

GUÍA METODOLÓGICA PARA EL DISEÑO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR
DISTRIBUIDA CON CAPACIDAD INSTALADA DE HASTA 1 MVA EN EL DEPARTAMENTO
DE NORTE DE SANTANDER

Silvia Camila Jaimes Mogollón

Monografía presentada para optar al título de Especialista en Sistemas de Distribución de Energía
Eléctrica

Director

Juan Manuel Rey López

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2025

Tabla de contenido

| | | |
|--------|---|----|
| 1. | Introducción | 8 |
| 1.1. | Objetivos..... | 8 |
| 1.1.1. | Objetivo general..... | 8 |
| 1.1.2. | Objetivos específicos | 8 |
| 2. | Glosario | 9 |
| 3. | Marco normativo..... | 10 |
| 3.1. | Ley 1715 de 2014 – Promoción de energías renovables..... | 11 |
| 3.2. | Ley 2099 de 2021 – Transición energética e incentivos | 11 |
| 3.3. | Resolución CREG 174 de 2021 – Regulación para sistemas hasta 1 MVA..... | 11 |
| 3.4. | Aplicación normativa al diseño metodológico propuesto | 11 |
| 4. | Metodología | 12 |
| 5. | Establecimiento de parámetros y recomendaciones | 13 |
| 5.1. | Parámetros técnicos | 13 |
| 5.2. | Parámetros topográficos | 13 |
| 5.3. | Parámetros ambientales | 14 |
| 6. | Caracterización de equipos y estructuras de salida | 14 |
| 6.1. | Panel fotovoltaico | 15 |
| 6.2. | Inversor | 15 |
| 6.3. | Centro de transformación..... | 17 |
| 6.4. | Medidor..... | 17 |
| 6.5. | Estructura para reconector..... | 18 |
| 6.6. | Estructura para la medida..... | 19 |
| 7. | Tramites, requisitos y permisos..... | 20 |
| 7.1. | Trámites y requisitos técnicos..... | 20 |
| 7.1.1. | Registro y certificación ante la UPME | 21 |
| 7.1.2. | Registro ante el operador de red | 22 |
| 7.2. | Trámites y consultas ambientales..... | 24 |
| 7.2.1. | Plan de Manejo Ambiental (PMA) | 24 |
| 7.2.2. | Consulta ante CORPONOR de áreas de protección y conservación | 24 |
| 7.3. | Permisos municipales..... | 25 |
| 7.3.1. | Certificado de uso de suelo | 25 |
| 7.3.2. | Licencia de construcción | 25 |
| 8. | Metodología para el dimensionamiento y ubicación del sistema de generación..... | 26 |
| 8.1. | Cálculo de cantidad de paneles..... | 26 |

| | | |
|--------|---|----|
| 8.2. | Cálculo cantidad de strings por inversor..... | 27 |
| 8.3. | Cálculo de cantidad de inversores..... | 30 |
| 8.4. | Disposición física de los paneles | 30 |
| 8.4.1. | Posicionamiento de paneles | 31 |
| 8.4.2. | Cálculo de distancias de instalación..... | 31 |
| 9. | Esquema general del diagrama unifilar | 32 |
| 10. | Conclusiones | 33 |
| | BIBLIOGRAFÍA..... | 35 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Estructura para la instalación del reconectador [17]. | 19 |
| Figura 2. Estructura para la instalación de equipos de medida [18]. | 20 |
| Figura 3. Ángulo de inclinación de un panel fotovoltaico. | 31 |
| Figura 4. Ángulo de inclinación de un panel fotovoltaico. | 32 |
| Figura 5. Esquema de diagrama unifilar – Sistema de generación distribuida 1 MVA. | 33 |

Índice de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Parámetros ambientales. | 14 |
| Tabla 2. Parámetros del Panel Fotovoltaico [15]. | 15 |
| Tabla 3. Parámetros del Inversor [16]. | 16 |
| Tabla 4. Proceso para registro ante CENS [21]. | 23 |

Resumen

Título: Guía metodológica para el diseño de proyectos de generación solar distribuida con capacidad instalada de hasta 1 MVA en el departamento de Norte de Santander

Autor: Silvia Camila Jaimes Mogollón

Palabras Clave: Generación solar, Guía de diseño, Norte de Santander, Generación distribuida.

Descripción:

La presente monografía desarrolla una guía metodológica para el diseño de proyectos de generación solar distribuida con capacidad instalada de hasta 1 MVA, considerando el marco normativo vigente, las condiciones geográficas y los criterios técnicos aplicables en el departamento de Norte de Santander, Colombia. Ante el aumento en la adopción de fuentes no convencionales de energía renovable, especialmente la energía solar fotovoltaica, surge la necesidad de disponer de un instrumento que oriente la planeación y estructuración de este tipo de proyectos con criterios técnicos, ambientales, topográficos y prediales.

El documento aborda los lineamientos regulatorios aplicables y describe los trámites requeridos para el desarrollo de la generación distribuida, así como la caracterización de los principales equipos que conforman el sistema. Asimismo, se propone una metodología de cálculo para el dimensionamiento adecuado de los equipos más relevantes, garantizando eficiencia y viabilidad técnica. También se incluyen recomendaciones para la estructuración del diagrama unifilar y la conexión del sistema fotovoltaico al Sistema Interconectado Nacional, asegurando el cumplimiento normativo.

Esta guía constituye una herramienta práctica que facilita la toma de decisiones mediante una ruta clara y estructurada para el diseño y ejecución de proyectos de energía solar. En este sentido, representa un apoyo significativo para profesionales, consultores y promotores interesados en impulsar la generación distribuida en la región, contribuyendo al desarrollo sostenible y a la transición hacia un modelo energético más limpio.

Guía Metodológica Para El Diseño De Proyectos De Generación Solar Distribuida Con Capacidad Instalada De Hasta 1 MVA en el departamento de Norte De Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director Juan Manuel Rey López

Abstract

Title: Methodological Guide for the Design of Distributed Solar Generation Projects with an Installed Capacity of up to 1 MVA in Norte de Santander

Author: Silvia Camila Jaimes Mogollón

Keywords: Solar generation, Design guide, Norte de Santander, Distributed generation.

Description:

This monograph presents a methodological guide for the design of distributed solar generation projects with an installed capacity of up to 1 MVA, considering the current regulatory framework, geographical conditions, and technical criteria of Norte de Santander, Colombia. Given the increasing adoption of non-conventional renewable energy sources, particularly photovoltaic solar energy, the need arises for a practical tool to support the planning and structuring of these projects under technical, environmental, topographic, and land-use considerations.

The document outlines the applicable regulatory guidelines and required procedures for distributed generation projects, while also describing and characterizing the main components of photovoltaic systems. Additionally, it proposes a methodology for the proper sizing of the most relevant equipment to ensure technical feasibility and efficiency. Recommendations are also provided for structuring the single-line diagram and connecting the photovoltaic system to the National Interconnected System, ensuring compliance with current regulations.

This guide serves as a practical decision-making tool, offering a structured pathway for the design and implementation of solar energy projects. In this regard, it provides valuable support to professionals, consultants, and developers interested in promoting distributed generation in the region, contributing to sustainable development and the transition toward a cleaner energy model.

Methodological Guide for the Design of Distributed Solar Generation Projects with an Installed Capacity of up to 1 MVA in Norte de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director Juan Manuel Rey López

1. Introducción

En el contexto actual de transición energética y compromiso con la sostenibilidad ambiental, Colombia ha avanzado en la implementación de políticas que fomentan el uso de fuentes no convencionales de energía renovable, entre ellas la solar fotovoltaica. Esto se ha visto reflejado en la promoción y creación de normativas como la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021 [1][2], las cuales promueven el aprovechamiento de la energía solar como una alternativa limpia y eficiente que permite la diversificación de la matriz energética del país. El departamento de Norte de Santander, caracterizado por una ubicación geográfica estratégica y un creciente interés en el desarrollo de soluciones energéticas sostenibles, las cuales son acordes con la filosofía actual del país, presenta condiciones favorables para la implementación de proyectos de generación distribuida.

A pesar del potencial técnico y normativo, muchos proyectos enfrentan dificultades en su etapa de formulación, debido a la falta de lineamientos metodológicos que permitan integrar los aspectos técnicos, ambientales, topográficos y prediales, en función de los requisitos regulatorios y las condiciones propias del territorio. Teniendo esto en cuenta, el desarrollo de una guía metodológica como herramienta de punto de partida para sistemas solares distribuidos con capacidad instalada de hasta 1 MVA se convierte en un apoyo fundamental para los interesados en estructurar proyectos viables y normativamente alineados.

Esta monografía busca proporcionar un instrumento práctico que facilite el diseño de sistemas de generación solar distribuida desde una perspectiva integral. Para lograrlo, se proponen criterios técnicos para el diseño, se identifican los equipos más adecuados según la tecnología disponible en el mercado, y se establecen parámetros topográficos y ambientales necesarios para asegurar la viabilidad del proyecto. Adicionalmente, se usan algunos ejercicios cortos que permiten ejemplificar y entender mejor ciertos cálculos. La guía está pensada para adaptarse a los requerimientos propios del departamento de Norte de Santander, teniendo en cuenta sus particularidades geográficas, normativas y operativas.

A lo largo del documento se desarrollan los elementos clave del diseño, incluyendo la caracterización de los equipos eléctricos, la estructuración del diagrama unifilar del sistema y los trámites y recomendaciones necesarios para la legalización y ejecución del proyecto ante las entidades competentes. Todo ello con el fin de facilitar la correcta integración de estos sistemas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y garantizar su funcionamiento eficiente, seguro y conforme a la regulación vigente.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Desarrollar una guía metodológica para apoyar el diseño de proyectos de generación solar distribuida con capacidad instalada de hasta 1 MVA en el departamento de Norte de Santander.

1.1.2. Objetivos específicos

- Establecer parámetros, consideraciones y recomendaciones en los componentes técnico, ambiental, topográfico y predial asociados al desarrollo del sistema de generación para el departamento de Norte de Santander.
- Plantear los parámetros eléctricos requeridos por los equipos y estructuras eléctricas que integran el sistema de generación.

- Definir criterios técnicos para el desarrollo del diseño asociado a la generación solar distribuida.
- Proponer recomendaciones para la elaboración del diagrama unifilar desde los paneles hasta el punto de conexión con la red.

2. Glosario

Las definiciones presentadas en este capítulo tienen como propósito facilitar la comprensión de los conceptos técnicos y normativos utilizados a lo largo de la guía. Esto le permite al lector familiarizarse con los términos clave que tiene la fundamentación del diseño de proyectos de generación solar distribuida.

- **Capacidad instalada:** Potencia máxima nominal que un sistema de generación puede producir en condiciones normales de operación [3].
- **CENS:** Centrales Eléctricas de Norte de Santander, es el operador de red (OR) en el departamento del Norte de Santander.
- **Diagrama unifilar:** Representación gráfica simplificada de un sistema eléctrico que muestra las conexiones principales entre equipos eléctricos usando una sola línea por fase [4].
- **Energía solar:** Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste de la radiación electromagnética proveniente del sol [5].
- **Energía solar fotovoltaica:** Energía obtenida a partir de la radiación solar mediante el uso de celdas fotovoltaicas que convierten la luz solar en electricidad de corriente continua [6].
- **Fuentes convencionales de energía:** Son aquellos recursos de energía utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializados en el país [1].
- **Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE):** Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME [1].
- **Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER):** Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME [1].
- **Frontera de comercialización:** Corresponde al punto de medición donde las transferencias de energía que se registran permiten determinar la demanda de energía de un comercializador. Estas

fronteras se clasificarán en fronteras de comercialización entre agentes y fronteras de comercialización para agentes y usuarios [7].

- **Generación distribuida:** Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL) [8].
- **Generador distribuido:** Empresa de Servicios Públicos (ESP) que realiza la actividad de generación distribuida. Para todos los efectos, es un agente generador sujeto a la regulación vigente para esta actividad, con excepción de los procedimientos de conexión y comercialización aquí definidos [8].
- **Inversor:** Dispositivo electrónico que convierte la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna apta para uso en instalaciones eléctricas o para su inyección en la red [9].
- **Punto de conexión:** Es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL [7].
- **String:** Conjunto de paneles fotovoltaicos conectados en serie que conforman una sección del sistema solar y se conectan al inversor [10].
- **Tracker:** Sistema de montaje para paneles fotovoltaicos con seguidor solar de un eje horizontal ubicado con orientación Norte/Sur, con la asistencia de una central electrónica y un reductor motorizado de corriente continua, los paneles se van posicionando diariamente de este a oeste buscando el ángulo ideal con respecto al sol.
- **MPPT (Maximum Power Point Tracker):** El MPPT es un algoritmo o función que permite a los inversores solares operar los paneles fotovoltaicos en su punto de máxima potencia, es decir, donde el producto de voltaje y corriente ($V \times I$) es máximo, optimizando así la producción de energía.
- **Zonas No Interconectadas (ZNI):** Se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

3. Marco normativo

La generación solar distribuida ha adquirido un papel estratégico en el proceso de transición energética en Colombia. En el departamento de Norte de Santander, donde coexisten zonas interconectadas y no interconectadas, el diseño e implementación de sistemas solares con capacidad instalada de hasta 1 MVA debe alinearse con un marco normativo sólido y vigente. A continuación, se presentan las principales disposiciones legales y regulatorias que deben ser consideradas por los actores involucrados en el desarrollo de este tipo de proyectos.

3.1. Ley 1715 de 2014 – Promoción de energías renovables

La Ley 1715 de 2014 [5] establece el marco legal para la promoción, desarrollo y uso de las fuentes no convencionales de energía (FNCE), en especial aquellas de carácter renovable como la energía solar. Esta ley:

- Declara de utilidad pública e interés social los proyectos que integren FNCE.
- Define la autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida como mecanismos para fomentar el desarrollo energético descentralizado.
- Establece competencias para el Ministerio de Minas y Energía y la CREG en la reglamentación técnica y comercial de estos proyectos.

3.2. Ley 2099 de 2021 – Transición energética e incentivos

Como norma complementaria y modificatoria de la Ley 1715[2], esta ley introduce disposiciones clave para la transición energética y reactivación económica, entre las que destacan:

- Incentivos tributarios como la deducción del 50% de la inversión en proyectos con FNCE del impuesto de renta.
- Exclusión del IVA para la adquisición de bienes y servicios destinados a la generación con FNCE.
- La posibilidad de constituir vehículos de inversión a través del Fondo FENOGE para financiar soluciones solares distribuidas, especialmente en zonas con limitaciones de cobertura.

3.3. Resolución CREG 174 de 2021 – Regulación para sistemas hasta 1 MVA

Esta resolución es el eje regulador de los sistemas de generación distribuida y autogeneración a pequeña escala conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), con una capacidad instalada de hasta 1 MW (equivalente a 1 MVA en sistemas con factor de potencia unitario) [8]. La resolución:

- Define el procedimiento de conexión, entrega de excedentes y uso de medición bidireccional.
- Establece las condiciones técnicas mínimas para evaluar la capacidad de la red en niveles de tensión bajos (nivel 1) para aceptar nuevos proyectos solares distribuidos.
- Determina que este tipo de generación debe conectarse al Sistema de Distribución Local (SDL), siendo ideal para zonas urbanas y rurales con demanda localizada.

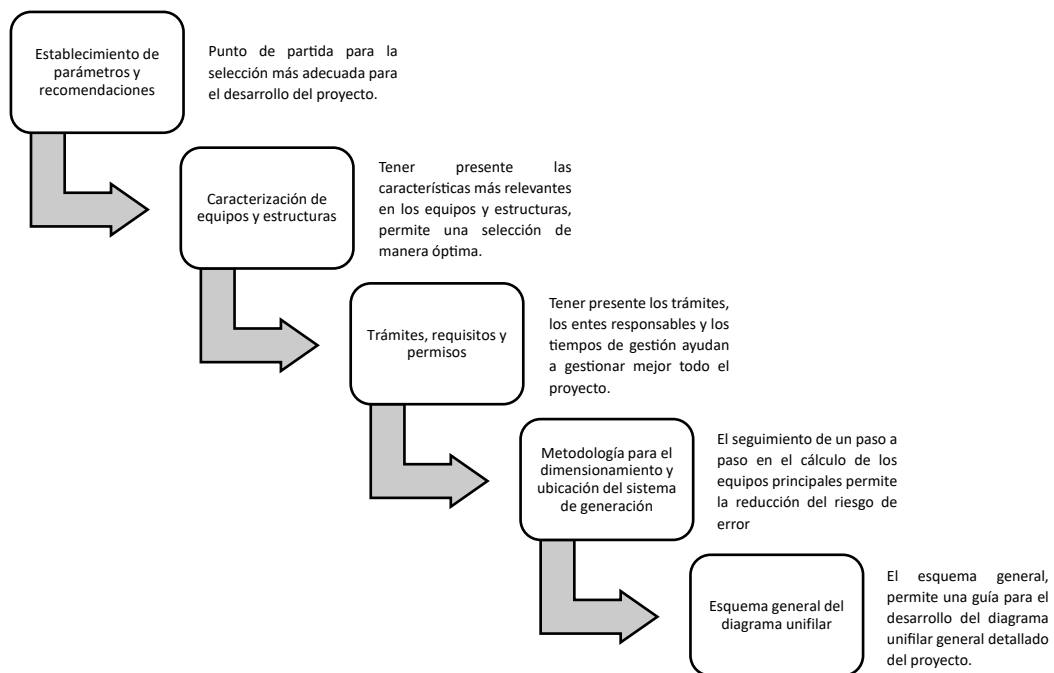
3.4. Aplicación normativa al diseño metodológico propuesto

El marco legal y regulatorio mencionado en los numerales anteriores, proporciona la base desde el ámbito normativo para desarrollar la guía metodológica que asegure la viabilidad técnica, legal y económica de los proyectos de generación solar distribuida con capacidad instalada hasta 1 MVA, en Norte de Santander. Esta normativa permite identificar requerimientos de conexión, acceso a incentivos tributarios, requisitos técnicos y beneficios del esquema de créditos de energía. Además, al estar alineada con políticas de sostenibilidad y descentralización, facilita la implementación de proyectos energéticos que contribuyan a la seguridad energética y el desarrollo regional.

4. Metodología

Con base en los objetivos de la guía, los conceptos clave y el marco normativo, se define una metodología de trabajo con un enfoque sistemático que facilita el diseño de proyectos de generación solar distribuida con una capacidad instalada de hasta 1 MVA en el departamento de Norte de Santander. Esta metodología se estructura en un conjunto de etapas claramente definidas, que orientan al lector desde el establecimiento de parámetros técnicos hasta la elaboración de un diagrama unifilar base que representa el sistema de generación. El proceso se compone de cinco etapas principales:

- I. Establecimiento de parámetros y recomendaciones.
- II. Caracterización de equipos y estructuras.
- III. Trámites, requisitos y permisos.
- IV. Metodología para el dimensionamiento y ubicación del sistema de generación.
- V. Esquema general del diagrama unifilar.



Cada una de las etapas mencionadas se desarrolla en detalle en los capítulos posteriores de la guía. En particular el capítulo 8, correspondiente a la metodología para el dimensionamiento y la ubicación del sistema de generación, se complementa con el desarrollo de ejemplos prácticos, utilizando como referencia equipos disponibles actualmente en el mercado, los cuales se describen y caracterizan previamente en el capítulo 6.

5. Establecimiento de parámetros y recomendaciones

El establecimiento de parámetros y recomendaciones constituye una etapa clave dentro del desarrollo de esta guía metodológica, ya que funciona como una herramienta clave para la toma de decisiones que impactan desde el punto de vista técnico y económico el diseño y la ejecución del sistema de generación, orientando hacia un panorama en condiciones óptimas para el desarrollo del sistema de generación distribuida solar. Este capítulo, pretende proporcionar lineamientos que orienten a los interesados en los temas más relevantes que impactan la selección de la ubicación geográfica del sistema de generación, abarcando aspectos técnicos eléctricos, ambientales y topográficos.

5.1. Parámetros técnicos

Los parámetros técnicos definen las condiciones funcionales del sistema de generación solar. Incluirlos desde el inicio del diseño permite la viabilidad eléctrica del sistema, reduce riesgos técnicos y optimiza el rendimiento energético del proyecto.

- **Radiación Solar:** El sitio debe tener una alta radiación solar anual (mínimo 4-5 kWh/m²/día para proyectos viables). Durante el levantamiento de información secundaria se debe hacer uso de mapas de radiación solar, herramientas y softwares especializados, para conocer estos valores [11].
- **Cantidad de espacio:** El espacio requerido para la instalación de todo el sistema de generación, varía de acuerdo con la topografía de la zona y la eficiencia de los paneles. Por lo tanto, se plantea por cada 1MVA de capacidad instalada se requiere entre 1 a 2 hectáreas de predio.
- **Proximidad a redes de distribución:** Es ideal que el sitio de instalación esté cerca al punto de conexión con la red eléctrica de media tensión identificada en los estudios eléctricos.

5.2. Parámetros topográficos

Los parámetros topográficos determinan las adecuaciones necesarias del terreno para la instalación del sistema de generación fotovoltaico. Aspectos como la pendiente, orientación y topografía, influyen directamente en el diseño estructural, la disposición física de los paneles y los costos asociados a la construcción. Además, el establecimiento de estos aporta a una instalación eficiente, reduce obras civiles innecesarias y mejora la captación solar al optimizar el uso del terreno.

- **Pendiente y Topografía:** Se debe tener en cuenta al validar los predios el priorizar terrenos planos o con inclinaciones menores a 5°, ya que facilitan la instalación y minimizan costos. Terrenos con pendientes pronunciadas, como los encontrados en las zonas montañosas, presentan desafíos para la instalación de equipos y pueden generar sombras que disminuyen la eficiencia [12].
- **Orientación e Inclinación:** En Colombia, la mejor dirección de exposición al sol (orientación del terreno) para maximizar la captación solar es hacia el norte, debido a la posición geográfica del país cercana al ecuador. De acuerdo a esto, los paneles solares deben orientarse en el sentido norte-sur [13].

5.3. Parámetros ambientales

Los parámetros ambientales tienen un impacto significativo tanto en el diseño como en la operación de los sistemas de generación solar. Variables como la temperatura ambiente, la radiación solar, la humedad relativa, el nivel cerámico y la velocidad del viento inciden directamente en el rendimiento de los equipos, su vida útil y la durabilidad de las estructuras de soporte. Una correcta caracterización de estas condiciones permite optimizar el diseño y mejorar la confiabilidad del sistema frente a las particularidades climáticas del entorno.

Dado que esta guía está enfocada en el departamento de Norte de Santander, los cálculos para el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos deben basarse en los parámetros ambientales característicos de esta región. Según datos del IDEAM [14], los valores promedio relevantes para el departamento se resumen en la Tabla 1.

No obstante, se recomienda que para cada proyecto se realicen consultas complementarias con base en registros climáticos actualizados, ya sea a través del IDEAM o mediante bases de datos proporcionadas por universidades, centros de investigación o estaciones meteorológicas regionales.

Aunque la alternativa ideal consiste en obtener mediciones directas en el sitio de instalación mediante instrumentación especializada (piranómetros, anemómetros, sensores de humedad, etc.), esta opción representa una inversión considerable, lo cual puede resultar inviable económicamente para muchos proyectos de pequeña escala.

Tabla 1. Parámetros ambientales.

| CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES DEL SITIO | VALOR N. DE S. |
|---|----------------|
| a. Altura sobre el nivel del mar (msnm) | 300-1400 |
| b. Temperatura (°C) | |
| · Máxima promedio anual | 32 |
| · Media anual | 24 |
| · Mínima promedio anual | 18 |
| c. Humedad relativa media (%) | 71 |
| d. Nivel cerámico (días/año) | 120 |
| e. Velocidad del viento de diseño (km/h) | 11 |
| f. Precipitación media anual (mm) | 2000 |
| g. Pendiente o inclinación del terreno (mm) | - |
| h. Radiación solar | |
| · Intensidad (W/m ²) | 1500 |
| · Duración (h/día) | 11 |

6. Caracterización de equipos y estructuras de salida

Este capítulo presenta una descripción general de los principales equipos y estructuras que conforman un sistema de generación solar distribuida, con énfasis en los criterios técnicos y normativos para su selección.

6.1. Panel fotovoltaico

Los paneles solares son dispositivos encargados de convertir la radiación solar en energía eléctrica en corriente continua, mediante el efecto fotovoltaico. La selección adecuada de estos módulos es fundamental para garantizar el rendimiento y la durabilidad del sistema, por lo que deben considerarse aspectos técnicos como: potencia nominal, eficiencia, voltaje de operación, dimensiones físicas, y resistencia a condiciones ambientales adversas (temperatura, humedad, viento, polvo, etc.).

Adicionalmente, los paneles deben contar con certificación bajo normas internacionales, como la IEC 61215 (calificación de diseño) y la IEC 61730 (seguridad eléctrica), que garantizan su calidad y conformidad con los estándares del sector.

A modo de ejemplo, en la Tabla 2 se presenta un panel fotovoltaico comercial de la marca Jinko Solar, cuyas características técnicas lo hacen representativo de los equipos disponibles actualmente en el mercado colombiano. Este tipo de panel ofrece una buena relación costo-beneficio, facilidad de adquisición y compatibilidad con diversas configuraciones de diseño.

Tabla 2. Parámetros del Panel Fotovoltaico [15].

| | |
|---------------------------------|-----------------------|
| Potencia nominal | 705 W |
| Voltaje de operación | 40.2 V |
| Corriente de operación | 17.55 A |
| Voltaje cto abierto | 48.1 V |
| Corriente CC | 18.54 A |
| Voltaje mp | 40.53 V |
| Corriente mp | 17.4 A |
| Voltaje máximo del sist | 1500V |
| Eficiencia | 22.7 % |
| Dimensiones | 2384 x 1303 x 33 mm |
| Peso | 37.8 kg |
| Temperatura de operación | 25°C |
| Irradiación solar | 1000 W/m ² |

6.2. Inversor

El inversor es el equipo encargado de convertir la corriente continua (DC) generada por los paneles solares en corriente alterna (AC), apta para ser inyectada a la red eléctrica. En sistemas de generación distribuida con capacidad instalada de hasta 1 MVA, se utilizan comúnmente inversores trifásicos, los cuales integran múltiples seguidores del punto de máxima potencia (MPPT), permitiendo optimizar la captación energética en condiciones variables de radiación.

Estos equipos deben presentar una alta eficiencia de conversión ($\geq 98\%$) y contar con funcionalidades avanzadas, como el monitoreo remoto, interfaces de comunicación, y compatibilidad con sistemas SCADA. Asimismo, deben cumplir con los requisitos normativos en cuanto a protecciones integradas, tales como: protección contra sobretensiones (DPS), función anti-isla, conforme a normas como IEEE 1547 o IEC 62116 y detección de fallas a tierra y desconexión automática ante condiciones anormales de operación.

Como referencia, en la Tabla 3 se presentan las características técnicas más relevantes del inversor trifásico Huawei SUN2000-330KTL-H1 300, un equipo representativo del mercado actual por su desempeño, confiabilidad y disponibilidad comercial.

Tabla 3. Parámetros del Inversor [16].

| Eficiencia | |
|--|---------------------------------------|
| Eficiencia Máxima | ≥99.0% |
| Entrada | |
| Voltaje Máximo de Entrada | 1.500 V |
| Número de Seguidores MPPT | 6 |
| Corriente Máxima por MPPT | 65 A |
| Corriente Máxima de Cortocircuito por MPPT | 115 A |
| Entradas Fotovoltaicas Máximas por MPPT | 4/5/5/4/5/5 |
| Voltaje de Arranque | 550 V |
| Rango de Voltaje de Operación MPPT | 500 V ~ 1,500 V |
| Voltaje Nominal de Entrada | 1,080 V |
| Salida | |
| Potencia Activa Nominal en CA | 300.000 W |
| Potencia Aparente Máxima en CA | 330.000VA |
| Potencia Activa Máxima en CA (cosφ=1) | 330.000 W |
| Voltaje Nominal de Salida | 800 V,3W + PE |
| Frecuencia Nominal de la Red en CA | 50 Hz / 60 Hz |
| Corriente Nominal de Salida | 216.6 A |
| Corriente Máxima de Salida | 238.2 A |
| Rango Ajustable del Factor de Potencia | 0.8 LG ... 0.8 LD |
| Distorsión Armónica Total | < 1% |
| Protección | |
| Desconector Inteligente a Nivel de Cadena (SSLD) | Si |
| Protección Anti-Isla | Si |
| Protección contra Sobrecorriente en CA | Si |
| Protección contra Polaridad Inversa en CC | Si |
| Monitoreo de Fallos en Cadenas Fotovoltaicas | Si |
| Supresor de Sobretensiones en CC | Tipo II |
| Supresor de Sobretensiones en CA | Tipo II |
| Detección de Resistencia de Aislamiento en CC | Si |
| ACGrounding Fault Protection | Si |
| Unidad de Monitoreo de Corriente Residual | Si |
| Comunicación | |
| Pantalla | Indicadores LED, WLAN + APP |
| USB | Si |
| MBUS | Si |
| RS485 | Si |
| General | |
| Dimensiones (An x Al x Pr) | 1,048 x 732 x 395 mm |
| Peso (con placa de montaje) | ≤112 kg |
| Rango de Temperatura de Operación | -25 °C~ 60 °C |
| Método de Enfriamiento | Smart Air Cooling |
| Altitud Máxima de Operación sin Reducción | 4,000 m (13,123 ft.) |
| Humedad Relativa | 0 ~ 100% |
| Conector de CA | Waterproof Connector + OT/DT Terminal |
| Grado de Protección | IP 66 |
| Topología | Sin Transformador |

6.3. Centro de transformación

El centro de transformación es el componente responsable de adecuar el nivel de voltaje generado por los inversores al nivel requerido para la inyección de energía en la red eléctrica. Su función principal consiste en transformar la baja tensión en la que operan los inversores (comúnmente 400 V u 800 V) a un nivel de media tensión, definido por el RETIE en el rango de 1 kV a 57,5 kV [4]. En el caso del departamento de Norte de Santander, los niveles de media tensión utilizados por CENS son 13,2 kV y 34,5 kV.

Este centro está conformado por equipos como el transformador de potencia, celdas de media tensión, sistemas de protección, tableros de agrupación de inversores y sistemas auxiliares de control y monitoreo. La selección del transformador debe garantizar que su potencia nominal cubra, como mínimo la capacidad total instalada del sistema, considerando las pérdidas y posibles escenarios de sobrecarga.

Es esencial que el centro de transformación cumpla con los requisitos técnicos establecidos en el RETIE, así como con los criterios de protección, coordinación y puesta a tierra definidos a partir de los estudios eléctricos pertinentes, con el fin de asegurar la seguridad, confiabilidad y operatividad del sistema.

El centro de transformación debe contar como mínimo con:

- Acometida desde celda de Media Tensión hasta transformador de 1000 KVA.
- Acometida en BT en Cable desde transformador de 1000 KVA hasta para Tablero inversores Baja Tensión.
- Celdas de transformador de potencia.
- Tablero de protección - totalizador.
- Tablero de agrupación de inversores.
- Tablero de SSAA y comunicaciones.
- Transformador de 1000KVA.

6.4. Medidor

De acuerdo con el Artículo 9 – Medición de energía eléctrica de la Resolución CREG 030 de 2018 [6], se establece que: *“Se deberá instalar un sistema de medida que permita el registro de la energía activa entregada y consumida en el punto de conexión.”* Por esta razón, el sistema de medición es considerado uno de los equipos principales dentro del sistema de generación distribuida en estudio.

Para el generador el medidor es fundamental, ya que permite conocer con precisión la cantidad de energía entregada a la red, información esencial para el cálculo del beneficio económico derivado de la generación. Para CENS, el medidor cobra relevancia en escenarios donde se presenten consumos relacionados con compensaciones o energía reactiva, además de permitir el control y monitoreo continuo del generador en su calidad de usuario. Este seguimiento contribuye a garantizar la seguridad, confiabilidad y correcta operación del sistema.

Adicionalmente, CENS exige como parte de sus requerimientos la instalación de un segundo medidor, que actúa como respaldo. Este dispositivo permite continuar registrando la energía (ya sea suministrada o consumida, dado que es bidireccional) en caso de falla del medidor principal. En

condiciones normales de operación, el medidor de respaldo cumple una función de verificación de la información registrada por el principal, asegurando así la consistencia y precisión de los datos.

Se establece que los medidores deben cumplir con las siguientes características:

- Medidor bidireccional
- Tipo exterior para gabinete en poste.
- Clase 0.5S Activa
- Clase 2 Reactiva
- Medidor trifásico en 4 cuadrantes
- Frecuencia 60Hz
- Medición indirecta

6.5. Estructura para reconectador

La estructura destinada al reconectador tiene como objetivo proporcionar un soporte físico adecuado y seguro para este dispositivo, el cual permite la reconexión automática del sistema ante interrupciones momentáneas del servicio o eventos transitorios. Su diseño debe cumplir con los lineamientos establecidos por CENS y garantizar condiciones adecuadas de accesibilidad, estabilidad mecánica y aislamiento eléctrico.

Teniendo en cuenta que se deben seguir los lineamientos establecidos por el OR, se sugiere como estructura de soporte la establecida en la norma RA2 008 – INSTALACIÓN RECONNECTADOR [17]. La estructura se aprecia en la siguiente figura.

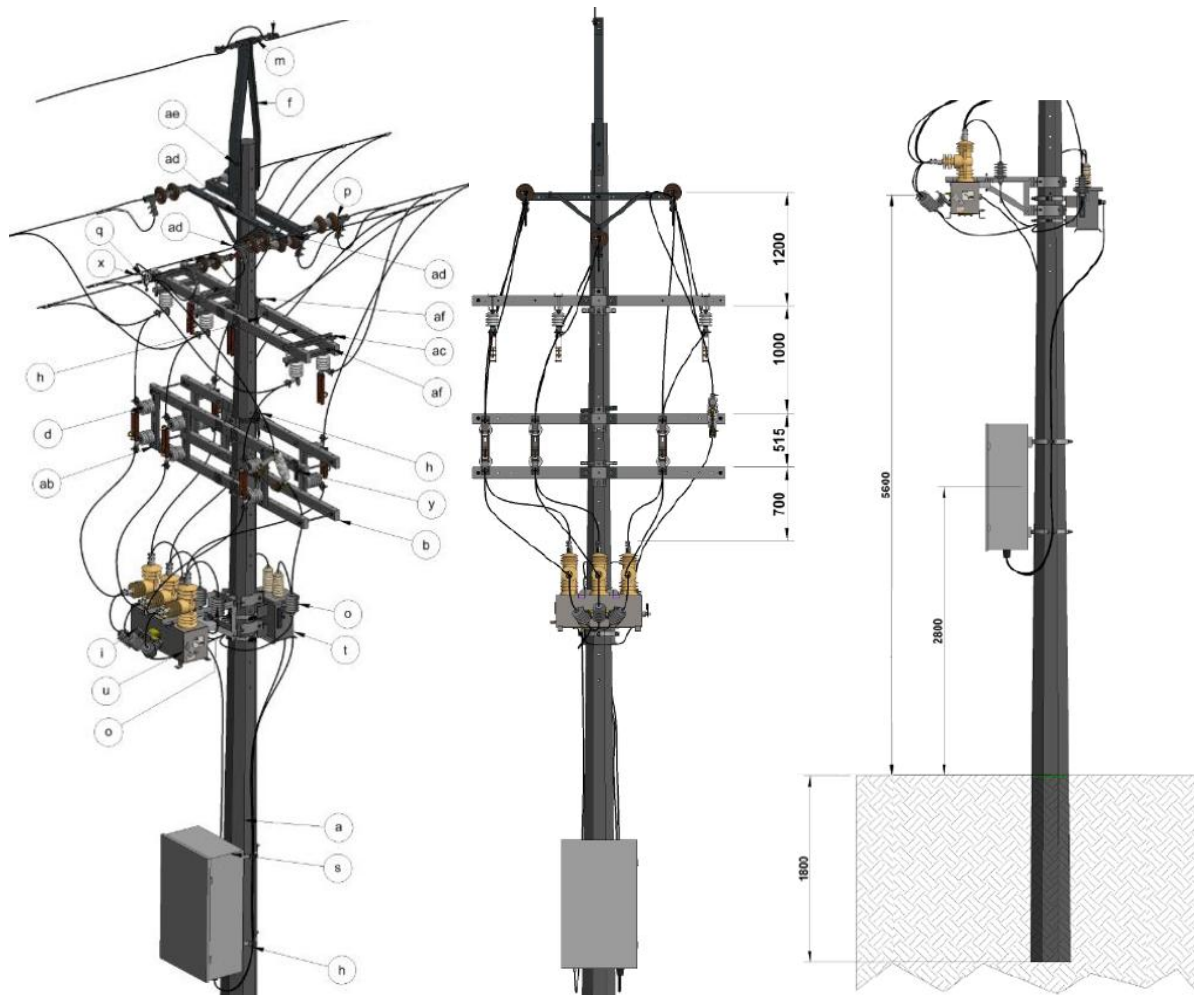


Figura 1. Estructura para la instalación del reconectador [17].

6.6. Estructura para la medida

La estructura de medida proporciona el soporte necesario para la instalación de los transformadores de potencial (PT) y transformadores de corriente (CT), los cuales se encargan de registrar la energía activa y reactiva intercambiada en el punto de conexión. Esta estructura debe cumplir con los estándares técnicos establecidos por CENS, tanto en lo referente a su ubicación como a su disposición mecánica, garantizando una instalación adecuada y segura de los equipos de medición.

Una implementación correcta es esencial para asegurar la precisión y confiabilidad del sistema de medición, así como para garantizar el cumplimiento de la normatividad vigente. Además, su diseño debe facilitar el acceso para labores de inspección, calibración y mantenimiento por parte del Operador de Red (OR).

Dado que el área de aplicación de esta guía corresponde al departamento de Norte de Santander, se recomienda adoptar la estructura definida por CENS en la norma RA8 028 – Instalación y Montaje de Sistema de Medición – Activos de Conexión Transformadores Monousuario [18].

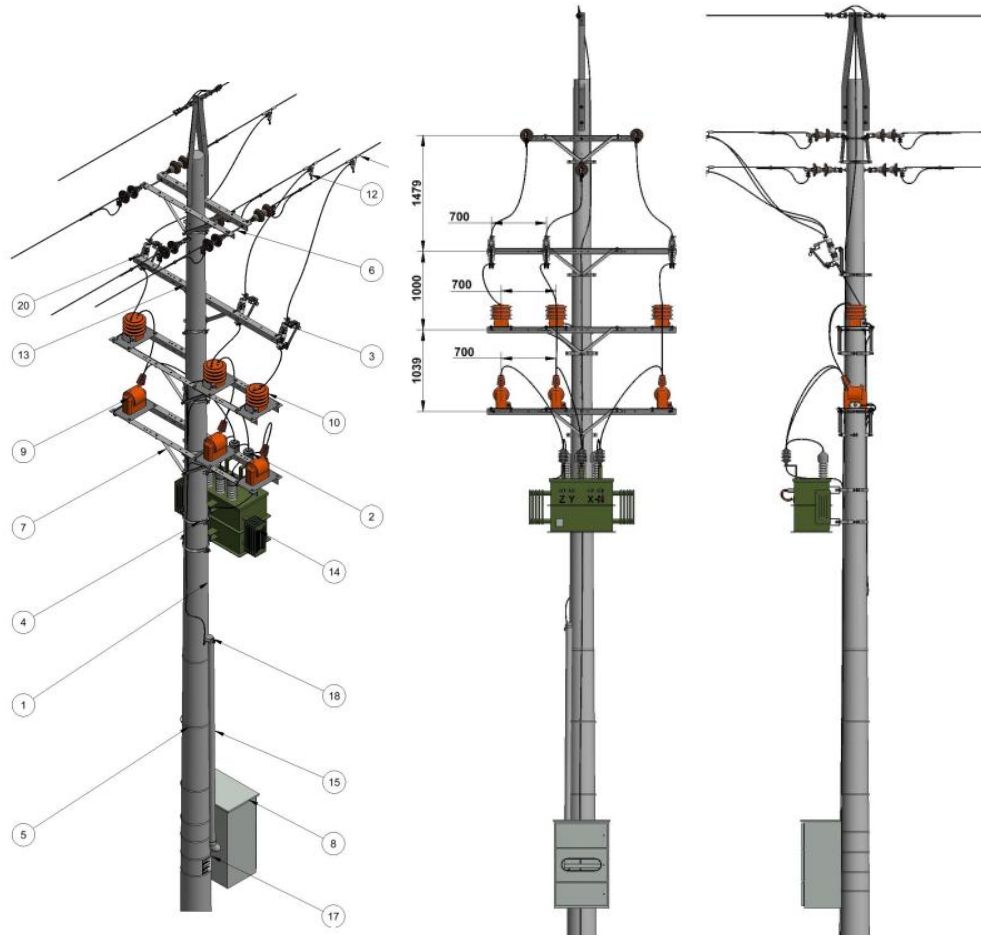


Figura 2. Estructura para la instalación de equipos de medida [18].

7. Tramites, requisitos y permisos

El desarrollo de un proyecto de generación solar distribuida con capacidad instalada de hasta 1 MVA en Colombia implica el cumplimiento de un conjunto de trámites administrativos, regulatorios y ambientales exigidos por las autoridades competentes. Este capítulo tiene como propósito, identificar y describir los requisitos legales, los permisos necesarios y los procesos de gestión ante entidades como la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), el operador de red (CENS), entre otros actores clave para el desarrollo de proyectos de generación solar distribuida. Comprender y aplicar adecuadamente estos lineamientos, permite asegurar la viabilidad normativa del proyecto, facilitar su conexión a la red, evitando contratiempos, retrocesos o algún tipo de sanción durante su ejecución y operación.

7.1. Trámites y requisitos técnicos

Los trámites y requisitos técnicos comprenden el conjunto de procedimientos que deben gestionarse ante las entidades correspondientes del sector eléctrico, con el fin de garantizar el cumplimiento normativo y la viabilidad del proyecto. Para este caso, se recomiendan dos trámites principales:

7.1.1. Registro y certificación ante la UPME

La Ley 1715 de 2014 y normas subsiguientes (Decreto 2121 de 2023) establecen que la UPME es responsable de certificar y registrar estos proyectos como Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) para que puedan acceder a beneficios fiscales como exención de IVA o deducción tributaria[5].

Pasos para realizar el registro ante la UPME:

- I. Crear cuenta en el SUU (Sistema Único de Usuarios): Realizar el registro como usuario externo en la *Plataforma de Ventanilla Única* de la UPME, donde se gestiona el registro e inscripción de proyectos de generación. El enlace para la creación de la cuenta es: <https://suu.upme.gov.co/RegistroUsuarios/Home/Register>
- II. Diligenciar el formato de inscripción: Completar el formulario dispuesto en el aplicativo "Inscripción de proyectos de generación" (tipo, tecnología, ubicación, potencia, fecha estimada de puesta en operación, representante legal, georreferenciación, entre otros). Además, según la cartilla de la UPME se debe anexar el certificado de existencia y representación legal (Cámara de Comercio), prefactibilidad o estudios del proyecto y documentos técnicos, ambientales o sociales (si aplican)[19].[3]
- III. Radicar la solicitud: El formato de inscripción se debe radicar en la Ventanilla Única, obteniendo un número de radicado. El sistema asignará un analista que dará un concepto técnico y si todo está correcto, emitirá el acto administrativo formal de registro[20].

Los beneficios fiscales a los que se puede acceder son:

- Deducción en el impuesto sobre la renta: Se puede descontar hasta el 50 % del valor de la inversión en el proyecto de FNCER, distribuido en un plazo máximo de 15 años desde el primer año gravable de operación. El valor deducido no puede superar el 50 % de la renta líquida del contribuyente.
- Exención del IVA (19 %): No se paga IVA en la adquisición de equipos, maquinaria, bienes y servicios (nacionales o importados) destinados al proyecto, incluidos los de medición inteligente.
- Exención de aranceles de importación: No se pagan derechos arancelarios por la importación de bienes y equipos excluidos de la producción nacional y que estén destinados exclusivamente al proyecto, pero estos deben contar con previa certificación de la UPME y trámite ante DIAN.
- Depreciación acelerada: Se permite una tasa de depreciación anual de hasta el 33,33 % del valor de los activos (maquinaria, equipos, obras civiles) relacionados con el proyecto, acelerando la recuperación de la inversión.

Requisitos para acceder a los beneficios fiscales[5]:

Notas:

- *Si los bienes se compran antes de tener el certificado, luego se puede solicitar la devolución una vez se tenga la certificación[5].*
- *Estos beneficios son aplicables durante 30 años, desde el 1 de julio de 2021 hasta el 1 de julio de 2051 [5].*

- *La UPME debe certificar el proyecto como FNCER. La DIAN exige esta certificación para aplicar exención de IVA, aranceles y para deducción de renta. Una vez registrado el proyecto, se debe solicitar en la misma plataforma el Certificado de Incentivos Tributarios (FNCER), necesario para acceder a los beneficios fiscales.*
- *Para el descuento de los aranceles, se requiere de una licencia de importación y presentación del certificado UPME ante DIAN al menos 15 días hábiles antes de la importación.*

7.1.2. Registro ante el operador de red

Según lo establecido en la Resolución CREG 174 de 2021 [8], los proyectos de Generación Distribuida (GD) con capacidad instalada inferior a 1 MVA se clasifican como Generadores a Pequeña Escala. Estos deben ser registrados ante el Operador de Red (OR) correspondiente; en el caso del departamento de Norte de Santander, esta función la desempeña CENS.

El trámite de registro requiere la entrega de información técnica detallada del sistema de generación, así como el cumplimiento de las condiciones técnicas, normativas y operativas exigidas para su conexión segura a la red eléctrica. Para obtener la aprobación del OR, se deben cumplir los siguientes requisitos [21]:

- **Certificación RETIE:** Esta certificación debe ser emitida por un profesional competente o un Organismo de Inspección Acreditado (OIA) ante la ONAC, e incluye dos etapas:
 - **Diseño:** Verificación del cumplimiento normativo en planos unifilares y de planta, memorias de cálculo, selección de materiales y equipos, análisis de riesgos eléctricos, protecciones, canalizaciones, distancias mínimas, y condiciones de seguridad eléctrica.
 - **Construcción:** Inspección en campo posterior a la ejecución del sistema, para confirmar que la instalación fue realizada conforme al diseño aprobado y cumpliendo con los requisitos técnicos del RETIE vigente (2024).
- **Certificación RETILAP:** Aplica si el sistema incluye alumbrado público o instalaciones afines.
- **Certificado del inversor:** El inversor debe estar certificado bajo normas internacionales como IEEE 1547, UL 1741 o IEC 61727, que garantizan su compatibilidad con la red y su operación segura.
- **Certificados de calibración del sistema de medición bidireccional:** Se deben presentar certificados vigentes de calibración tanto para el medidor principal como para el medidor de respaldo, que garanticen la exactitud en el registro de energía activa y reactiva.
- **Estudios técnicos requeridos por el OR:**
 - Estudio de Conexión Simplificado (ECS).
 - Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones (EACP). Ambos deben elaborarse según los lineamientos técnicos definidos por CENS y contar con su aprobación.
- **Visita técnica de validación:** Se debe coordinar con CENS una visita técnica para la verificación en sitio del cumplimiento normativo, instalación correcta de los equipos, protecciones, sistemas de puesta a tierra, y demás condiciones exigidas.

Tabla 4. Proceso para registro ante CENS [21].

| Paso | ¿Qué se debe hacer? | ¿Dónde/cómo se presenta? |
|--|--|--|
| Consulta preliminar | Verificar disponibilidad de la red (cuando aplique). | Portal «Autogeneradores y generadores distribuidos» de CENS. |
| Solicitud de conexión | Diligenciar el formulario On-line y anexar la documentación legal y técnica exigida. | Portal «Autogeneradores y generadores distribuidos» de CENS. |
| Estudio de conexión simplificado (ECS) | Presentarlo si la capacidad y nivel de tensión lo exigen. | Adjuntar PDF dentro del formulario. |
| Construcción del proyecto | Ejecutar las obras civiles y eléctricas aprobadas. | — |
| Contratos con el OR | Firmar contrato de conexión y, si entregas excedentes, el contrato de respaldo. | Tramitado vía CENS antes de energizar. |
| Pruebas para la conexión | Solicitar visita y realizar las pruebas (funciones ANSI 27/59, 81, 25, protecciones, etc.). | “solicitud de visita para la conexión” en el mismo portal. |
| Puesta en servicio | Tras concepto favorable y firma de acta, CENS habilita la conexión y registra la frontera comercial. | Acta de conexión + registro en sistemas de CENS/ASIC. |

Adicionalmente, se debe tener en cuenta lo dispuesto en el Artículo 4.3.2 del RETIE 2024, numeral h, referente a las instalaciones que requieren certificación plena: *“Instalaciones de autogeneración a pequeña escala, FN CER, generación distribuida y generación de energía con varias fuentes, que se conecten a la red de transmisión local, regional o nacional, deben contar con declaraciones de cumplimiento y dictamen de inspección, emitidos por un organismo acreditado por ONAC”* [4].

Notas:

- *Los trámites se gestionan on-line en el portal de CENS, se necesitan los archivos en PDF y la firma digital del representante legal.*
- *Los tiempos de respuesta se rigen por los cronogramas del Anexo 5 de la CREG 174/2021 y CENS los replica en su norma interna.*
- *Si se van a inyectar excedentes, CENS exige un medidor bidireccional y un medidor de respaldo instalado y enlazado a su sistema de telemedida.*
- *Para potencias mayores a 250 kW, se debe entregar el Estudio de Ajuste y Coordinación de Protecciones (EACP) aprobado antes de la visita de conexión.*
- *La norma de CENS “CNS-NT-11-01 CONEXIÓN DE AUTOGENERADORES Y GENERADORES DISTRIBUIDOS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL DE CENS”, se encuentra en estado de revisión, por lo cual, se debe consultar al momento de realizar el proceso la última versión de la norma.*

En conclusión, cumplir con estos requisitos es indispensable para formalizar la conexión del sistema ante el operador de red y garantizar su operación legal y técnica dentro del Sistema Interconectado Nacional. Además, permite que el proyecto sea habilitado como generador a pequeña escala, asegurando su correcta integración a la red, el registro de fronteras comerciales y la viabilidad de entrega de excedentes de energía.

7.2. Trámites y consultas ambientales

De acuerdo con el artículo 2.2.2.3.2.3 del Decreto 1076 de 2015, que define las competencias de las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR), los proyectos de generación distribuida solar con una capacidad instalada de hasta 1 MVA no requieren licencia ambiental [22] [23]. En consecuencia, tampoco es obligatorio presentar un estudio de impacto ambiental.

No obstante, se deben adelantar ciertos trámites y consultas ambientales ante la autoridad ambiental competente. Estos incluyen:

7.2.1. Plan de Manejo Ambiental (PMA)

Aunque este tipo de proyectos no requiere licencia ambiental, es obligatorio formular e implementar un Plan de Manejo Ambiental (PMA). Este instrumento define las medidas necesarias para prevenir, mitigar, corregir, compensar y hacer seguimiento a los posibles impactos ambientales negativos asociados al desarrollo del proyecto.

El PMA no exige un formato estandarizado, su estructura puede ser definida por el ejecutor, siempre que incluya los elementos técnicos requeridos para su evaluación. No obstante, debe ser presentado y avalado por la autoridad ambiental competente, que en el caso del departamento de Norte de Santander es CORPONOR.

A continuación se describen los pasos para la presentación ante CORPONOR del PMA:

- I. Diligenciamiento de formatos: en el sitio web de CORPONOR, se debe acceder a la sección "Formatos trámites ambientales", y luego al apartado "Plan de contingencia / otros permisos", el cual se usa para proyectos de generación distribuida.
- II. Elaborar el Plan de Manejo Ambiental (PMA): se recomienda que este incluya identificación general (ubicación, capacidad, cronograma), medidas de prevención, mitigación y monitoreo (ruido, polvo, manejo de residuos), plan de contingencia para derrames o emergencias y procedimientos para gestión de residuos, control de contaminación y mantenimiento durante operación [24].
- III. Radicar el PMA simplificado: se debe ingresar al portal "Trámites y Servicios" de CORPONOR y adjuntar el formato debidamente diligenciado con los anexos requeridos. Después, se debe radicar oficialmente (vía electrónica o presencial según lo indique en el momento CORPONOR).

7.2.2. Consulta ante CORPONOR de áreas de protección y conservación

Para realizar la consulta se deben seguir los siguientes pasos:

- I. Identificar si el lote para el desarrollo proyecto está en zona rural, cercana a cuencas hídricas, zonas de protección, o parques administrados por CORPONOR.
- II. Presentar solicitud de uso de suelo: se debe presentar en el portal de trámites web de CORPONOR. Esta debe incluir la ubicación precisa (coordenadas o predial), características del proyecto tales como potencia, área ocupada, tipo de instalación (techo o suelo y los documentos técnicos (planos, impactos, medidas de mitigación).
- III. Presentar Plan de Manejo ambiental PMA.

Después de realizar la consulta, CORPONOR evalúa la solicitud y emite un concepto técnico o acto administrativo autorizando el uso de suelo en un plazo definido (según cronograma interno).

Notas:

- *No se recomienda instalar en parques nacionales, áreas protegidas o zonas agrícolas productivas. Si es zona protegida puede requerirse estudio más completo.*
- *La autoridad ambiental es la que define las acciones y medidas de manejo ambiental que el ejecutor del proyecto debe implementar con el fin de cumplir con la normatividad ambiental vigente. Además, permiten identificar restricciones legales relacionadas con zonas protegidas, usos del suelo o necesidad de planes de manejo ambiental.*

7.3. Permisos municipales

Para la ejecución de este tipo de proyectos, es necesario gestionar el concepto de uso del suelo y obtener el permiso de construcción ante las autoridades municipales competentes.

7.3.1. Certificado de uso de suelo

Este permiso se otorga por la alcaldía municipal a la que pertenezca el predio sobre el cual se va a realizar el proyecto. Tomando como ejemplo la alcaldía de Cúcuta el trámite a seguir es:

- I. Comprar una estampilla oficina 105 o vía web en la página de la Alcaldía de Cúcuta.
- II. Ingresar al portal "Gestión de trámites y servicios", y seleccionar la casilla Secretaría de Planeación y después Certificado de Uso de Suelos.
- III. Se deben llenar datos que se solicitan del predio y cargar el recibo de la estampilla.

Se debe tener en cuenta que el certificado llega por medio de correo electrónico.

7.3.2. Licencia de construcción

Para el trámite de la licencia de construcción en el departamento de Norte de Santander, se deben seguir los lineamientos establecidos en la Resolución 1025 de 2021 [25], la cual regula los procedimientos para la expedición de licencias urbanísticas en Colombia.

Este tipo de licencia es otorgada por la curaduría urbana correspondiente al municipio donde se desarrollará el proyecto. En municipios donde no exista curaduría urbana, la competencia recae sobre la Secretaría de Planeación Municipal o la autoridad local que ejerza dicha función. Estas entidades son responsables de verificar el cumplimiento de las normas urbanísticas vigentes, tales como el Plan de Ordenamiento Territorial (POT), el uso del suelo y las condiciones técnicas de la edificación.

El procedimiento a seguir según la Resolución 1025 de 2021 es:

- I. Preparación de la documentación y formularios:
 - Certificado de libertad y tradición del predio, con fecha de emisión de máximo un mes.
 - Formulario Único Nacional debidamente diligenciado.
 - Copia de cédula de ciudadanía del solicitante (natural) o certificado de existencia y representación legal (jurídico), con fecha de emisión de máximo un mes.
 - Copia de las tarjetas de los profesionales que participaron en el diseño (ingeniero electricista, arquitecto, ingeniero civil, estructural, geotecnista, etc., según el caso).
 - Cuadro de áreas a construir.
 - Presupuesto.

- Paz y Salvo de impuesto predial.
 - Concepto ambiental emanado por CORPONOR.
 - Certificado de Existencia y Representación Legal.
 - Copia de memorias de diseño, estas varían según el tipo de proyecto.
 - Copia documentos generales: levantamiento topográfico detallado del estado inicial y el proyectado y estudio de suelos.
 - Copia planos: plano de adecuación de terreno planta y perfiles, plano de obra civil planta general actual y proyectado, etc.
- II. Radicación de la solicitud: La radicación se realiza de manera presencial en la curaduría urbana o Secretaría de Planeación correspondiente. Tras la radicación, el tramitador entrega un número de radicado y confirmación de recibo en legal y debida forma.
- III. Evaluación municipal / curaduría: Revisan la integridad documental, cumplimiento de normas urbanísticas y técnicos. Pueden solicitar subsanaciones y los plazos varían según cada municipio.
- IV. Resolución final y pago de estampillas: La autoridad emite la resolución otorgando o negando la licencia. Luego se deben pagar las estampillas y derechos municipales aplicables y una vez liquidado, se podrá iniciar la construcción autorizada.

8. Metodología para el dimensionamiento y ubicación del sistema de generación

Este capítulo presenta una metodología general para dimensionar los componentes o equipos principales de un sistema de generación solar distribuida con capacidad instalada de hasta 1 MVA. El proceso incluye el cálculo del número de paneles fotovoltaicos, la organización en strings, la selección de inversores y la disposición física de los paneles en el suelo. Adicionalmente, se incluyen ejemplos numéricos basados en los equipos comerciales que se ejemplificaron en el capítulo 6 a manera de mostrar la aplicación de los cálculos.

8.1. Cálculo de cantidad de paneles

El cálculo del número de paneles fotovoltaicos necesarios para un sistema con capacidad de generación de 1 MVA parte de la potencia objetivo del sistema y de la potencia nominal de cada panel.

En la práctica, los sistemas fotovoltaicos están sujetos a pérdidas inevitables, las cuales se clasifican en dos grandes grupos:

- Pérdidas ambientales, asociadas a factores como la radiación solar no ideal, la temperatura ambiente elevada, la acumulación de polvo y suciedad, y otros factores climatológicos.
- Pérdidas técnicas, como las caídas de tensión en el cableado, pérdidas por resistencia, conexiones, y la eficiencia del inversor.

Para compensar estas pérdidas y asegurar que el sistema alcance efectivamente la potencia nominal deseada, se recomienda aplicar un sobredimensionamiento. En instalaciones de generación distribuida, es común considerar un factor de sobredimensionamiento del 30 % sobre la capacidad nominal.

Por lo tanto, para un sistema cuya potencia objetivo es de 1 MVA, el diseño debe contemplar una capacidad instalada de 1.3 MVA en paneles fotovoltaicos, sobre la cual se basa el cálculo del número total de módulos requeridos. A continuación, se muestra la ecuación para hacer este cálculo:

$$N_{PAN} = \frac{P_{GEN}}{P_{NP}}$$

Donde:

- N_{PAN} = Número de paneles
- P_{NP} = Potencia nominal del panel
- P_{GEN} = Potencia sobredimensionada

Teniendo en cuenta los datos de los equipos mencionados en el capítulo 6 y poniendo en práctica la ecuación anterior se tiene:

$$N_{PAN} = \frac{1300kVA}{705W} = 1843.26 \cong 1844$$

Se requieren 1844 paneles solares fotovoltaicos de la marca Jinko Solar [15] para lograr una generación de 1 MVA.

8.2. Cálculo cantidad de strings por inversor

Cada string está compuesto por un conjunto de paneles conectados en serie. Para determinar adecuadamente la cantidad de paneles por string y la cantidad de strings por inversor, es fundamental asegurar que:

- El voltaje total del string no exceda el voltaje máximo de entrada del inversor.
- La corriente total que ingresa a cada MPPT se mantenga dentro de los límites especificados por el fabricante del inversor.

El procedimiento de cálculo se realiza mediante los siguientes pasos:

Paso 1: Corrección del voltaje de circuito abierto (V_{oc}) por temperatura

Se debe verificar si el valor del voltaje de circuito abierto (V_{oc}) proporcionado por el fabricante está ajustado a las condiciones del sitio de instalación. En caso contrario, se debe aplicar una corrección por temperatura utilizando la siguiente ecuación:

$$V_{oc2} = V_{oc1} + \left[\frac{dV_{oc}}{dT} * (T_2 - T_1) \right]$$

Donde:

- V_{oc1} = Voltaje circuito abierto dado por el fabricante
- V_{oc2} = Voltaje circuito abierto corregido
- T_1 = Temperatura de operación dada por el fabricante
- $T_2 = 18^\circ\text{C}$ (según la Tabla 1)
- $\frac{dV_{oc}}{dT}$ = Coeficiente de temperatura del V_{oc} dado por el fabricante

Paso 2: Determinación del número máximo de paneles por string

Con el valor corregido de V_{oc2} , se calcula el número máximo de paneles por string, asegurando que el voltaje total no exceda el límite de entrada del inversor:

$$N_{max_s} = \frac{V_{max}}{V_{OC2}}$$

Donde:

- N_{max_s} = Cantidad máxima de paneles por string.
- V_{max} = Voltaje máximo de entrada del inversor.

Paso 3: Cálculo del voltaje de operación del string

Se estima el voltaje de operación del string multiplicando el número de paneles por string por el voltaje en el punto de máxima potencia de cada panel:

$$V_{OS} = N_{max_s} \times V_{mp}$$

Donde:

- V_{OS} = Voltaje de operación del string.
- V_{mp} = Voltaje en el punto de máxima potencia.

Paso 4: Verificación del rango de operación del MPPT

Se debe verificar que el valor obtenido en el paso anterior V_{OS} esté dentro del **rango de operación del MPPT** del inversor. Si se encuentra dentro de los límites mínimo y máximo establecidos por el fabricante, la configuración es técnicamente viable.

Paso 5: Cálculo de la cantidad de strings por MPPT

A continuación, se determina cuántos strings pueden conectarse a cada MPPT, considerando la corriente en máxima potencia de un string y la capacidad máxima del MPPT:

$$S_{MPPT} = \frac{I_{m_MPPT}}{I_{mp}}$$

Donde:

- S_{MPPT} = Cantidad de strings por MPPT.
- I_{mp} = Corriente en máxima potencia de cada string.
- I_{m_MPPT} = Corriente máxima por MPPT.

Paso 6: Cálculo de la cantidad de strings por inversor

Se debe calcular el número de strings por inversor, teniendo en cuenta la cantidad de MPPT del inversor seleccionado y la cantidad de strings por MPPT.

$$S_{INV} = S_{MPPT} * MPPT_{INV}$$

Donde:

- S_{INV} = Cantidad de strings por inversor.
- $MPPT_{INV}$ = Cantidad de MPPT del inversor.

Paso 7: Cálculo de la cantidad total de paneles por inversor

Finalmente, se estima el número total de paneles que puede manejar cada inversor:

$$N_{P_INV} = S_{INV} * N_{max_s}$$

Donde:

- N_{P_INV} = Cantidad de cantidad de paneles por inversor.

Para ejemplificar el cálculo de la cantidad de strings por inversor, se sigue el ejemplo tomando los datos de los equipos del capítulo 6, por lo tanto:

Teniendo en cuenta los parámetros del panel solar presentados en la Tabla 2, el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) es de 48.1 V bajo condiciones estándar de prueba (STC). Sin embargo, este valor puede incrementarse en condiciones de baja temperatura, por lo que es necesario aplicar una corrección por temperatura para estimar el V_{oc} máximo esperado en el sitio de instalación.

Considerando que la temperatura mínima estimada en el área de estudio es de 18 °C, según los datos climáticos consignados en la Tabla 1, correspondientes al departamento de Norte de Santander, y empleando un coeficiente de temperatura para el V_{oc} de -0.25 %/°C, se obtiene:

- $V_{oc1} = 48.1$
- V_{oc2} = Voltaje circuito abierto corregido
- $T_1 = 25^\circ\text{C}$
- $T_2 = 18^\circ\text{C}$
- $\frac{dV_{oc}}{dT} = -0.25 \text{ \%/}^\circ\text{C}$

$$V_{OC2} = 48.1 + [-0.25x(18 - 25)] = 48.95 \text{ V}$$

Con este valor corregido, se determina el número máximo de paneles por string asegurando que no se supere la tensión máxima de entrada del inversor, la cual corresponde a 1500 V. Por lo tanto, se tiene:

$$N_{max_s} = 1500V/48.95V = 30.64$$

Se definen 30 paneles por string, ya que es un valor seguro y está dentro del rango operativo del inversor.

Posteriormente, se calcula el voltaje de operación del string, multiplicando el número de paneles por su voltaje en el punto de máxima potencia que es de 40.53 V:

$$V_{OS} = 30 \times 40.53 \text{ V} = 1215.9 \text{ V}$$

Este valor se encuentra dentro del rango de operación del MPPT del inversor, que es de 500 a 1500 V, por lo cual es técnicamente viable.

Por otro lado, la corriente en máxima potencia (I_{mp}) de cada string es de 17.4 A, y considerando que cada MPPT del inversor soporta hasta 65 A, se concluye que pueden conectarse:

$$S_{MPPT} = \frac{65 \text{ A}}{17.4 \frac{\text{A}}{\text{String}}} \cong 3 \text{ String por MPPT}$$

Dado que el inversor cuenta con 6 MPPT, se puede conectar un total de:

$$S_{INV} = 6 \text{ MPPT} * S_{MPPT} = 6 * 3 = 18 \text{ strings por inversor}$$

Teniendo en cuenta que cada string tiene 30 paneles y que se requieren 18 strings por inversor, el número total de paneles por inversor es:

$$N_{P_INV} = 18 * 30 = 540 \text{ Paneles por inversor}$$

Esta configuración garantiza que cada string opere dentro de los límites eléctricos seguros y que el inversor funcione eficientemente con un sobredimensionamiento del lado DC que no compromete su integridad.

8.3. Cálculo de cantidad de inversores

La determinación del número total de inversores necesarios para el sistema se basa en la relación entre la cantidad total de paneles solares y la cantidad de paneles que puede manejar un inversor individual. Esta relación se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$N_{INV} = \frac{N_{PAN}}{N_{P_INV}}$$

Donde:

- N_{INV} = Cantidad de inversores totales

Siguiendo el ejemplo con los datos calculados en los numerales anteriores se tiene:

$$\frac{1844 \text{ paneles}}{540 \text{ paneles}} = 3.41 \text{ inversores} \cong 4 \text{ inversores}$$

Por lo tanto, se requiere un total de 4 inversores para el montaje de 1844 paneles solares fotovoltaicos, y toda esta configuración permite tener una capacidad de generación de 1.3 MVA.

8.4. Disposición física de los paneles

De acuerdo con lo establecido en el numeral 5.1, el área recomendada para la instalación del sistema completo debe encontrarse en un rango entre 1 y 2 hectáreas. Con el fin de cumplir esta condición y optimizar el uso del terreno, se propone la siguiente disposición para el sistema fotovoltaico:

- Disposición física doble: esta configuración permite un mayor aprovechamiento del espacio disponible, generando más energía por unidad de área en comparación con la disposición simple. No se recomienda la disposición triple debido a la complejidad que implica para las labores de operación y mantenimiento.
- Estructuras de soporte fijas: considerando la ubicación geográfica de Colombia, cercana a la línea ecuatorial, la implementación de sistemas de seguimiento solar (*tracker*) no representa una ganancia significativa en eficiencia energética. Además, su alto costo de instalación y mantenimiento no justifica su uso en este tipo de proyectos.

Para el anclaje de las estructuras donde se instalarán los paneles, se recomienda la técnica de hincado directo, siempre que las condiciones del terreno lo permitan. Previamente, debe realizarse una prueba *Pull Out Test*, la cual consiste en evaluar la resistencia de anclajes, pernos o elementos de fijación

insertados en suelos, concreto o roca [26]. Esta prueba permite determinar la fuerza máxima de extracción admisible, garantizando así la estabilidad estructural del sistema.

8.4.1. Posicionamiento de paneles

El ángulo de inclinación de los paneles solares, representado como β en la figura, es el ángulo formado entre la superficie del panel y el plano horizontal del terreno. Este parámetro es clave para maximizar la captación de radiación solar y depende directamente de la latitud geográfica y de las condiciones topográficas del sitio de instalación.

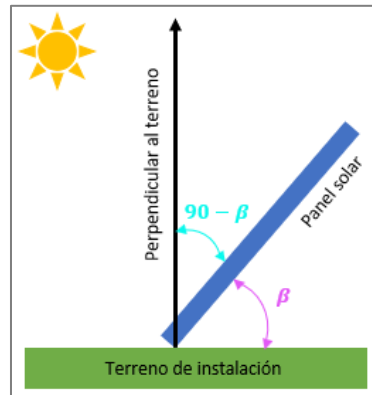


Figura 3. Ángulo de inclinación de un panel fotovoltaico.

El valor óptimo del ángulo de inclinación puede estimarse mediante la siguiente expresión:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 * |\phi|$$

Donde:

- β_{opt} : ángulo de inclinación óptimo que forma la superficie del panel con el plano horizontal.
- $|\phi|$: latitud del lugar, sin signo (grados).

8.4.2. Cálculo de distancias de instalación

La distancia entre filas de paneles solares debe ser calculada cuidadosamente para evitar sombras proyectadas entre estructuras, especialmente durante los meses de menor altura solar. Esta distancia se puede estimar utilizando la siguiente ecuación:

$$d = \frac{h}{\tan (61 - \text{latitud})}$$

Donde:

- d: Distancia entre filas de paneles
- h: Altura máxima del obstáculo.

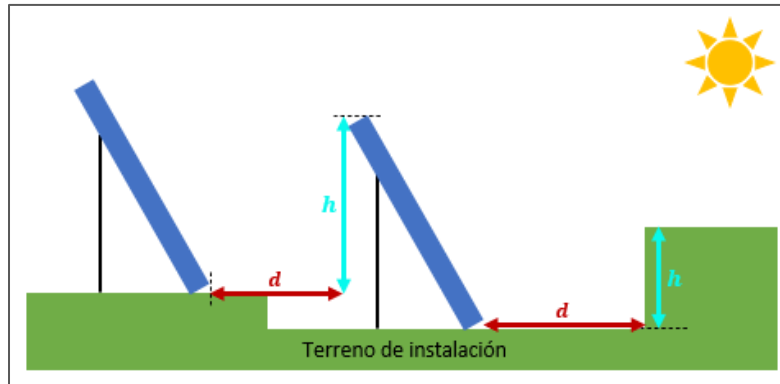


Figura 4. Ángulo de inclinación de un panel fotovoltaico.

Esta fórmula considera un ángulo solar crítico de 61° , adecuado para latitudes tropicales como la colombiana, y busca garantizar que no se presenten sombras entre filas al mediodía solar en los días más desfavorables del año.

La distancia real entre filas dependerá también de factores como la topografía del terreno, la inclinación de los paneles y la época del año, por lo que pueden aplicarse ajustes adicionales en función del análisis específico del sitio.

9. Esquema general del diagrama unifilar

El diagrama unifilar representa de forma simplificada y estructurada la conexión eléctrica de los principales componentes del sistema de generación solar distribuida, desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de conexión con la red. Esta herramienta gráfica permite visualizar de manera clara el flujo de energía, la disposición de los equipos y las conexiones entre ellos, facilitando la comprensión del diseño eléctrico y sirviendo como base para la construcción, operación y mantenimiento del sistema.

En el caso de este proyecto, el diagrama unifilar fue elaborado con base en los equipos previamente seleccionados, considerando una capacidad instalada total de hasta 1 MVA. El sistema está conformado por los paneles fotovoltaicos conectados a inversores, los cuales se agrupan y canalizan la energía hacia el centro de transformación. A su vez, este centro acondiciona los niveles de voltaje requeridos para poder entregar de energía al Sistema de Distribución Local (SDL), cumpliendo con las normas técnicas y de seguridad eléctrica vigentes.

El diagrama incluye elementos como interruptores de protección, estructuras de medición, reconectores y otros dispositivos esenciales, que permiten garantizar la confiabilidad y seguridad de la instalación. Su correcta elaboración y análisis es fundamental para asegurar que el diseño eléctrico cumpla con los requisitos técnicos establecidos por la normatividad aplicable, como el RETIE, la Resolución CREG 174 de 2021, y los lineamientos establecidos por CENS.

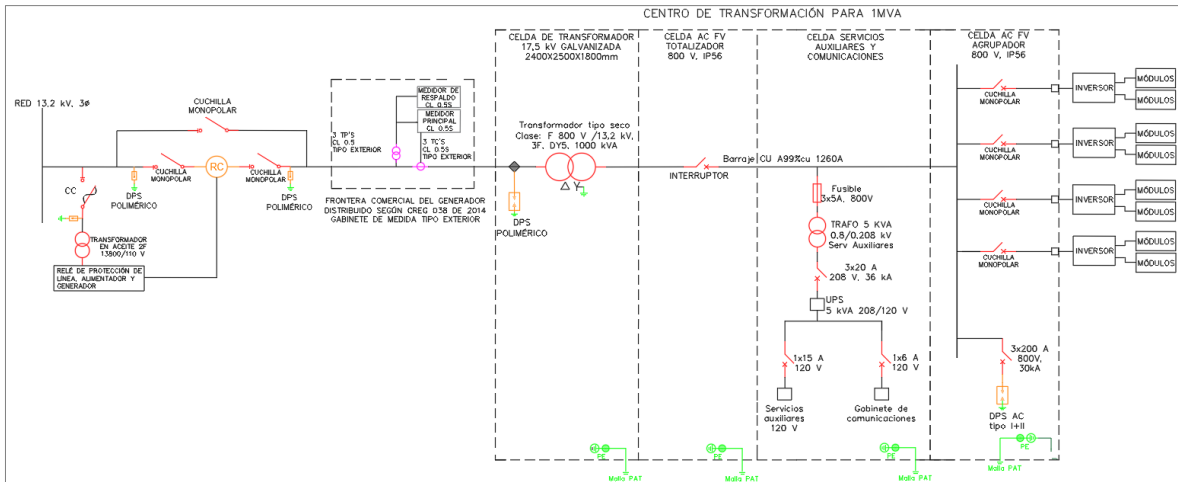


Figura 5. Esquema de diagrama unifilar – Sistema de generación distribuida 1 MVA.

10. Conclusiones

- Según la documentación consultada para la elaboración de la guía, se logra observar que en el departamento de Norte de Santander, las condiciones tanto ambientales como la normativa vigente por el OR, están en lineamiento con los propósitos que tiene el país en pro de un cambio hacia las energías renovables no convencionales, de manera que, favorecen para el desarrollo de proyectos solares distribuidos de hasta 1 MVA, y se alineen con los marcos regulatorios vigentes como la Ley 1715 de 2014, la Ley 2099 de 2021 y la Resolución CREG 174 de 2021.
- La guía propuesta en esta monografía contribuye a solucionar la falta de lineamientos claros y estructurados, desde una etapa inicial en el diseño, la cual genera incertidumbre en la formulación de proyectos. Esta solución se logra a través de la integración de aspectos técnicos, ambientales, topográficos y prediales de forma sistemática.
- La caracterización y selección de los equipos basado en su eficiencia y su disponibilidad en el mercado actual, permite optimizar la capacidad de generación del sistema, además, garantiza la compatibilidad entre componentes, lo que al final facilita la implementación de estos equipos al sistema, viabilizando más el proyecto.
- Los componentes prediales y topográficos tienen un impacto directo en los proyectos de generación solar distribuida, debido a que, a partir de la ubicación exacta, se parte para realizar todas las actividades técnicas asociadas al diseño, por esto, afecta directamente la instalación y el rendimiento del sistema, por esta razón, deben ser considerados desde la fase de diseño preliminar.
- El cálculo inicial de los equipos como paneles, strings e inversores, así como la estructuración del diagrama unifilar, son fundamentales para lograr visión general de todo lo que comprende el sistema de generación solar distribuida y de su adecuada conexión con el Sistema Interconectado Nacional, lo cual permite garantizar un funcionamiento seguro y eficiente.

- Aunque no se requiere licencia ambiental para este tipo de proyectos, sí es obligatorio formular e implementar un Plan de Manejo Ambiental, así como gestionar permisos municipales, lo cual reafirma la importancia de la articulación institucional y normativa en cada etapa.
- Los proyectos de generación solar distribuida implican un conjunto de temas de diversas áreas, los cuales son igual de relevantes que el componente técnico, ya que muchas veces, temas como prediales, topográficos o ambientales, no pueden ser modificados, sino que, en base a la experiencia y el conocimiento técnico, se busca la mejor alternativa a que permite que todo se integre de manera óptima.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Congreso de la República de Colombia, *Ley 1715 de 2014 Gestor Normativo*. 2021, pp. 1–17.
- [2] Congreso de la República de Colombia, *Ley 2099 de 2021 Gestor Normativo*. 2021, pp. 1–11.
- [3] UPME, “Glosario energético.” www1.upme.gov.co.
- [4] Minenergía, *Resolución 40117 de 2024*. 2024.
- [5] Congreso de la República de Colombia, “Ley 1715 de 2014,” no. May, p. 2014, 2014.
- [6] CREG, “Resolución CREG 30 de 2018.” 2018.
- [7] CENS, “NORMA AGPE-AGGE-GD.” .
- [8] CREG, “Resolución CREG 174 de 2021,” 2021.
- [9] IEEE, “IEEE Std 1547-2018 – Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces,.” 2018.
- [10] Fraunhofer ISE, “Photovoltaics Report.” 2019.
- [11] D. Benavides Ballesteros H, “Atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.
- [12] P. Ruiz *et al.*, “ENSPRESO - an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 26, no. July 2019, p. 100379, 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100379.
- [13] A. García-Olivares, J. Ballabrera-Poy, E. García-Ladona, and A. Turiel, “A global renewable mix with proven technologies and common materials,” *Energy Policy*, vol. 41, pp. 561–574, 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2011.11.018.
- [14] IDEAM, “Parámetros meteorológicos de Colombia.” <http://archivo.ideam.gov.co/>.
- [15] Jinko Solar, “66hl5-bdv 695-720.” 2023.
- [16] Huawei, “SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter.” pp. 1–2.
- [17] CENTROS DE EXCELENCIA TÉCNICA UNIDAD NORMALIZACIÓN Y LABORATORIOS and EPM, “Instalación De Reconectores Monofásicos Y Trifásicos,” vol. 3, pp. 14–93, 2020.
- [18] CET, “Instalación y montaje de sistema de medición activos de conexión transformadores monousuario,” pp. 1–38, 2021.
- [19] UPME, “REGISTRO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.” 2018.
- [20] ANDEG - Asociación Nacional de Empresas Generadoras, “NUEVO PROCEDIMIENTO 2022 para la asignación de capacidad de transporte de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN),” 2022.
- [21] Unidad de Proyectos - CET, “CNS-NT-11-01 CONEXIÓN DE AUTOGENERADORES Y,” pp. 1–20, 2025.
- [22] Alcaldía Mayor de Bogotá, *Guía de manejo ambiental para el sector de la construcción*, vol. 53, no. 9. 2012.

- [23] Ministerio de Vivienda Ciudad y Territorio - Ministerio de Hacienda y Crédito Público, “ANEXO 2: GUÍA DE MANEJO AMBIENTAL PARA OBRAS CIVILES EVALUACIÓN SOCIAL Y AMBIENTAL (ESA) Y MARCO DE GESTIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL (MGAS) DEL PROYECTO ‘PROGRAMA DE VIVIENDA RESILIENTE E INCLUYENTE EN COLOMBIA.’” 2021, [Online]. Available: <https://www.minvivienda.gov.co/sites/default/files/2022-11/anexo-2-guias-de-manejo-ambiental-para-obras-civiles.pdf>.
- [24] AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES and ANLA, *RESOLUCIÓN N° 01558*, vol. 57, no. 3382. 2021.
- [25] “IEC 60815 -1: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 1: Definitions, information and general principles,” *Technical Specification*, vol. 1.0. p. 53, 2008, [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/3573>.
- [26] Y. Deng, Z. Zhang, C. Shi, Z. Wu, and C. Zhang, “Steel Fiber–Matrix Interfacial Bond in Ultra-High Performance Concrete: A Review,” *Engineering*, vol. 22, pp. 215–232, 2023, doi: 10.1016/j.eng.2021.11.019.
- [27] M. A. Franklin Niño and J. S. Carreño Meneses, “Guía metodológica para el diseño de sistemas de puesta a tierra y apantallamiento de subestaciones convencionales de media tensión de un Sistema de Distribución Local – SDL,” 2023.
- [28] C. L. Hurtado Crispin and K. M. Mantilla Botello, “GUÍA DE REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA EL DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN AL ÁREA DE INFLUENCIA DE CENS,” vol. 7, no. 2, pp. 809–820, 2023.
- [29] F. Torres, “Análisis del marco normativo del sector eléctrico colombiano, impactos en la regulación eléctrica de la ley 1715 de 2014,” *Univ. Nac. Colomb. - Tesis*, p. 216, 2016, [Online]. Available: http://bdigital.unal.edu.co/57540/1/TRABAJO_DE_GRADO_REV_0.pdf.
- [30] M. Castaño Gómez and J. J. García Rendón, “Análisis de los incentivos económicos en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Colombia,” *Lect. Econ.*, no. 93, pp. 23–64, 2020, doi: 10.17533/udea.le.n93a338727.
- [31] A. Velásquez Piedrahita, “La Energía Solar Fotovoltaica Como Estrategia De Descarbonización,” pp. 3–49, 2023, [Online]. Available: <https://doi.org/10.57998/bdigital/handle.001.534>.
- [32] REN21, “Comunicado de Prensa Hagamos de las energías renovables un indicador clave de rendimiento en todas las actividades económicas El nuevo informe mundial sobre energías renovables muestra una brecha,” pp. 1–4, 2021, [Online]. Available: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/REN21_GSR2021_PressRelease_Spanish.pdf.
- [33] S. Ortega *et al.*, “Aceleración de la energía solarfotovoltaica distribuida en Colombia Recomendaciones regulatorias y de política pública.” .
- [34] J. P. BELTRÁN RICAURTE and S. PELÁEZ PÉREZ, “¿Los beneficios tributarios a las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables establecidos en la Ley 1715 de 2014, han cumplido con el objetivo definido por el legislador?,” no. 12030204039, 2022.
- [35] REN21, “Energía Renovable Captura Atención Global Ante Agravadas Crisis,” 2023.