de cableado AC.....	44
Capítulo 4. Planos, detalles constructivos y esquemas eléctricos.....		47
4.1.	Disposición y <i>layout</i> de paneles.....	47
4.2.	Bastidor para inversores solares.....	48
4.3.	Diagrama unifilar.....	49
Conclusiones.....		50
Recomendaciones.....		52
Referencias.....		53

Lista de Figuras

Figura 1 <i>Render planta solar Cimitarra</i>	13
Figura 2 <i>Localización del área a intervenir</i>	23
Figura 3 <i>Curvas de nivel desde QGIS</i>	24
Figura 4 <i>Sólido topográfico en autodesk Revit</i>	25
Figura 5 <i>Resultados generales de simulación en PVSYST</i>	34
Figura 6 <i>Performance Ratio mensual</i>	37
Figura 7 <i>Diagrama de pérdidas</i>	38
Figura 8 <i>Disposición de strings en estructura ground-mounted fija</i>	39
Figura 9 <i>Diagrama para cálculo de distancia mínima horizontal</i>	41
Figura 10 <i>Disposición de paneles en planta solar</i>	47
Figura 11 <i>Bastidor para montaje de inversores solares</i>	48
Figura 12 <i>Diagrama unifilar</i>	49

Lista de Tablas

Tabla 1 <i>Principales datos del inversor solar elegido</i>	29
Tabla 2 <i>Principales datos del módulo solar</i>	29
Tabla 3 <i>Parámetros corregidos</i>	30
Tabla 4 <i>Rango de parámetros según string</i>	31
Tabla 5 <i>Verificación de condiciones de operación</i>	32
Tabla 6 <i>Resultados generales del dimensionamiento</i>	32
Tabla 7 <i>Valores supuestos según norma para pérdidas generales del sistema</i>	35
Tabla 8 <i>Cálculo de Performance Ratio</i>	36
Tabla 9 <i>Parámetros para selección de fusibles</i>	42

Lista de Apéndices

Los apéndices están disponibles en el Repositorio Institucional

Apéndice A. Irradiancia solar, horas de sol pico y temperatura en Cimitarra, Santander

Apéndice B. Fichas técnicas

Apéndice C. Simulación PVSYST

Apéndice D. Cálculos planta solar

Apéndice E. Modelos y planos de planta solar

Apéndice F. Diagrama unifilar

Resumen

Título: Diseño básico de una planta solar fotovoltaica en Cimitarra, Santander

Autores: Manuel Fernando Castilla Tarazona, Cristian David Sánchez Campiño**

Palabras clave: Dimensionamiento, transición energética, planta solar, panel fotovoltaico, inversor.

Descripción:

El presente trabajo aborda el diseño básico de una planta solar fotovoltaica de 10 MW en el municipio de Cimitarra, Santander, con el fin de aprovechar el potencial del recurso solar y contribuir a la transición energética. Este problema es relevante debido a la creciente demanda de energía eléctrica y la necesidad de incorporar fuentes renovables que reduzcan el impacto ambiental y mejoren la sostenibilidad del sistema eléctrico. Como solución, se propone el diseño técnico de una planta fotovoltaica conectada a red, considerando la selección de equipos, configuración eléctrica, análisis de pérdidas, diseño de estructuras, cableado y cumplimiento de normativas técnicas. Se emplearon herramientas como bases de datos de irradiación y simulaciones en software especializado para validar el desempeño del sistema. Los resultados muestran una potencia instalada de 12,86 MWp, una capacidad de inyección de 10,56 MW y una producción anual cercana a 19.5 GW, evidenciando un diseño eficiente y técnicamente viable. El proyecto demuestra la factibilidad de implementar soluciones solares en la región, aportando al desarrollo energético sostenible, la reducción de emisiones y el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica nacional.

* Trabajo de Grado

**Facultad de Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Oscar Arnulfo Quiroga. Ingeniero Electricista.
Codirector: Wilman Morales Rey. Ingeniero Electricista.

Abstract

Title: Basic design of a photovoltaic solar plant in Cimitarra, Santander

Author(s): Manuel Fernando Castilla Tarazona, Cristian David Sánchez Campiño**

Key Words: Sizing, energy transition, solar plant, photovoltaic panel, investor.

Description:

The present work addresses the basic design of a 10 MW photovoltaic solar plant in the municipality of Cimitarra, Santander, aiming to harness the solar resource potential and contribute to the energy transition. This problem is relevant due to the growing demand for electrical energy and the need to incorporate renewable sources that reduce environmental impact and improve the sustainability of the power system. As a solution, the study proposes the technical sizing of a grid-connected photovoltaic plant, including equipment selection, electrical configuration, loss analysis, structural design, cabling, and compliance with technical standards. Solar resource databases and specialized simulation software were used to validate system performance. The results show an installed capacity of approximately 12.86 MWp, a grid injection capacity of 10.56 MW, and an annual energy production of about 20.5 GWh, with a Performance Ratio of 83.4%, demonstrating an efficient and technically feasible design. The project demonstrates the feasibility of implementing solar solutions in the region, contributing to sustainable energy development, emission reduction, and the strengthening of the national electrical infrastructure.

* Degree Work

*Faculty of Physicomechanical Engineering School of Electrical, Electronic, and Telecommunications Engineering
Advisor: Oscar Arnulfo Quiroga, Electrical Engineer Co-advisor: Wilman Morales Rey, Electrical Engineer.

Introducción

El desarrollo de proyectos de generación fotovoltaica a gran escala no solo depende de la disponibilidad del recurso solar, sino también de la correcta aplicación de criterios técnicos que garanticen su desempeño, seguridad y viabilidad operativa. En este sentido, el diseño de una planta solar implica la integración de múltiples variables eléctricas, energéticas y constructivas que deben ser evaluadas de manera conjunta para asegurar un funcionamiento eficiente del sistema. Uno de los principales desafíos en este tipo de proyectos radica en la adecuada articulación entre el generador fotovoltaico y los sistemas de conversión e interconexión. Aspectos como la configuración de strings, la compatibilidad entre módulos e inversores, la selección de conductores, la disposición física de los arreglos y el análisis de pérdidas, son determinantes en el rendimiento global de la planta. Una aproximación fragmentada de estos elementos puede generar inconsistencias que afecten la eficiencia y confiabilidad del sistema.

En este contexto, el presente trabajo se enfoca en el desarrollo de un diseño técnico integral para una planta solar fotovoltaica ubicada en el municipio de Cimitarra, Santander, abordando de manera coordinada el dimensionamiento eléctrico, la configuración del campo solar y la validación del desempeño mediante herramientas de simulación. Como resultado del proceso de diseño, se obtuvo una planta con una capacidad instalada de aproximadamente 12,86 MWp, compuesta por 20.736 módulos fotovoltaicos y 32 inversores, ocupando un área cercana a 12 hectáreas. El sistema presenta una producción específica de aproximadamente 1550 kWh/kWp/año, lo cual es consistente con el recurso solar de la región, y una generación anual del orden de 20 GWh. Asimismo, el diseño permite abastecer aproximadamente 4300 a 4400 hogares, considerando un consumo promedio de 300 kWh/mes por usuario.

Adicionalmente, se garantiza la compatibilidad entre los equipos, el cumplimiento de condiciones eléctricas de operación y un nivel de pérdidas dentro de rangos aceptables, lo que se refleja en un desempeño eficiente del sistema. La validación mediante simulación permite contrastar los resultados teóricos con el comportamiento esperado de la planta, fortaleciendo la confiabilidad del diseño. De esta manera, el trabajo no solo consolida un proceso de dimensionamiento técnicamente consistente, sino que también aporta una base metodológica aplicable a proyectos fotovoltaicos de características similares, contribuyendo al desarrollo de soluciones energéticas sostenibles en el país.

Figura 1

Render planta solar Cimitarra



Nota. Tomado de Gemini AI integrado con Revit.

De forma general, el presente proyecto cuenta como objetivo principal **Desarrollar la ingeniería básica de una planta solar fotovoltaica de 10MW ubicada en el municipio Cimitarra Santander**, y para lograrlo se deben cumplir los siguientes objetivos específicos:

- ✓ Identificar las normativas aplicables a la integración de plantas solares al SIN, incluyendo los procedimientos establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y otras entidades pertinentes. Esto incluye requisitos técnicos, permisos y condiciones de operación.
- ✓ Analizar datos de irradiancia solar, temperatura ambiental, disposición del terreno y otros parámetros utilizando bases de datos (como NASA POWER).
- ✓ Elaborar las memorias de cálculo para el dimensionamiento y selección de los principales equipos y componentes de la planta de generación.
- ✓ Elaborar los planos de ingeniería que incluyen diagramas unifilares, disposición de paneles y detalles constructivos, en algún entorno de diseño como AutoCAD.

Capítulo 1. Marco legal y regulatorio

El desarrollo de proyectos de generación fotovoltaica en Colombia se encuentra regulado por un conjunto de disposiciones normativas y técnicas que garantizan la seguridad, confiabilidad y adecuada integración de estas tecnologías al sistema eléctrico nacional. En el caso de plantas solares fotovoltaicas de mediana y gran escala, como la considerada en el presente estudio, es fundamental atender los lineamientos establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), así como diversas normas técnicas nacionales e internacionales aplicables al diseño, construcción y operación de este tipo de sistemas.

En primer lugar, para plantas solares fotovoltaicas con capacidades como la del presente proyecto, conectadas al Sistema de Transmisión Nacional (STN) o al Sistema de Transmisión Regional (STR), independientemente de su capacidad, la normativa aplicable es la Resolución CREG 060 de 2019, la cual regula los aspectos de conexión, operación y aspectos comerciales en el mercado de energía mayorista para plantas solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR. En el marco de esta resolución, se exige que los agentes representantes de plantas solares fotovoltaicas que se conecten al STN y STR entreguen al Centro Nacional de Despacho (CND), con seis meses de anticipación a su entrada en operación, los modelos preliminares de la planta de generación y sus controles asociados para los estudios de simulación. Dichos modelos deben incluir los requisitos técnicos definidos para el control de frecuencia y potencia activa, el control de tensión y potencia reactiva, así como permitir el ajuste de los parámetros que definen estas funcionalidades.

Las plantas eólicas y solares fotovoltaicas deberán disponer de funciones de protección de sobre y baja tensión, instalados en el punto de conexión y ajustados según requerimientos operativos del sistema de potencia. Los criterios y ajustes de las funciones de protección de sobre y baja tensión deberán ser definidos por el CND, de acuerdo con las necesidades del SIN, a su vez, deberán coordinar con el transmisor la conveniencia de habilitar una protección antiisla que, en caso de requerirse, deberá ser de tipo Intertrip (CREG 060 de 2019).

Complementariamente, en materia de conexión al SIN, el proceso de asignación del punto de conexión se rige por la Resolución CREG 075 de 2021, la cual establece los criterios y procedimientos para la reserva de capacidad de transporte y los trámites de conexión ante el operador de red correspondiente.

Por su parte, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir todas las instalaciones eléctricas en Colombia, incluyendo los sistemas fotovoltaicos. Este reglamento define criterios relacionados con la protección contra contactos eléctricos directos e indirectos, conexión a puesta a tierra según la sección 690.45 de la NTC 2050, coordinación de protecciones y condiciones de instalación de equipos eléctricos. En el contexto de sistemas fotovoltaicos, el RETIE exige que los diseños consideren las condiciones ambientales del sitio, tales como temperatura, radiación solar y humedad, así como la implementación de protecciones contra sobretensiones, sobrecorrientes y fallas a tierra. Además, establece la obligatoriedad de utilizar equipos certificados y de garantizar que la instalación sea ejecutada por personal calificado, con el fin de asegurar condiciones adecuadas de seguridad y operación (Ministerio de Minas y Energía, 2013).

En relación con el proceso de conexión al Sistema Interconectado Nacional, este se encuentra estructurado a través de procedimientos definidos por la Unidad de Planeación Minero-

Energética (UPME). Inicialmente, el desarrollador del proyecto debe presentar una solicitud de punto de conexión, incluyendo información técnica detallada del proyecto.

Posteriormente, la UPME evalúa la disponibilidad de la red y asigna un punto de conexión viable. Una vez definido este punto, se deben realizar estudios de conexión que analicen el comportamiento del sistema eléctrico ante la incorporación de la nueva planta, considerando aspectos como flujo de potencia, niveles de cortocircuito y estabilidad. Finalmente, el operador de red emite un concepto técnico de conexión, validando la viabilidad del proyecto. Este proceso es esencial para garantizar que la integración de nuevas fuentes de generación no comprometa la confiabilidad ni la seguridad del sistema eléctrico nacional (Unidad de Planeación Minero Energética, 2022).

Desde el punto de vista técnico, la norma NTC 2050 constituye una referencia fundamental para el diseño de instalaciones eléctricas en Colombia, ya que está basada en el Código Eléctrico Nacional (NEC). Esta norma establece criterios para el dimensionamiento de conductores, selección de protecciones, métodos de instalación y cálculo de capacidad de corriente. En sistemas fotovoltaicos, su aplicación es especialmente relevante para determinar la sección adecuada de los conductores tanto en corriente continua como en corriente alterna, considerando factores de corrección por temperatura ambiente y agrupamiento de conductores. Asimismo, proporciona lineamientos para la protección contra sobrecorrientes y para el diseño seguro de los circuitos eléctricos, contribuyendo a la eficiencia y confiabilidad del sistema (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, 2020).

En cuanto a normas internacionales, la IEC 61643-32 establece los criterios para la selección y aplicación de dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) en sistemas fotovoltaicos. Estos dispositivos son fundamentales debido a la exposición de las instalaciones a

descargas atmosféricas y transitorios eléctricos. La norma define la clasificación de los DPS según su ubicación en el sistema, tanto en el lado de corriente continua como en el lado de corriente alterna, así como los niveles de protección requeridos y los criterios de coordinación entre dispositivos. Además, establece que los DPS deben seleccionarse en función del nivel de tensión del sistema y deben instalarse lo más cerca posible de los equipos a proteger, garantizando una adecuada conexión al sistema de puesta a tierra (International Electrotechnical Commission, 2016).

Finalmente, la norma IEC 60364-7-712 proporciona lineamientos específicos para instalaciones eléctricas en sistemas fotovoltaicos, abordando aspectos relacionados con la protección contra sobrecorrientes, la selección de fusibles y la configuración de arreglos fotovoltaicos. En particular, establece que los fusibles deben instalarse para proteger los strings fotovoltaicos contra corrientes inversas, las cuales pueden presentarse cuando múltiples cadenas se conectan en paralelo. La selección de estos dispositivos debe considerar la corriente de cortocircuito de los módulos y las condiciones de operación en corriente continua, las cuales difieren significativamente de los sistemas en corriente alterna. Adicionalmente, la norma contempla requisitos de aislamiento, protección contra fallas a tierra y procedimientos de desconexión segura, contribuyendo a la seguridad integral del sistema (International Electrotechnical Commission, 2017).

En conjunto, el cumplimiento de estas normas y regulaciones permite garantizar que el diseño y operación de la planta solar fotovoltaica se realice bajo criterios de seguridad, eficiencia y confiabilidad, asegurando su adecuada integración al sistema eléctrico colombiano y alineándose con las mejores prácticas internacionales en ingeniería eléctrica.

1.1. Incentivos tributarios y transferencias para parques solares

El marco legal colombiano no solo regula la operación técnica de los proyectos fotovoltaicos, sino que mejora su viabilidad económica mediante incentivos tributarios que impactan positivamente el CAPEX y el flujo de caja. En términos generales, la Ley 1715 de 2014 permite acceder a la deducción de hasta el 50 % de la inversión del impuesto sobre la renta por un periodo máximo de quince años, a la exclusión del IVA para equipos y servicios asociados, a la exención de aranceles para maquinaria y equipos no producidos en la industria nacional y a la depreciación acelerada de hasta el 33,33 % anual sobre los activos. Para el caso de una planta solar de 10 MW, estos instrumentos no reemplazan la evaluación financiera detallada, pero sí modifican de manera sustancial el perfil económico del proyecto y constituyen un insumo obligatorio dentro de la justificación de su factibilidad (Unidad de Planeación Minero Energética, 2026).

De conformidad con el artículo 54 de la Ley 143 de 1994, modificado por el artículo 289 de la Ley 1955 de 2019, las empresas generadoras de energía a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) cuya potencia nominal instalada total supere los 10.000 kW (10 MW) están obligadas a realizar las denominadas Transferencias del Sector Eléctrico, correspondientes a un porcentaje de las ventas brutas de energía por generación propia, calculado con base en la tarifa de venta en bloque definida por la CREG (Congreso de la República, 1994).

En este sentido, al igual que lo que se comentará en el apartado de licenciamiento ambiental, proyectar la planta solar con una potencia nominal instalada inferior a 10 MW implicaría, adicionalmente, la exención de esta obligación de transferencia.

1.2. Ordenamiento territorial

El ordenamiento territorial del municipio de Cimitarra se caracteriza por una vocación principalmente rural, con predominio de actividades agropecuarias y baja densidad poblacional.

No obstante, es fundamental considerar que esta región ha estado influenciada por el conflicto armado en Colombia, con presencia de grupos guerrilleros y otras dinámicas asociadas al control territorial. Aunque las condiciones de seguridad han mejorado en los últimos años, este factor debe ser tenido en cuenta en la planificación de proyectos, ya que puede representar riesgos en la implementación, operación y mantenimiento, así como en la logística y acceso a las zonas de instalación. Por ello, resulta necesario incorporar análisis de seguridad, gestión social y articulación con entidades del Estado dentro del proceso de desarrollo del proyecto.

1.3. Normativa ambiental

1.3.1. Uso del suelo y adquisición predial

La adquisición de predios rurales en Colombia se rige por la Ley 160 de 1994 y el Decreto 1076 de 2015. Para el proyecto es necesario verificar que el predio cuente con título de propiedad inscrito en el Registro de Instrumentos Públicos y que el uso del suelo del EOT municipal de Cimitarra sea compatible con infraestructura de generación eléctrica.

1.3.2. Condiciones ambientales del territorio

El municipio de Cimitarra se encuentra bajo jurisdicción de la CAS (Corporación Autónoma Regional de Santander). Las áreas protegidas de orden nacional en esta jurisdicción corresponden al Parque Nacional Natural Serranía de los Yariguíes y las Reservas Forestales Protectoras de La Cuchilla del Minero. El predio seleccionado para el proyecto se localiza fuera de estas figuras de protección, en zona de uso agropecuario, con baja cobertura arbórea y alejado de cauces hídricos, lo que elimina la necesidad de permisos de aprovechamiento forestal y de ocupación de cauce.

1.3.3. Licencia ambiental

Mediante el Decreto 1033 de 2025 se creó la Licencia Ambiental Solar con Diseño Optimizado (LASolar), aplicable a proyectos solares entre 10 y 100 MW, que reduce hasta en dos terceras partes los tiempos del trámite e inicia desde la fase de planeación con la emisión de Términos de Referencia Específicos en máximo 15 días. El trámite exige un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y no requiere Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA), dado que los activos de conexión operarán a tensión inferior a 50 kV.

Teniendo en cuenta el marco regulatorio descrito, y de acuerdo con los cálculos presentados en apartados posteriores de este documento, la planta solar fotovoltaica fue proyectada con una potencia de inyección máxima de 10,5 MW. Esta capacidad se definió con el propósito de garantizar una inyección neta de 10 MW a la red, considerando márgenes operativos asociados a la regulación de tensión, la compensación de potencia reactiva y las pérdidas inherentes al sistema.

Dado que la capacidad instalada proyectada es igual o superior a 10 MW, el proyecto queda sujeto al régimen de licenciamiento ambiental establecido por el Decreto 1033, debiendo adelantar el trámite de la LASolar ante la ANLA. No obstante, para efectos prácticos de implementación, existe la posibilidad técnica de proyectar la granja solar con una capacidad instalada inferior a 10 MW (por ejemplo, 9,9 MW). Los proyectos de generación solar fotovoltaica por debajo de este umbral quedan exentos del licenciamiento ambiental, debiendo cumplir únicamente con la formulación de un Plan de Manejo Ambiental (MADS, 2015). Esta alternativa permitiría reducir de manera significativa los tiempos administrativos previos al inicio de la construcción.

Capítulo 2. Disposición del terreno, características ambientales e irradiancia

2.1. Ubicación

El proyecto fotovoltaico de 10 MW se plantea desarrollar en las cercanías del casco urbano del municipio de Cimitarra, específicamente en la ubicación definida en las imágenes de referencia, correspondiente a las coordenadas geográficas 6.335133, -73.953094. El área seleccionada presenta condiciones favorables para la implementación del proyecto, destacándose por ser un terreno predominantemente plano, lo que facilita las labores de construcción y montaje.

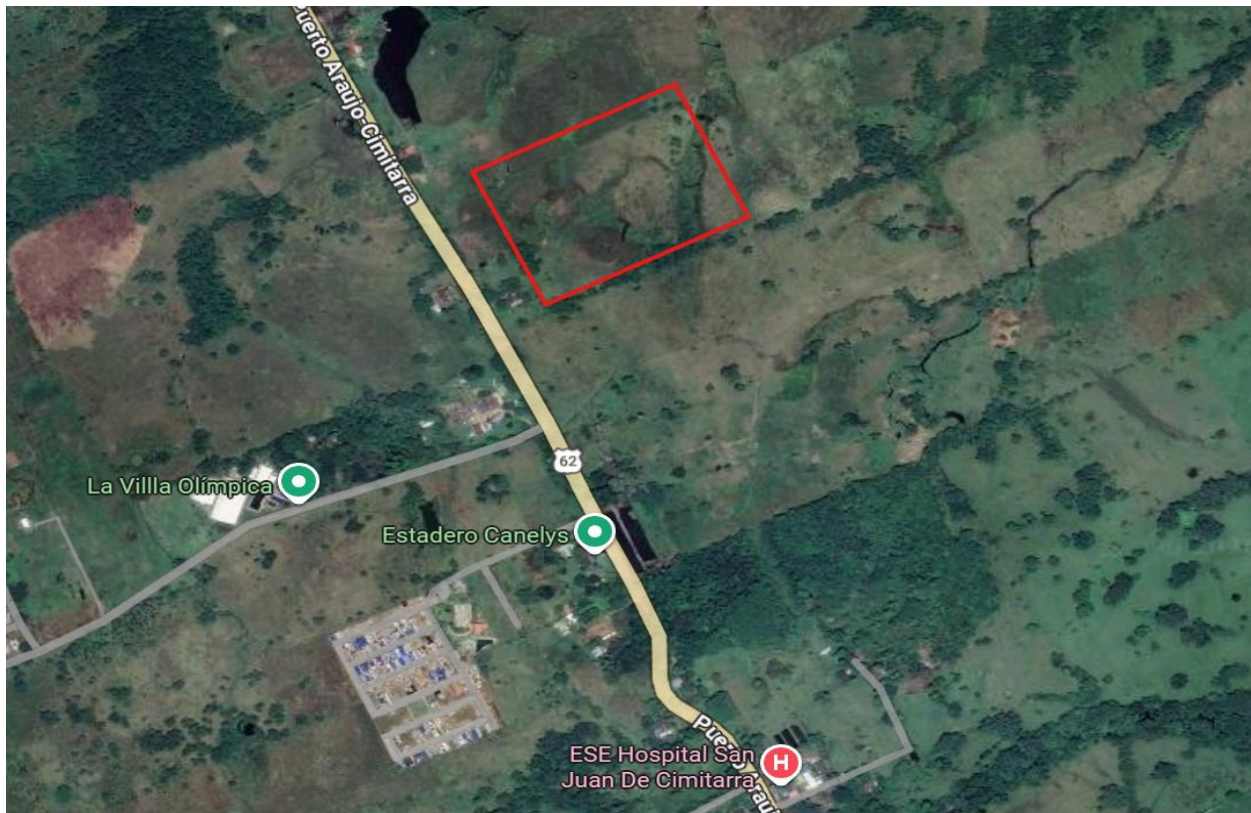
Las dimensiones del proyecto fueron seleccionadas en función de la cantidad de paneles solares e inversores requeridos, buscando la disposición más eficiente posible. No obstante, en la etapa de aplicación deberá verificarse la disponibilidad real de los terrenos, lo que implica adelantar los procesos legales correspondientes. En caso de que el área identificada se encuentre en los linderos de predios pertenecientes a distintos propietarios, se recomienda priorizar una ubicación que simplifique los trámites de adquisición o arrendamiento de tierras. Desde un punto de vista práctico, este constituye el primer paso en la etapa de prediseño, dado que el espacio disponible determina directamente la potencia instalada de la planta: en muchas situaciones no se contará con el área suficiente, lo que condiciona el alcance del proyecto. Por esta razón, la definición temprana del terreno es fundamental para acotar el radio de acción y tomar decisiones de diseño informadas.

Finalmente, los contratos con los propietarios deben formalizarse de manera rigurosa y completa, con el fin de prevenir conflictos legales durante las fases de construcción y operación de la planta solar. Adicionalmente, se trata de una zona con baja cobertura arbórea, lo que reduce la necesidad de intervenciones asociadas al aprovechamiento forestal. Asimismo, no se identifican

cuerpos de agua ni recursos hídricos cercanos al sitio, lo que minimiza posibles afectaciones ambientales y evita la necesidad de permisos relacionados con ocupación de cauces o intervención de rondas hídricas. Estas características hacen del área una ubicación adecuada y viable para el desarrollo del proyecto.

Figura 2

Localización del área a intervenir



Nota. Tomado de Google Maps.

Para el desarrollo del modelo del terreno, se realizó el procesamiento de la información topográfica mediante el software QGIS, desde el cual se generaron y exportaron las curvas de nivel correspondientes a la ubicación del proyecto. Posteriormente, dicha información fue importada al software Autodesk Revit, herramienta utilizada para el diseño de la planta fotovoltaica, permitiendo así la adecuada representación del terreno y su integración en el modelado del

proyecto. Este procedimiento hizo parte del análisis de la disposición del terreno y del recurso topográfico disponible, facilitando la evaluación de las condiciones del sitio para la correcta implantación de la planta solar. En el software Autodesk Revit se emplearon herramientas de modelado topográfico que permitieron identificar las zonas más favorables para la implantación del proyecto, priorizando aquellas en las que se requiere el menor trabajo de excavación y compactación del terreno. A partir de este análisis, se determinó que las intervenciones de movimiento de tierra serían mínimas, presentándose excavaciones máximas puntuales del orden de aproximadamente 2 metros en sectores específicos.

Figura 3

Curvas de nivel desde QGIS



En Revit se emplearon herramientas de modelado topográfico que permitieron identificar las zonas más favorables para la implantación del proyecto, priorizando aquellas en las que se requiere el menor trabajo de excavación y compactación del terreno. A partir de este análisis, se determinó que las intervenciones de movimiento de tierra serían mínimas, presentándose excavaciones máximas puntuales del orden de aproximadamente 2 metros en sectores específicos. El área destinada para la implementación del proyecto corresponde aproximadamente a 120.000 m² (12 hectáreas), con las dimensiones establecidas según la delimitación mostrada en la imagen de referencia.

Adicionalmente, el predio se encuentra ubicado en una zona cercana a una vía principal, lo que facilita el acceso para actividades de construcción, operación y mantenimiento. Asimismo, su proximidad a la subestación del municipio de Cimitarra representa una ventaja significativa para la conexión del proyecto al sistema eléctrico, optimizando aspectos técnicos y económicos asociados a la interconexión.

Figura 4

Sólido topográfico en autodesk Revit



2.2. Recurso solar, irradiación y temperatura

Para el desarrollo del presente proyecto, los datos asociados al recurso solar, tales como irradiación y temperatura, fueron obtenidos a partir de bases de datos reconocidas a nivel internacional como NASA POWER y Meteonorm 8. Estas fuentes constituyen herramientas fundamentales para el análisis energético de sistemas fotovoltaicos, ya que proporcionan información confiable y de largo plazo sobre las condiciones climáticas del sitio.

La información obtenida fue utilizada para la estimación del potencial de generación del proyecto, así como para el análisis y corrección de parámetros eléctricos en función de la temperatura, permitiendo un dimensionamiento más preciso y ajustado a las condiciones reales de operación de la planta solar, adicionalmente, se resume más información en el apéndice A de este proyecto.

Capítulo 3. Dimensionamiento y selección de equipos

Para el desarrollo del presente proyecto de diseño de una planta solar fotovoltaica en el municipio de Cimitarra (Santander), se realizó un análisis comparativo de diferentes tecnologías disponibles en el mercado, tanto de módulos fotovoltaicos como de inversores tipo string. Este proceso consideró criterios como eficiencia, compatibilidad eléctrica, disponibilidad comercial y cumplimiento normativo. Si bien se evaluaron múltiples alternativas, para efectos del presente dimensionamiento se adoptaron referencias específicas de módulo fotovoltaico y de inversor, cuyos parámetros eléctricos permiten garantizar la viabilidad técnica del sistema, (véase Apéndice B. Fichas técnicas).

Es importante resaltar que los resultados obtenidos no dependen exclusivamente de una marca en particular, sino de los rangos de operación típicos de este tipo de equipos. Una planta solar fotovoltaica conectada a la red está conformada principalmente por los generadores fotovoltaicos, los inversores, los sistemas de protección y los elementos de interconexión. La configuración empleada corresponde a un sistema tipo string, en el cual múltiples cadenas de módulos fotovoltaicos alimentan inversores de aproximadamente 300 kW de potencia instalada. Estos equipos realizan la conversión de corriente continua (CC) a corriente alterna (CA) para su posterior inyección al sistema eléctrico. De acuerdo con la literatura técnica, esta arquitectura permite optimizar la eficiencia global del sistema, mejorar la gestión operativa y facilitar el mantenimiento en plantas de mediana escala (Tobajas, 2020).

3.1. Potencia de funcionamiento

Para la proyección de inyección de potencia a la red de 10 MW, se considera un sobredimensionamiento en la capacidad de los inversores. Esta decisión no solo busca aprovechar

plenamente la capacidad nominal de los equipos, sino también garantizar la flexibilidad operativa del sistema frente a requerimientos de potencia reactiva exigidos por el operador de red. En sistemas eléctricos de potencia, es común que las plantas de generación deban operar con factores de potencia distintos a la unidad, típicamente en rangos de 0,95 en atraso o adelanto, con el fin de contribuir al control de tensión del sistema interconectado nacional (SIN). Bajo esta condición, la potencia aparente requerida por el sistema debe ser mayor que la potencia activa entregada.

(Ecuación 1) Fórmula de potencia de dimensionamiento: $S = \frac{p}{fp}$

Por lo tanto, se cuenta con una potencia de dimensionamiento $S_{max} = 10.5$ MVA.

3.2. Selección de inversor solar

Para el dimensionamiento del sistema se seleccionó el inversor Huawei SUN2000-330KTL-H1. En las secciones siguientes se verifica su cumplimiento frente a los requerimientos técnicos del proyecto. La ficha técnica correspondiente se encuentra en el Apéndice B.

El inversor incorpora protección anti-isla y capacidades de control de tensión, frecuencia y potencia reactiva, funcionalidades que constituyen requisitos obligatorios para la conexión de plantas solares fotovoltaicas al STN y STR según la Resolución CREG 060 de 2019. En este marco, la planta fue diseñada para que dichos controles operen de manera integrada y conforme a las consignas definidas por el Centro Nacional de Despacho (CND), garantizando una inyección de potencia activa y reactiva estable, con capacidad de regulación continua de tensión en el punto de conexión al SIN, respuesta ante variaciones de frecuencia y comportamiento adecuado frente a perturbaciones de red, incluyendo depresiones de tensión (LVRT) y sobretensiones (HVRT).

Tabla 1*Principales datos del inversor solar elegido*

Tensión máxima de entrada $V_{m\acute{a}x(inv)}$ [Vdc]	1500
Corriente de cortocircuito máxima $I_{scm\acute{a}x(inv)}$ [Ade]	115
Rango de tensiones MPPT $V_{mp(inv)m\acute{i}n}$ - $V_{mp(inv)m\acute{a}x}$	500V - 1500V
Cantidad de MPPTs	6
Máxima potencia de salida [kVA]	330
Tensión nominal de salida [Vac]	800
Frecuencia nominal [Hz]	60
Rango de factor de potencia	0.8(Adelanto – Atraso)

3.3. Selección de panel solar

Aprovechando que el terreno disponible es plano, se empleará un único tipo de módulo fotovoltaico en toda la planta. Dentro de las diversas opciones del mercado, se seleccionó el panel Jinko Solar JKM620N-78HL4-BDV, cuya ficha técnica se encuentra anexada a este documento en el Apéndice B.

Tabla 2*Principales datos del módulo solar*

	Tipo de celda	Monocrystalino
Peso [kg]		34.6
P_{max} [Wp]		620
V_{mp} [Vdc]		45.93
I_{mp} [Ade]		13.5
V_{oc} [Vdc]		55.58
I_{sc} [Ade]		14.19
Temperatura de operación nominal de la célula NOCT [°C]		45

3.4. Corrección de parámetros

Para realizar la correcta corrección, se debe contar con la temperatura de trabajo de la célula, la cual se define a partir de la $T_{[NOCT]}$.

$$\text{(Ecuación 2) F\u00f3rmula temperatura m\u00f3dulo solar: } T_{c\u00e9lula} = T_{amb} + \frac{T_{[NOCT]} - 20}{800} \cdot G$$

$$T_{amb} = 27.9 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$G = 1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$$

El c\u00e1lculo arroja una temperatura de c\u00e9lula de $59.15 \text{ }^\circ\text{C}$, valor que permite determinar los par\u00e1metros corregidos de tensi\u00f3n y corriente tanto para condiciones de verano como de invierno, considerados los escenarios cr\u00edticos de evaluaci\u00f3n del sistema.

$$\text{(Ecuaci\u00f3n 3) F\u00f3rmula de correcci\u00f3n por temperatura: } X = X_{stc} * [1 + \beta * (T_{c\u00e9lula} - 25)]$$

Seguindo la f\u00f3rmula anterior, los valores corregidos para los rangos MPPT y puntos cr\u00edticos ser\u00e1n:

Tabla 3

Par\u00e1metros corregidos

V _{mp} [59.15\u00b0C]	42.008
V _{mp} [20\u00b0C]	46.504
V _{oc} [20\u00b0C]	56.275
I _{sc} [59.15\u00b0C]	14.412

3.5. C\u00e1lculo de n\u00famero de paneles

Para definir la potencia de funcionamiento del sistema fotovoltaico en MW_p, se proyecta un 20 % adicional sobre la potencia m\u00e1xima de inyecci\u00f3n, que es de 10.5 MVA. En consecuencia, la potencia pico a instalar corresponde a 12.6 MW_p.

Por otra parte, considerando que el voltaje máximo de entrada del inversor es de 1500 Vdc y que el voltaje de circuito abierto del módulo en condiciones de invierno es de 58.35 Vdc, el número de módulos fotovoltaicos a conectar en serie se determina como:

$$\text{(Ecuación 4) F\acute{o}rmula de n\acute{u}mero de paneles en serie: } N_s \leq \frac{V_{\text{m\acute{a}x}(\text{inv})}}{V_{\text{oc}(\text{invierno})}}$$

N_s en este caso, nos da como resultado un n\acute{u}mero de m\acute{o}dulos en serie de m\acute{a}ximo 25, pero se opta por elegir 24 paneles, para evitar riesgos de sobretensiones.

Para el n\acute{u}mero de inversores y paneles, contamos con:

$$\text{(Ecuaci\acute{o}n 5) F\acute{o}rmula de n\acute{u}mero de inversores: } N_{\text{inv}} = \frac{P_{\text{inyRed}}}{P_{\text{max}(\text{inv})}}$$

$$\text{(Ecuaci\acute{o}n 6) F\acute{o}rmula de n\acute{u}mero de m\acute{o}dulos solares: } N_{\text{paneles}} = \frac{P_{\text{ssf}v} [\text{MWp}]}{P_{\text{max}(\text{panel})}}$$

Por lo tanto, el n\acute{u}mero de inversores ser\acute{a} de 32 y el n\acute{u}mero de paneles es de 20322.

Contando con estos datos procedemos a encontrar el n\acute{u}mero de strings por inversor solar:

$$\text{(Ecuaci\acute{o}n 7) F\acute{o}rmula para n\acute{u}mero de string por inversor: } N_{\text{stringxinv}} = \frac{N_{\text{paneles}}}{N_s * N_{\text{inv}}} = 27$$

3.6. Verificaci\acute{o}n de condiciones de operaci\acute{o}n

La siguiente tabla se obtiene al multiplicar los valores de tensi\acute{o}n y corriente, una vez corregidos seg\fan temperatura, por el n\acute{u}mero de m\acute{o}dulos conectados en serie o en paralelo, seg\fan corresponda. Para este dise\~no se consideran 24 m\acute{o}dulos en serie por string, y cada inversor admite hasta cinco entradas por MPPT conectadas en paralelo internamente en el inversor.

Tabla 4

Rango de par\acute{a}metros seg\fan string

Rango de tensiones y corrientes por string	
$V_{\text{mp}(\text{string})\text{m\acute{i}n}}$ [Vdc]	1008,209
$V_{\text{mp}(\text{string})\text{m\acute{a}x}}$ [Vdc]	1116.099
$V_{\text{oc}(\text{string})\text{m\acute{a}x}}$ [Vdc]	1350.594
$I_{\text{sc}(\text{string})\text{m\acute{a}x}}$ [Ade]	72,065

Tabla 5*Verificación de condiciones de operación*

Condiciones de operación	
$V_{mp(inv)_{mín}} \leq V_{mp(string)_{mín}}$ VERANO	CUMPLE
$V_{mp(inv)_{máx}} \geq V_{mp(string)_{máx}}$ INVIERNO	CUMPLE
$V_{máx(inv)} \geq V_{oc(string)_{máx}}$ INVIERNO	CUMPLE
$I_{scmáx(inv)} \geq I_{sc(string)_{máx}}$ VERANO	CUMPLE

Las condiciones de operación evaluadas permiten verificar la correcta compatibilidad eléctrica entre el generador fotovoltaico y el inversor seleccionado. En particular, el cumplimiento de los rangos de tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}), tanto en condiciones de verano como de invierno, asegura que el sistema opere dentro del rango MPPT del inversor. Asimismo, la verificación de la tensión en circuito abierto (V_{oc}) en condiciones de baja temperatura garantiza que no se exceda la tensión máxima admisible del equipo, evitando riesgos de sobretensión. Finalmente, el cumplimiento de la corriente de cortocircuito (I_{sc}) confirma que el inversor puede soportar la corriente generada por los strings en condiciones de alta irradiancia. En conjunto, estos criterios validan que la configuración adoptada es técnicamente adecuada y segura para la operación del sistema.

3.7. Recopilación de resultados

Tabla 6*Resultados generales del dimensionamiento*

Número máximo de módulos en serie	26
Número mínimo de módulos en serie	10
Número de módulos en serie	24
Número de inversores solares	32
Número máximo de strings según inversor elegido	896
Número de strings por inversor	27

Número total de strings en la planta	864
Potencia de funcionamiento real sistema solar [MW _p]	12,856
Potencia de inyección máxima a la red real [MW] $fp=1$	10,560
Número real de módulos fotovoltaicos	20736
Potencia de entrada por inversor [kW _p]	401,76
Relación inversor [Pot Entrada/Pot salida]	1,217
Energía generada [GWh/año]	19,551
Producción específica [kWh/kW _p /año]	1551.688
Factor de planta	17.713%
Hogares con promedio de consumo que abastecería [300 kWh/mes]	5431

A partir de los resultados obtenidos en el dimensionamiento, es posible establecer que el comportamiento del sistema diseñado es consistente con el de plantas fotovoltaicas de potencia similar (≈ 10 MW) reportadas en la literatura y en proyectos en operación.

En primer lugar, la relación DC/AC de 1,217 se encuentra dentro de los rangos comúnmente utilizados en estas plantas, donde valores entre 1,1 y 1,3 son considerados óptimos para maximizar la captación de energía sin comprometer la operación de los inversores. Esto confirma que el sobredimensionamiento adoptado es técnicamente adecuado.

En cuanto al desempeño energético, la producción específica de 1551,68 kWh/kW_p/año se alinea con valores típicos para regiones con buen recurso solar, como zonas tropicales, donde usualmente se reportan valores entre 1400 y 1700 kWh/kW_p/año.

De igual manera, el factor de planta de 17.713% es coherente con plantas fotovoltaicas en condiciones similares, cuyo rango típico oscila entre 14% y 20%, dependiendo de la irradiación y pérdidas del sistema. Respecto al rendimiento global, aunque no se muestra explícitamente en esta tabla, los valores de energía (19,55 GWh/año) evidencian un desempeño adecuado del sistema, con pérdidas dentro de rangos esperados en instalaciones reales.

Finalmente, la configuración eléctrica, con 24 módulos en serie y 27 strings por inversor, cumple con los criterios técnicos de operación de los equipos y refleja una adecuada adaptación entre el generador fotovoltaico y el sistema de conversión. En conjunto, estos resultados indican

que el diseño propuesto es coherente con prácticas de ingeniería utilizadas en plantas solares de escala similar, garantizando tanto viabilidad técnica como un aprovechamiento eficiente del recurso solar disponible (véase apéndice D).

3.7.1. Resultados generales de la simulación

Figura 5

Resultados generales de simulación en PVSYST

PV Array Characteristics			
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	12856 kWp	Total power	10560 kWac
Total	20736 modules	Number of inverters	32 units
Module area	57964 m ²	Pnom ratio	1.22
Cell area	53575 m ²	Power sharing defined	
System Production			
Produced Energy	20511 MWh/year	Specific production	1595 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	83.43 %

Al comparar los resultados obtenidos mediante el dimensionamiento propio con los resultados de la simulación en PVsyst, se observa una alta coherencia entre ambos análisis. La potencia instalada presenta una diferencia mínima, con valores de 12,86 MWp en el cálculo propio y 12,856 MWp en PVsyst, lo cual valida la consistencia del dimensionamiento realizado. De igual manera, la potencia de salida en corriente alterna coincide en 10,56 MW, así como el número de inversores (32 unidades) y la relación DC/AC cercana a 1,22, lo que confirma una adecuada configuración del sistema.

En términos energéticos, la simulación arroja una producción anual de 20,51 GWh, mientras que el cálculo teórico estimaba valores cercanos, evidenciando una concordancia en la estimación del recurso solar y las pérdidas del sistema. Asimismo, la producción específica de 1595 kWh/kWp/año obtenido en PVsyst es consistente con el valor previamente calculado (≈ 1551 kWh/kWp/año), manteniéndose dentro de rangos esperados para la ubicación del proyecto.

3.8. Análisis de eficiencia y pérdidas

El Performance Ratio (PR) es un indicador que permite evaluar el rendimiento global de un sistema fotovoltaico, al relacionar la energía realmente generada con la energía teórica que podría producir bajo condiciones ideales. Este parámetro integra las diferentes pérdidas del sistema, como las debidas a temperatura, suciedad, desajustes eléctricos (*mismatch*), cableado y eficiencia de los equipos.

(Ecuación 8) Ecuación de cálculo de performance ratio: $PR = \frac{E_{realgenerada}}{E_{ideal}}$

$$PR = \eta_{temp} * \eta_{suciedad} * \eta_{mismatch} * \eta_{AC} * \eta_{DC} * \eta_{inversor}$$

$$\eta_{temp} = \text{Eficiencia por temperatura en el módulo solar}$$

$$\eta_{suciedad} = \text{Eficiencia según las pérdidas por suciedad}$$

$$\eta_{mismatch} = \text{Eficiencia debida según desajuste eléctricos}$$

$$\eta_{DC} = \text{Eficiencia en el cableado del circuito DC}$$

$$\eta_{AC} = \text{Eficiencia en el cableado del circuito AC}$$

Tabla 7

Valores supuestos según norma para pérdidas generales del sistema

Parámetro	Eficiencia	Porcentaje de pérdidas estimadas
Eficiencia en cable DC [%]	98.50	1.50
Eficiencia en cable AC [%]	98.50	1.50
Eficiencia por suciedad [%]	98.0	2.0
Eficiencia en Missmatch [%]	97.0	3.0
Eficiencia en inversor [%] (ficha técnica)	99.03	0.97

Tabla 8*Cálculo de Performance Ratio*

Coeficiente de temperatura del módulo solar [%/°C]	-0.3
Temperatura de operación nominal de la célula NOCT [°C]	45
Eficiencia por temperatura η_{temp}	89.76
Performance Ratio [PR]	81.97

3.8.1. Resultados de simulación para análisis de pérdidas

A partir de la simulación realizada en PVsyst, se obtiene una energía anual inyectada a red del orden de 20,5 GWh, partiendo de una irradiación global horizontal de aproximadamente 1917 kWh/m². El diagrama de pérdidas evidencia que las principales reducciones de energía se deben a efectos por temperatura, pérdidas óhmicas y desajustes (*mismatch*), los cuales son inherentes a la operación de sistemas fotovoltaicos reales.

En general, las pérdidas se mantienen dentro de rangos típicos para plantas de esta escala, lo que indica un diseño adecuado del sistema. En cuanto al desempeño global, se obtiene un Performance Ratio (PR) de 0,834 (83,4%), con un comportamiento estable a lo largo del año. Este valor se encuentra dentro de los rangos esperados para plantas fotovoltaicas bien diseñadas (entre 75% y 85%), lo que confirma que el sistema presenta un nivel de eficiencia adecuado y que las pérdidas han sido correctamente gestionadas en el dimensionamiento. En consecuencia, los resultados de la simulación validan la viabilidad técnica del proyecto y el aprovechamiento eficiente del recurso solar disponible (ver Apéndice C).

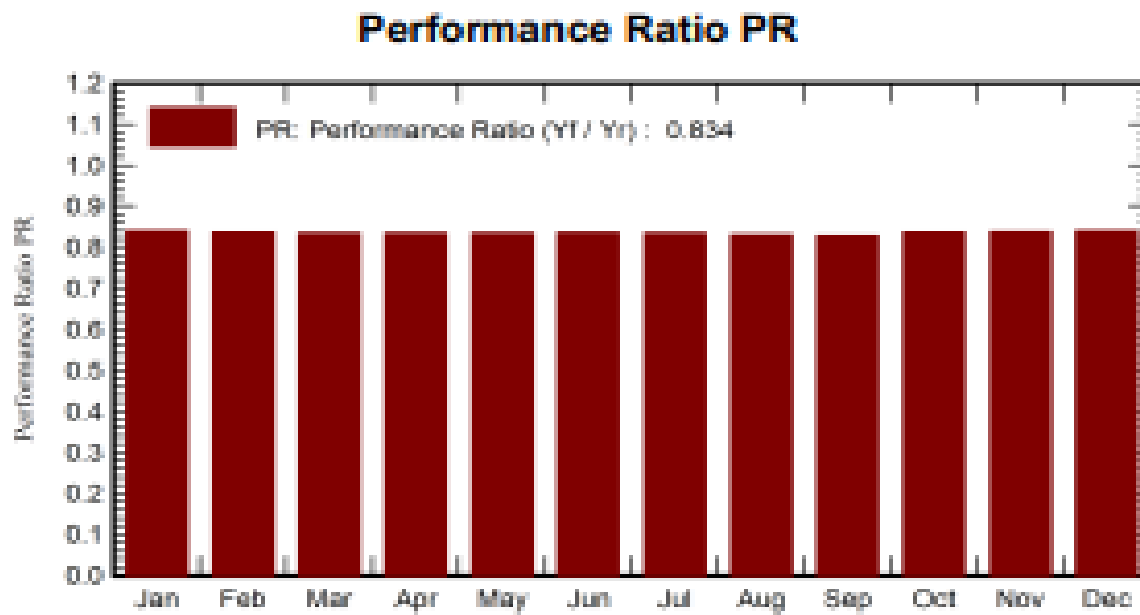
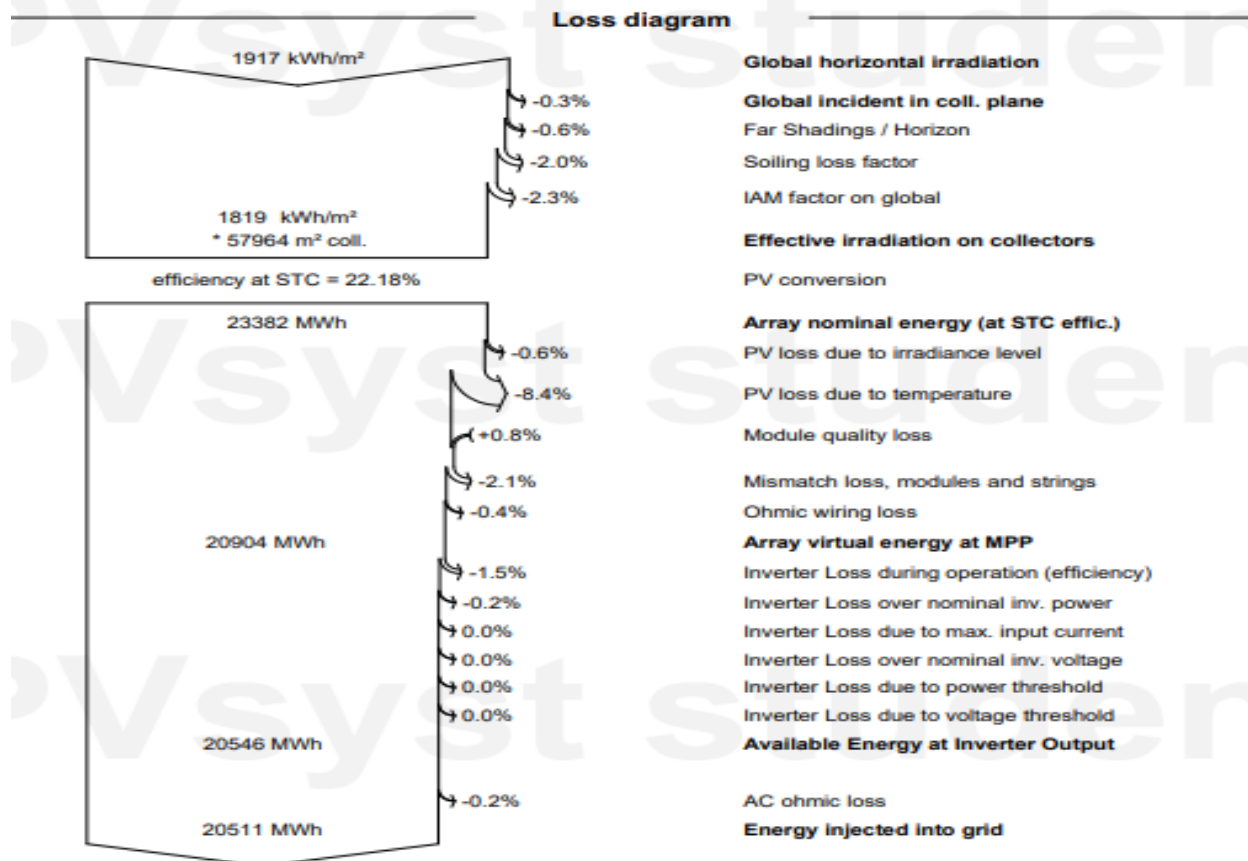
Figura 6*Performance Ratio mensual**Nota.* Tomado de PVSYST.

Figura 7

Diagrama de pérdidas



Nota. Tomado de PVSYST.

3.9. Distancia mínima horizontal

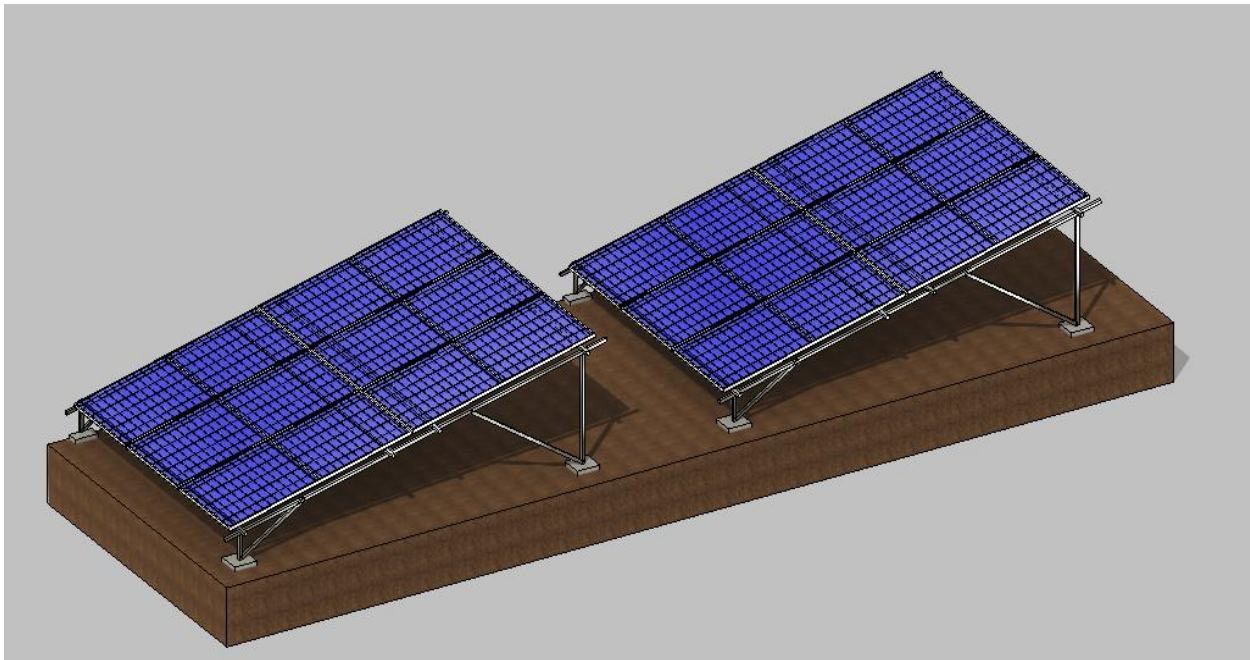
La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos se determina a partir de la latitud del sitio y del análisis del compromiso entre maximización de la captación solar y condiciones operativas del sistema. Para el caso de estudio, se adoptó una inclinación de 12°, valor que, aunque es superior a la latitud del lugar (6.335133°), permite mantener una adecuada captación de radiación anual y, al mismo tiempo, favorece la autolimpieza de los módulos por acción de la lluvia, reduciendo pérdidas por suciedad y costos de mantenimiento.

En cuanto a la orientación, se seleccionó un azimut de 0°, correspondiente a una disposición de los módulos orientados hacia el sur, lo cual es la configuración óptima en este

hemisferio. Esta orientación permite maximizar la captación de radiación solar a lo largo del año, ya que el recorrido aparente del Sol se da predominantemente hacia el sur, garantizando así una mayor producción energética y un aprovechamiento más eficiente del recurso solar disponible.

Figura 8

Disposición de strings en estructura ground-mounted fija



Para el presente proyecto se seleccionó una estructura tipo ground-mounted fija, debido a que este tipo de configuración es ampliamente utilizada en plantas fotovoltaicas de gran escala por su robustez, menor costo de implementación y facilidad de mantenimiento en comparación con sistemas con seguimiento solar. Además, permite una instalación más sencilla sobre terreno natural y una adecuada disipación térmica de los módulos, lo que contribuye a mejorar su rendimiento operativo.

La disposición de los módulos no se realiza de manera individual, sino en arreglos agrupados de dos filas de paneles por estructura, tal como se observa en la figura anterior. Esta

configuración permite optimizar el uso del terreno, reducir costos estructurales y facilitar la conexión eléctrica de los strings.

En cuanto al espaciamiento entre filas, se realizó el cálculo de la distancia horizontal entre estructuras considerando el solsticio de invierno, que corresponde al día del año con mayor longitud de sombras. El objetivo de este análisis fue garantizar que la sombra proyectada por una fila de módulos no incida sobre la fila posterior, evitando pérdidas por sombreado. Este estudio fue desarrollado mediante modelación en el software Revit, permitiendo simular el comportamiento solar y validar la separación requerida.

Adicionalmente, se adoptó un factor de seguridad equivalente al doble de la distancia mínima calculada, con el fin de facilitar el tránsito de personal para labores de operación y mantenimiento entre los strings. No obstante, en escenarios donde existan restricciones presupuestales o limitaciones de espacio, es posible reducir esta distancia y aumentar la densidad de instalación, aunque esto puede implicar un mayor riesgo de pérdidas por sombreado y menor facilidad de acceso.

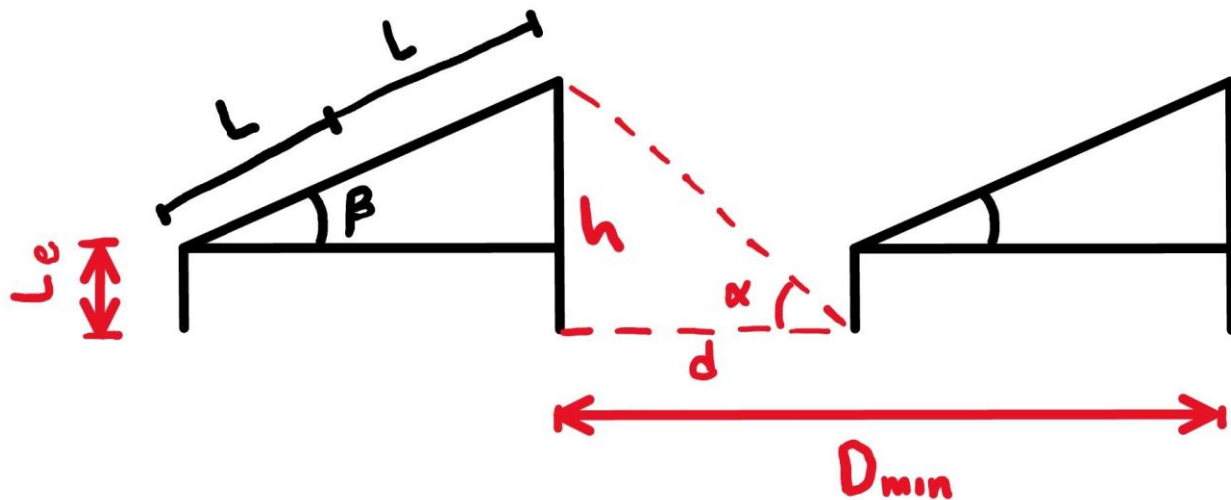
(Ecuación 9) Fórmula de ángulo crítico de sombra: $\alpha = 90 - \text{latitud} - 23.5$

(Ecuación 10) Fórmula de altura de estructura fija: $h = Le + 2 * L * \text{sen}(\beta)$

(Ecuación 11) Fórmula de distancia mínima entre estructuras: $d = \frac{h}{\tan(\alpha)}$

Figura 9

Diagrama para cálculo de distancia mínima horizontal



Donde:

$$Le = 0.4 \text{ m}$$

$$\beta = 12^\circ$$

$$L = 2.465 \text{ m}$$

$$h = 1.425 \text{ m}$$

Por lo tanto, el valor mínimo obtenido es $d = 0.817 \text{ m}$; sin embargo, se aplica un factor adicional que permite garantizar condiciones adecuadas para las labores de mantenimiento, el tránsito de personal y la correcta organización y ajuste de los circuitos (véase apéndice D).

3.10. Selección de fusibles en DC

Para la protección contra sobrecorrientes en el lado de corriente continua del sistema fotovoltaico, se verifica el cumplimiento de lo establecido en la norma IEC 60364-7-712, específicamente en la condición 712.430.3.103, la cual define los criterios para el uso de fusibles tipo gPV en arreglos fotovoltaicos. De acuerdo con esta normativa, la necesidad de implementar protección mediante fusibles se evalúa mediante la siguiente condición:

(Ecuación 12) Fórmula de condición para fusible: $(N_s - 1) \cdot I_{SC_MAX} > I_{MOD_MAX_OCPR}$

(Ecuación 13) Fórmula de corriente de corto máxima: $I_{SC_MAX} = 1.25 * I_{SC_MOD}$

donde N_s es el número de strings en paralelo, I_{SC_MAX} es la corriente de cortocircuito máxima del string, e $I_{MOD_MAX_OCPR}$ es la máxima corriente de protección contra sobrecorriente permitida por el módulo. En caso de requerirse protección, la selección del fusible debe cumplir simultáneamente las siguientes condiciones:

$$I_n > 1,5 \cdot I_{SC_MOD}$$

$$I_n < 2,4 \cdot I_{SC_MOD}$$

$$I_n \leq I_{MOD_MAX_OCPR}$$

I_n corresponde a la corriente nominal del fusible e I_{SC_MOD} es la corriente de cortocircuito del módulo. En configuraciones modernas de inversores, donde se tienen múltiples entradas por MPPT (por ejemplo, hasta dos o más strings en paralelo por entrada independiente), esta verificación resulta fundamental para determinar si es necesaria la implementación de fusibles por string o si el propio inversor incorpora protecciones suficientes. El cumplimiento de estas condiciones garantiza la adecuada protección del generador fotovoltaico frente a corrientes inversas o fallas, asegurando la integridad de los módulos y la operación segura del sistema.

Tabla 9

Parámetros para selección de fusibles

I_{sc_mod} [A dc]	14,413
$I_{mod_max_fusible}$ [A dc]	30,000
Número de strings por MPPT [Nstrings]	5,000
I_{sc_max} [A dc]	18,016
$1,5 * I_{sc_mod}$	21,619
$2,4 * I_{sc_mod}$	34,591

Corroborando las condiciones previamente establecidas, se hace necesario incorporar fusibles de protección. De acuerdo con los criterios para determinar la corriente nominal, la máxima corriente de protección contra sobrecorrientes permitida por el módulo será la misma corriente nominal del fusible y esta es de 30 A. En consecuencia, cada string deberá contar con dos fusibles, uno en el conductor positivo y otro en el conductor negativo. Estos fusibles serán de 1500 Vdc, en concordancia con el nivel de tensión del sistema.

3.11. Selección de protecciones contra DPS

La selección de los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) para la planta fotovoltaica se realiza conforme a la norma (IEC 61643-32), la cual establece que el tipo de DPS depende de la presencia de un sistema de protección contra descargas atmosféricas (LPS) o del nivel de exposición a rayos

Para este proyecto, considerando la instalación en campo abierto y la posible influencia de descargas indirectas, se seleccionan DPS Tipo II tanto en el lado de corriente continua (DC) como en corriente alterna (AC). En el lado DC, los dispositivos deben ser específicos para aplicaciones fotovoltaicas (DPS tipo DC), permitiendo la correcta derivación de sobretensiones hacia tierra. Estos DPS se instalan en paralelo entre los conductores activos y tierra, ubicándose en puntos de agrupación como la entrada del inversor o cajas combinadoras, protegiendo el conjunto de strings y los equipos de conversión. Adicionalmente, el inversor seleccionado, Huawei SUN2000-330KTL-H1, incorpora internamente DPS Tipo II tanto en DC como en AC, lo cual simplifica la instalación y mejora la confiabilidad del sistema. En consecuencia, el uso de DPS Tipo II en el sistema, garantiza una protección adecuada frente a sobretensiones transitorias en la instalación fotovoltaica.

3.12. Selección del cableado DC

El dimensionamiento del conductor en corriente continua (DC), correspondiente al tramo entre los módulos fotovoltaicos y los inversores, se realizó considerando la corriente máxima de operación del string, la capacidad de conducción del cable y la caída de tensión en el sistema. A partir de los cálculos, se determinó una corriente de salida del string de aproximadamente 14,41 A, para la cual se seleccionó un conductor tipo solar de calibre 10 AWG (6 mm²), con una capacidad de conducción de 70 A, valor ampliamente superior a la corriente de operación, garantizando condiciones seguras de funcionamiento.

Para el análisis de la caída de tensión, se consideró una distancia máxima representativa de 200 m (0,2 km) entre el arreglo fotovoltaico y el inversor, correspondiente al caso más crítico dentro de la planta. Bajo esta condición, se obtuvo una caída de tensión aproximada de 11,3 V, equivalente a una regulación del 0,807%, valor que se encuentra dentro de los límites aceptables para sistemas fotovoltaicos en corriente continua. Este enfoque garantiza que, si el conductor cumple con este escenario crítico, será adecuado para el resto de los strings, tanto en términos de capacidad de corriente como de caída de tensión.

La selección del conductor se fundamentó en las especificaciones técnicas del cable tipo solar, considerando parámetros como resistencia eléctrica y capacidad nominal de corriente.

3.13. Selección de cableado AC

El dimensionamiento del cableado en corriente alterna (AC) se realizó considerando dos tramos principales: Uno desde la salida de los inversores hasta los tableros en cada bastidor y el otro, desde estos tableros hasta el transformador en subestación (Proyectada a 100m de la planta solar). En ambos casos se evaluaron criterios de capacidad de conducción de corriente, caída de tensión y selección de protecciones conforme a normativa.

Para el primer tramo (inversor–tablero en bastidor), se tiene una potencia de salida por inversor de 330 kVA, con una corriente de línea de 238,16 A, la cual se incrementa en un 25% (factor 1,25) para la selección de protecciones, resultando en 297,7 A, por lo que se adopta una protección de 300 A. Dado que la distancia es reducida (15 m), se selecciona un conductor 3/0 AWG tipo THHW/THWN 3x3/0 AWG + 1x4 Cu(tierra para equipos), con una capacidad de 3x310 A, suficiente para la corriente de operación. La regulación de tensión obtenida es del orden de 0,20%, con pérdidas de potencia aproximadas de 0,07%, lo cual confirma un comportamiento adecuado en este tramo.

Para el segundo tramo (tablero–transformador), al manejar una potencia acumulada de 2,64 MVA, se tiene una corriente de línea de 1905,26 A, que al aplicar el factor del 125% resulta en 2381,57 A, seleccionándose una protección de 3x2500 A. Debido a la alta demanda de corriente, se opta por el uso de conductores en paralelo (4 conductores por fase) con calibre 500 kcmil, tipo THHW/THWN 4x(3x500 kcmil) F Al+ 1x350(tierra para equipos), logrando una capacidad de conducción de 2480 A. Para este tramo, con una distancia de 100 m, se obtiene una regulación de tensión de 0,918% y pérdidas de potencia de aproximadamente 1,22%, valores aceptables para estos sistemas. La selección de conductores se realizó considerando factores de corrección por temperatura y agrupamiento, así como la impedancia efectiva del conductor, obtenida de tablas normativas (NTC 2050 y lineamientos de ESSA), lo que permitió verificar la capacidad amperimétrica real.

El cálculo de la caída de tensión se fundamenta en el concepto de momento eléctrico, definido como:

$$\text{(Ecuación 14) F\u00f3rmula de momento el\u00e9ctrico: } M_s = S \cdot L$$

donde M_s es el momento eléctrico (VA·m), S la potencia aparente y L la longitud del conductor.

El factor K depende de la impedancia del conductor y del sistema trifásico, y se expresa como:

$$(Ecuación 15) \text{ Fórmula del factor } K: K = \frac{(R \cos \theta + X \sin \theta)}{V^2}$$

Finalmente, la regulación de tensión se calcula mediante:

$$(Ecuación 16) \text{ Fórmula de regulación de tensión: } \% \Delta V = K \cdot M_s$$

Adicionalmente, la selección del conductor de puesta a tierra de equipos se realizó conforme a la tabla 250-95 de la NTC 2050, en función de la protección seleccionada, resultando calibres de 4 AWG para el primer tramo y 350 kcmil para el segundo.

En conjunto, los resultados obtenidos validan que el sistema de cableado AC cumple con los criterios técnicos y normativos, garantizando una operación segura, eficiente y con pérdidas dentro de rangos aceptables.

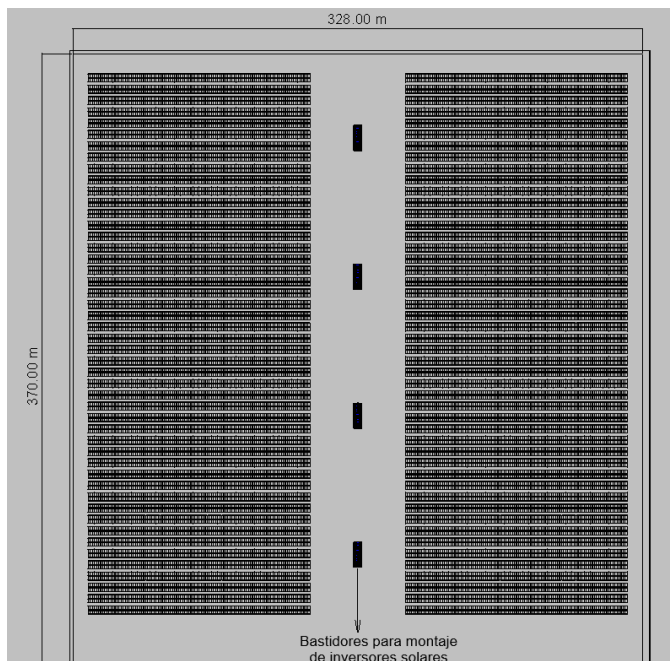
Capítulo 4. Planos, detalles constructivos y esquemas eléctricos

4.1. Disposición y *layout* de paneles

La planta se organiza en dos bloques de módulos fotovoltaicos ubicados a los lados de un corredor central, en el cual se disponen los bastidores de potencia. Cada bastidor integra ocho (8) inversores, junto con los tableros de protección en DC (fusibles por string) y los tableros de barraje y protecciones en AC. Esta configuración centralizada permite reducir las longitudes de cableado en DC, mejorar la organización del sistema eléctrico y facilitar las labores de operación y mantenimiento. Desde estos bastidores, la energía en corriente alterna es conducida hacia la subestación, donde se realiza la conexión al sistema eléctrico. En conjunto, la disposición adoptada optimiza el uso del terreno, mejora la eficiencia del sistema y garantiza una operación más organizada y segura (véase apéndice E).

Figura 10

Disposición de paneles en planta solar



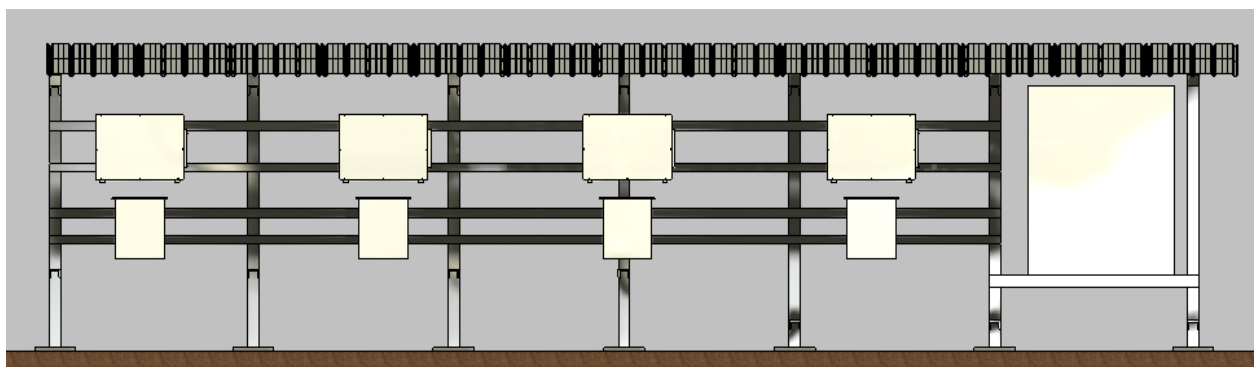
4.2. Bastidor para inversores solares

El bastidor de potencia fue diseñado como una estructura metálica que integra de forma organizada los equipos de conversión y protección del sistema. Tal como se muestra en la figura, cada bastidor alberga un total de ocho (8) inversores, distribuidos de manera equitativa con cuatro (4) en la parte frontal y cuatro (4) en la parte posterior, lo que permite optimizar el espacio disponible y facilitar el acceso para operación y mantenimiento. Adicionalmente, el bastidor incorpora los tableros de protección en corriente continua (fusibles por string) y un tablero general en corriente alterna, donde se concentran los barajes y protecciones correspondientes a la salida de los inversores.

Esta disposición permite centralizar las conexiones eléctricas, mejorar la organización del sistema y garantizar una instalación segura y eficiente. En conjunto, el diseño del bastidor facilita la integración de los equipos, reduce la complejidad del cableado y optimiza las labores de inspección y mantenimiento (véase apéndice E).

Figura 11

Bastidor para montaje de inversores solares



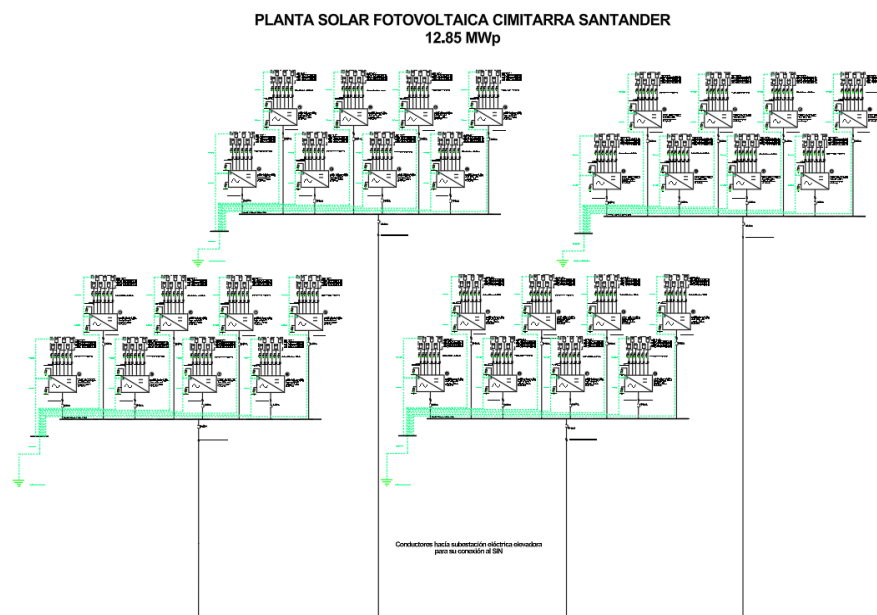
4.3. Diagrama unifilar

El diagrama unifilar representa la configuración eléctrica del sistema desde los strings fotovoltaicos hasta la salida en corriente alterna. La planta se organiza en bastidores de potencia, como los descritos previamente, donde cada bastidor integra un único tablero general en AC, dentro del cual se encuentra el barraje principal encargado de agrupar la salida de los inversores. En este sentido, existe un barraje por cada bastidor, tal como se observa en el diagrama unifilar, al cual se conectan los inversores asociados a dicho bastidor antes de conducir la energía hacia el sistema de interconexión.

Cada bastidor alberga ocho inversores, y en cada uno se utilizan sus seis (6) MPPT, distribuyendo los strings de forma equilibrada: tres (3) MPPT con cinco (5) strings cada uno y tres (3) MPPT con cuatro (4) strings cada uno. Esta configuración permite aprovechar al máximo las entradas del inversor, manteniendo las corrientes dentro de los límites de operación (véase apéndice F).

Figura 12

Diagrama unifilar



Conclusiones

El desarrollo del presente trabajo permitió cumplir con el objetivo principal de realizar el diseño básico de una planta solar fotovoltaica de 10 MW, mediante la aplicación de criterios técnicos integrados que abarcan el dimensionamiento eléctrico, la configuración del sistema y la validación de su desempeño. Los resultados obtenidos evidencian coherencia entre los cálculos teóricos y las simulaciones realizadas, lo que confirma la validez de la metodología empleada. A partir del análisis desarrollado, se identificó como patrón principal que la adecuada articulación entre los diferentes componentes del sistema (módulos, inversores, cableado y disposición física) es determinante en el rendimiento global de la planta.

En particular, la selección de una relación DC/AC cercana a 1,2, junto con un correcto dimensionamiento de strings y verificación de condiciones de operación, permitió optimizar la generación energética sin comprometer la operación de los inversores. Los resultados obtenidos, como una producción específica cercana a 1550 kWh/kWp·año, un Performance Ratio superior al 80% y una generación anual aproximada de 20 GWh, respaldan la hipótesis de que es posible diseñar sistemas fotovoltaicos eficientes y técnicamente viables en la región de Cimitarra, aprovechando adecuadamente el recurso solar disponible. Asimismo, la concordancia entre los resultados teóricos y los obtenidos en PVsyst evidencia que las consideraciones adoptadas en el dimensionamiento fueron adecuadas y consistentes con el comportamiento real esperado del sistema.

En términos de implicaciones, este trabajo demuestra que el desarrollo de proyectos fotovoltaicos a gran escala en Colombia no solo es viable desde el punto de vista energético, sino también desde una perspectiva técnica, siempre que se apliquen metodologías de diseño

estructuradas y alineadas con la normativa vigente. Esto aporta al fortalecimiento del sector de energías renovables y al proceso de transición energética del país.

Durante el desarrollo del proyecto se identificaron algunas limitaciones, principalmente asociadas al uso de modelos simplificados para ciertos cálculos, como la estimación de temperatura de los módulos y pérdidas del sistema. No obstante, estas aproximaciones son ampliamente aceptadas en etapas de diseño básico y fueron complementadas con simulaciones especializadas, lo que permitió mitigar su impacto en los resultados. Entre las principales lecciones aprendidas se destaca la importancia de considerar el sistema fotovoltaico como un conjunto integral, donde cada decisión de diseño influye en el desempeño global. Asimismo, se evidenció la relevancia de validar los resultados mediante herramientas de simulación, lo cual incrementa la confiabilidad del diseño.

Finalmente, este trabajo contribuye al campo de la ingeniería eléctrica al proponer una metodología clara y estructurada para el dimensionamiento de plantas solares fotovoltaicas, la cual puede ser replicada y adaptada en proyectos similares. Los resultados obtenidos son consistentes con estudios previos en el área, tanto en términos de producción energética como de indicadores de desempeño, lo que reafirma la pertinencia del enfoque adoptado y su aplicabilidad en el contexto nacional.

Recomendaciones

Dentro del desarrollo del presente proyecto de grado se establecieron los lineamientos generales para el diseño básico de una planta solar fotovoltaica, considerando aspectos técnicos, eléctricos y energéticos necesarios para evaluar la viabilidad del sistema. Sin embargo, debido al alcance definido para la investigación y al nivel de profundidad requerido, no fue posible incluir el diseño detallado de la malla de puesta a tierra ni el desarrollo del sistema de protección contra rayos y apantallamiento (SIPRA), ya que ambos corresponden a estudios especializados propios de una etapa de ingeniería de detalle. Estos análisis requieren evaluaciones más específicas relacionadas con el comportamiento eléctrico del terreno, corrientes de falla, tensiones de paso y contacto, coordinación de protecciones y simulaciones técnicas que demandan herramientas especializadas y un mayor tiempo de desarrollo.

De igual forma, se recomienda que futuros proyectos contemplen el desarrollo detallado de la malla de puesta a tierra y del sistema de protección contra rayos y apantallamiento (SIPRA), aplicando normativas especializadas como la IEEE 2778-2020 y demás estándares relacionados con protección eléctrica y descargas atmosféricas en plantas fotovoltaicas. Estos estudios permiten definir criterios técnicos para la correcta selección de sistemas de protección, evaluación de sobretensiones, coordinación de protecciones y métodos de apantallamiento, tales como el método de la esfera rodante, garantizando así una mayor seguridad, confiabilidad y continuidad operativa de la planta solar fotovoltaica.

Referencias

- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (4 de abril de 2024). *La ANLA da viabilidad ambiental a proyecto Parque Puertos de Santander*. <https://www.anla.gov.co/noticias-anla/la-anla-da-viabilidad-ambiental-a-proyecto-parque-solar-puertos-de-santander>
- Castejón, A., & Santamaría, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Editex.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *Resolución CREG 030 de 2018*. <https://creg.gov.co>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018b). *Documento D-093-18: Reglas transitorias para la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable al Sistema Interconectado Nacional*. [Archivo PDF]: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/23d06c6da609e4d90525834600556c4f/\\$FILE/D-093-18%20REGLAS%20TRANSITORIAS%20FNCER.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/23d06c6da609e4d90525834600556c4f/$FILE/D-093-18%20REGLAS%20TRANSITORIAS%20FNCER.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (20 de junio de 2019). *Resolución No. 060 de 2019: Por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN y se dictan otras disposiciones*. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0060_2019.htm
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021). *Resolución CREG 075 de 2021*. <https://www.creg.gov.co>
- Congreso de la República de Colombia. (5 de agosto de 1994). *Ley 160 de 1994. Por la cual se crea el Sistema Nacional de Reforma Agraria y Desarrollo Rural Campesino, se establece*

- un subsidio para la adquisición de tierras, se reforma el Instituto Colombiano de la Reforma Agraria y se dictan otras disposiciones.* <http://www.secretariassenado.gov.co/>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes* (4 ed.). Wiley.
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2020). *NTC 2050: Código Eléctrico Colombiano.* <https://www.icontec.org>
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. (2014). *Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia.* IDEAM: <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/atlas-radiacion-solar>
- International Electrotechnical Commission. (2016). Low-voltage surge protective devices – Part 32. *EC 61643-32.* <https://webstore.iec.ch/en/publication/30774>
- International Electrotechnical Commission. (2017). Requirements for special installations – Solar PV systems. *IEC 60364-7-712.* <https://cdn.standards.iteh.ai/samples/22985/aae6af32401e4543ba0960d128afc1a2/IEC-60364-7-712-2017.pdf>
- International Renewable Energy Agency. (2024). *Renewable power generation costs in 2023.* IRENA. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (26 de mayo de 2015). *Decreto 1076 de 2015. Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible.* <https://www.funcionpublica.gov.co/>

- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (30 de septiembre de 2025). *Decreto 1033 de 2025. Por el cual se adiciona el capítulo 10*. <https://www.minambiente.gov.co/documento-normativa/decreto-1033-del-30-septiembre-de-2025/>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2026). *Licencia ambiental solar con diseño optimizado: un hito para la energía limpia en Colombia*. <https://www.minambiente.gov.co/licencia-ambiental-solar-con-diseno-optimizado-un-hito-para-la-energia-limpia-en-colombia/>
- Ministerio de Minas y Energía. (2013). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)*. <https://www.minenergia.gov.co>
- National Renewable Energy Laboratory. (2024). *Utility-scale PV: 2023 Annual Technology Baseline*. U.S. Department of Energy: https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_pv
- Ramírez Castaño, S. (2004). *Redes de distribución de energía* (3 ed.). Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.
- Tobajas, M. C. (2020). *Energía solar fotovoltaica* (1 ed.). Bogotá: Ecoediciones.
- Unidad de Planeación Minero Energética. (2022). *Procedimientos de conexión de proyectos de generación al SIN*. <https://www.upme.gov.co>
- Unidad de Planeación Minero Energética. (10 de abril de 2026). *Incentivos tributarios*. <https://www.upme.gov.co/ventanilla-unica-de-tramites-y-servicios/incentivos-tributarios/>
- XM. (2024). *Informe trimestral de capacidad instalada y generación de energía en Colombia*. <https://www.xm.com.co>