



**Guía metodológica de dimensionamiento y gestión de sistemas fotovoltaicos
menores a 1 MW on-grid**

Duvián Alejandro Gallo Vergara

Informe de práctica presentado para optar a título de Ingeniero Electricista

Práctica empresarial en la modalidad de semestre de industria

Asesor

Jaime Alejandro Valencia Velásquez, Doctor (PhD) en Ingeniería Eléctrica

Universidad de Antioquia
Facultad de Ingeniería
Ingeniería Eléctrica
Medellin
2025

Cita	(Gallo Duvián, 2025)
Referencia	Gallo Vergara, D. (2020). <i>Guía metodológica de dimensionamiento y gestión de sistemas fotovoltaicos menores a 1 MW on-grid</i> . Trabajo de grado profesional. Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia.
Estilo APA 7 (2025)	



Centro de Documentación Ingeniería (CENDOI)

Repositorio Institucional: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - www.udea.edu.co

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

Dedicatoria

Me gustaría dedicar este trabajo a mi madre..

Agradecimientos

En el devenir de mi ingeniería, ha habido personas a las cuales me gustaría agradecer su amparo. Primero, quisiera referirme a mi familia y, en especial, a mi madre, Ángela Vergara, a quien agradezco por entregar su vida por sus hijos, ustedes son mi momento flector. En segundo lugar, quisiera mencionar al equipo de trabajo y, especialmente, a mis asesores.

Quisiera agradecer a la Universidad de Antioquia y a toda la sociedad que aporta recursos para su sostenimiento. En un país mancillado por tantas dificultades, solo queda decir: Gracias. Quiero mencionar a mi pareja, Alejandra, por el apoyo emocional en mis épocas de apatía y letargo. Finalmente, me gustaría mencionar a mis compañeros de estudio por ser partícipes de tan hilarantes momentos.

Duvián Alejandro

01/12/2024 - 03:35 am

Índice

Resumen	11
Abstract	13
Introducción	15
1 Planteamiento del problema	16
1.1 Antecedentes	16
2 Justificación	17
3 Objetivos	18
3.1 Objetivo general	18
3.2 Objetivos específicos	18
4 Marco teórico	19
4.1 Energía Solar Fotovoltaica	19
4.1.1 Energía solar	19
4.1.2 Conversión de la energía solar	19
4.1.3 Semiconductores	21
4.1.4 Generalidades los sistemas solares fotovoltaicos	21
4.2 Requerimientos actuales del RETIE con relación a los sistemas solares fotovoltaicos	23
4.2.1 Productos objeto del reglamento	23
4.2.2 Paneles solares fotovoltaicos	24
4.2.3 Baterías o sistemas de acumulación eléctrica	25

4.2.4	Inversores	26
5	Metodología	28
6	Resultados	29
6.1	Especificaciones Técnicas de Proyectos Fotovoltaicos de Generación Distribuida (< 1 MW)	29
6.2	Estudios de generación fotovoltaica en PVSyst	33
6.2.1	Base de datos meteorológica	34
6.2.2	Orientación	38
6.2.3	Generador FV	39
6.2.4	Inversor	41
6.2.5	Dimensionamiento de la planta	43
6.2.6	Pérdidas del proyecto	45
6.2.7	Auto-consumo	46
6.2.8	Horizonte	47
6.2.9	Estimaciones P50 y P90	48
6.2.10	Simulación	49
6.3	Estudio de Conexión Simplificado	51
6.3.1	Introducción	51
6.3.2	Resumen Ejecutivo	52
6.3.3	Características Generales	54
6.3.4	Diagrama Unifilar General y esquema de conexión	55
6.3.5	Parámetros eléctricos de los equipos	56

6.3.6	Modelamiento de la zona de influencia	57
6.3.7	Resultados y Análisis Técnico	60
6.3.8	Análisis para evitar el funcionamiento en Isla	63
6.3.9	Análisis de Conexión	64
6.4	Estudio de Coordinación de Protecciones	65
6.4.1	Objeto	65
6.4.2	Alcance	65
6.4.3	Descripción del proyecto	66
6.4.4	Ajustes de las protecciones en el reconector asociado al punto de conexión (Reconector NOJA OSM 15 800-310)	68
6.4.5	Curva HVRT y LVRT	76
7	Conclusiones	79
	Referencias	80
	Referencias Legales	80
	Anexos	82
	Anexo 1. Reporte de Generación Fotovoltaica El Girasol	83
	Anexo 2. Diagrama Unifilar General	84
	Anexo 3. Acuerdo CNO 1862	85
	Anexo 4. Resolución 174 de 2021	86

Lista de tablas

1	Información general del proyecto El Girasol	54
2	Especificaciones del Transformador El Girasol	56
3	Especificaciones de la Línea de Conexión y Cableado Principal	56
4	Especificaciones de Unidades de Generación Solares o Eólicas	57
5	Especificaciones Equivalente de Red	58
6	Subestación Circuito la loma - Tensiones 13.8 kV	59
7	Cortocircuito 3F y 1F. Barra La Loma del Bálsamo 13.8 kV	62
8	Cortocircuito 3F y 1F. Punto de Conexión	63
9	Ajuste y Criterio de la Función ANSI 51 en el Reconectador	69
10	Ajuste y Criterio de la Función ANSI 50 en el Reconectador	70
11	Ajuste y Criterio de la Función ANSI 51N en el Reconectador	70
12	Ajuste y Criterio de la Función ANSI 50N en el Reconectador	71
13	Parámetros para Determinar el Ajuste de la Protección de Baja Tensión (ANSI 27)	71
14	Ajuste de la función de protección de baja tensión (ANSI 27)	71
15	Parámetros para determinar el ajuste de la protección de alta tensión (ANSI 59)	72
16	Ajuste de la Función de Protección ANSI 59 con Implementación en el Reconnectador	72
17	Ajuste de la Función de Protección ANSI 81O/U en Reconnectador Ubicado en el Punto de Conexión	73

18	Ajuste de la Función de Protección ANSI 25 en el Reconectador Ubicado en el Punto de Conexión	73
19	Ajuste de la Función de Protección ANSI 81R en Reconectador Ubicado en el Punto de Conexión	74
20	Ajuste de las protecciones a nivel del inversor e implementadas en el control del mismo	76

Lista de figuras

1	Datos de meteo Mensuales	37
2	Gráficas de valores horarios	38
3	Orientación	39
4	Modelo del Panel solar	40
5	Modelo del Inversor	42
6	Diseño del sistema	44
7	Bosquejo del sistema	44
8	Pérdidas del sistema	46
9	Diagrama solar	47
10	Perspectiva 3D solar	48
11	Estimaciones P50 y P90	49
12	Simulación	50
13	Resumen Simulación	50
14	Resumen Pérdidas del sistema	51
15	Resumen Pérdidas del sistema Año	52
16	Diagrama Unifilar	55
17	Curva Generación GD el Girasol y Escenarios operativos	60
18	Diagrama Unifilar SE Baranoa	67
19	Modelo de red	68
20	Curva HVRT y LVRT	77

Siglas, acrónimos y abreviaturas

CREG	Comisión de Regulación de energía y Gas.
F.P:	Factor de Potencia
FPO:	Fecha de puesta en operación Center
OR:	Operador de Red
P:	Potencia Activa
Q:	Potencia Reactiva
S:	Potencia Aparente
SE:	Subestación Eléctrica.
UPME:	Unidad de Planeación Minero Energética

Resumen

A raíz del desarrollo tecnológico que ha llegado al país en el ámbito de las energías renovables y del buen recurso solar disponible, se ha decidido crear una guía para el diseño de mini-granjas solares conectadas a la red, con el fin de tener un adecuado dataroom. Además, se planteó evaluar la integración de un sistema de generación distribuida, con tecnología solar fotovoltaica a pequeña escala, cuya potencia nominal es de 900 kW, y cuyo punto de conexión se ubicará en el Atlántico a 13,8 kV.

En primera instancia, se realizó un estudio de generación acompañado de algunos estudios y gestiones previas del terreno. Una vez recibida la información por parte del Operador de Red (OR), se realizó el ajuste del modelo de red considerando los tres (3) escenarios operativos definidos bajo el Anexo 2 de la Circular CREG 021 de 2022 (acuerdo CNO que rige bajo el marco de la CREG 174 de 2021).

Además, cabe resaltar que, debido a la CREG 174 de 2021, se deben realizar los estudios con la potencia nominal de los inversores en todos los escenarios de carga: máxima, mínima y media. Por otro lado, se realizó el acompañamiento en diseño y gestión mecánica del sistema. (Colombia. CREG, 2021)

Una vez realizados los respectivos análisis técnicos, se concluye que:

- Tanto en condición normal de operación como ante las contingencias analizadas, el sistema opera dentro de los límites de tensión y cargabilidad admisibles por la regulación actual, lo anterior aún con la Planta Solar El Girasol entregando el cien por ciento de su capacidad de generación al sistema de distribución.
- La puesta en operación del arreglo solar no induce restricciones en el circuito, por el contrario, reduce el porcentaje de transporte de algunas líneas aguas arriba del ramal del punto de conexión.
- En relación con los análisis de cortocircuito, se indica que la integración del proyecto solar no genera un aumento considerable en los niveles de cortocircuito de las subestaciones más cercanas al punto de conexión del generador y en ningún momento causa que se sobrepase la capacidad de interrupción de éstas.
- Teniendo en cuenta los lineamientos expuestos en la *CREG 174 de 2021* y la *Circular CREG 021 de 2022* por el cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña

escala, se indica que el generador El Girasol presenta viabilidad técnica de conexión, con una capacidad máxima de exportación de 900 kW a través del punto de conexión descrito en el largo del informe. Esto se establece en base a los diferentes análisis expuestos en el presente estudio de conexión, así como los lineamientos por el CNO en el anexo 2 de la *Circular CREG 021 de 2022* y lo establecido en la *CREG 174 de 2021*.

Palabras clave: Generación Fotovoltaica, Inversores, Paneles solares, PVsyst, Irradiación.

Abstract

As a result of the technological development that has arrived in the country in the field of renewable energy and the good solar resource available, it has been decided to create a guide for the design of grid-connected mini solar farms in order to have an appropriate data room. Furthermore, it was proposed to evaluate the integration of a small-scale distributed generation system with photovoltaic solar technology, whose nominal power is 900 kW, and whose point of connection will be located in Atlántico at 13.8 kV.

Initially, a generation study was conducted, along with some preliminary studies and land management. Once the information was received from the System Operator (SO), the network model was adjusted considering the three (3) operational scenarios defined under Annex 2 of Circular CREG 021 of 2022 (CNO agreement operating under the framework of CREG 174 of 2021).

Additionally, it is worth highlighting that, due to CREG 174 of 2021, studies must be conducted with the nominal power of the inverters in all load scenarios: maximum, minimum, and average. On the other hand, design support and mechanical system management were provided. (Colombia. CREG, 2021)

Once the respective technical analyses were completed, the following conclusions were drawn:

- Both under normal operating conditions and in the contingencies analyzed, the system operates within the voltage and loadability limits allowed by the current regulation, even with the El Girasol Solar Plant delivering one hundred percent of its generation capacity to the distribution system.
- The commissioning of the solar array does not induce restrictions in the circuit; on the contrary, it reduces the transportation percentage of some lines upstream of the branch point of connection.
- Regarding short-circuit analyses, it is indicated that the integration of the solar project does not generate a significant increase in the short-circuit levels at the substations nearest to the generator's point of connection, and at no time does it cause these substations' interruption capacity to be exceeded.
- Considering the guidelines set forth in *CREG 174 of 2021* and *Circular CREG 021 of*

2022, which regulate small-scale self-generation activities, it is indicated that the El Girasol generator presents technical feasibility for connection, with a maximum export capacity of 900 kW through the connection point described in the report. This is based on the various analyses presented in the connection study, as well as the guidelines from the CNO in Annex 2 of *Circular CREG 021 of 2022* and those established in *CREG 174 of 2021*.

Keywords: Photovoltaic Generation, Inverters, Solar Panels, PVsyst, Irradiation.

Introducción

El crecimiento en el índice del calentamiento global, como consecuencia de la generación de energía eléctrica, en particular a partir de combustibles fósiles, ha viabilizado la implementación de las llamadas “energías renovables”, como la energía solar fotovoltaica, cuya investigación data del siglo XIX con la creación de la primera célula solar por parte de Charles Fritts. Desde entonces, la tecnología ha avanzado significativamente, permitiendo la producción de paneles solares más eficientes y accesibles.

Hoy en día, la energía solar fotovoltaica no solo contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también ofrece una fuente de energía sostenible y renovable que puede ser aprovechada en diversas aplicaciones, desde pequeños dispositivos electrónicos hasta grandes plantas de energía solar. Además, la creciente inversión en investigación y desarrollo en este campo promete innovaciones futuras que podrían hacer que la energía solar sea aún más eficiente y económica.

En los últimos años, en Colombia se ha impulsado e incentivado el uso de este tipo de energías por medio de la Ley 1715 de 2014, y se ha regulado la normatividad eléctrica con el fin de facilitar y permitir el mayor aprovechamiento de los recursos naturales. De esta manera, actualmente se establecen, a través de la resolución CREG 174 de 2021 y la circular CREG 021 de 2022, los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Además, la Ley 2099 de 2021 está enfocada a promover la transición energética la cual ofrece soporte a la hora de planear sistemas solares ([Colombia. Congreso de la República., 2014](#)).

Como parte de esta iniciativa, se propone la implementación de una guía metodológica para el dimensionamiento y gestión de sistemas fotovoltaicos de menos de 1 MW conectados a la red, indexando casos de desarrollo, como la integración de un proyecto de generación distribuida mediante paneles solares fotovoltaicos a instalarse en el Atlántico Colombiano, con una capacidad instalada de 1352 kWp (900 kW).

1 Planteamiento del problema

Con el crecimiento de la población en la Tierra, nace la necesidad de que los sistemas energéticos se ajusten a la demanda, considerando el cuidado del medio ambiente¹, y reduciendo al máximo el impacto ambiental. Dicho esto, la variación de la matriz energética en Colombia y el mundo es evidente. Un caso de integración emergente al esquema de potencia, incluso en sistemas aislados, son los proyectos fotovoltaicos, los cuales modifican las reglas del juego. En contraste, crece la necesidad de saber cómo diseñar este tipo de proyectos.

En la literatura se encuentra documentación sobre la ingeniería de los sistemas solares fotovoltaicos. Sin embargo, no se proporciona una guía específica sobre cómo determinar el diseño y la gestión cuando están conectados a la red. En contraste, la premisa anterior se traduce en: ¿Cómo determinar el diseño y gestión de granjas solares menores a 1 MW conectadas a la red teniendo en cuenta los requisitos establecidos por el operador de red, el CNO y la CREG?

1.1 Antecedentes

Con la entrada de la Ley 1715 de 2014, la cual tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales² de Energía, el sector privado inicia su participación en sistemas solares fotovoltaicos. Sin embargo, se evidencian inconvenientes a la hora de ejecutar o perfilar los proyectos, aun teniendo en cuenta el marco regulatorio. En contraste, se propuso establecer una guía por la cual se establecen disposiciones para la entrega de excedentes de generación de energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en función de la Resolución No. 101 034 de 2024. Además, se plantea un mecanismo de evaluación del potencial energético que existe en el sector de interés.

¹“Pérez-López, J., García-Morales, M., Sánchez-Ramos, A. (2022, May). La Transición Energética hacia un Futuro Sostenible, Scopus”

²Fuentes de Energía No Convencionales: Aquellas que no son comunes en la matriz energética de determinado territorio.

2 Justificación

La problemática del calentamiento global se ve intensificada por la dependencia de fuentes de energía no renovables, lo que plantea la necesidad de diversificar la matriz energética en Colombia. La transición hacia energías limpias, como la solar, es crucial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y hacer más confiable el sistema eléctrico. La integración de proyectos de energía solar a la de potencia es un síntoma de una buena transición a energías limpias y cambio de la matriz energética. Es por ello que nace la necesidad de crear directrices para su diseño para que Colombia pueda avanzar hacia un sistema eléctrico más confiable y sostenible.

En este orden de ideas, se presenta una guía de diseño y un caso de estudio sobre la implementación de una planta de generación solar fotovoltaica conectada a la red, con una capacidad de 1 MW. Esta planta tiene como objetivo apoyar la generación de energía durante las horas del día, lo que permitirá mantener o aumentar las reservas de agua y responder a momentos de emergencia, así como incrementar la generación y apoyar al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

3 Objetivos

3.1 Objetivo general

Crear una guía para metodológica para el dimensionamiento y gestión de sistemas fotovoltaicos menos a 1 MW conectados a la red.

3.2 Objetivos específicos

Adquirir conocimientos y destrezas en el análisis normativo para la implementación de sistemas solares conectados a la red.

Realizar estudios de conexión a la red abarcando selección y evaluación de equipos, generación, diseños y gestión ante el operador de red.

Obtener herramientas de diseño y cálculo para sistemas solares fotovoltaicos con fin de Crear la guía metodológica.

4 Marco teórico

4.1 Energía Solar Fotovoltaica

4.1.1 *Energía solar*

La energía solar se produce mediante reacciones de fusión nuclear, en las que dos átomos de hidrógeno se fusionan para formar helio, liberando una enorme cantidad de energía. Esta energía se emite al espacio en todas direcciones como ondas electromagnéticas (fotones). La reacción nuclear que se produce en el sol lleva consigo una pérdida de masa que se transforma en energía de acuerdo a la fórmula de Einstein mostrada en la ecuación 1:

$$E = mc^2 \quad (1)$$

Cada segundo, en el interior del Sol, alrededor de $3,4 \times 10^{38}$ protones se transforman en núcleos de helio, generando aproximadamente $3,86 \times 10^{26}$ vatios. Esto significa que cerca de 580 millones de toneladas de hidrógeno se convierten en helio cada segundo, utilizando alrededor de 5 millones de toneladas para producir cerca de 90,000 millones de megatones de energía. Para ponerlo en perspectiva, una bomba nuclear suele tener una potencia de varios o decenas de mega-tones. La energía que el Sol produce cada segundo es de 4×10^{26} Julios, lo que equivale a una potencia de 4×10^{20} kW. La potencia solar que llega a la Tierra es de 120,000 TW, o $4,3 \times 10^{20}$ julios en una hora, lo que cubre el consumo energético anual de la humanidad. ver referencia (Nakamura et al., 2019).

4.1.2 *Conversión de la energía solar*

Se refiere a los procesos mediante los cuales se transforma la radiación solar en otras formas de energía. La anterior premisa responde a la ley de la conservación de la energía: la energía no puede ser creada ni destruida, ya que la cantidad de energía en el Universo es constante. También se relaciona con el primer principio de la termodinámica: $U = Q - W$. La energía existe en muchas formas y puede ser convertida de una forma a otra. En particular, se asocian el efecto fotoeléctrico y el efecto fotovoltaico en los parques solares.

El efecto fotovoltaico es un fenómeno en el que se genera una corriente eléctrica cuando la luz (generalmente la luz solar) incide sobre un material semiconductor. Este proceso se

utiliza en las células solares o paneles solares para convertir la energía de la luz solar en energía eléctrica utilizable.

El efecto fotoeléctrico es el proceso por el cual se liberan electrones de un material debido a la incidencia de la radiación electromagnética. Cuando los fotones llegan al material, su energía puede ser absorbida por los electrones de dicho material, lo que les permite alcanzar un nivel energético superior. Si este nivel es lo suficientemente alto, los electrones pueden abandonar el material, generando un par electrón-hueco. El hueco se comporta como una carga positiva. Parte de la energía del fotón se utiliza para liberar al electrón de la estructura cristalina a la que pertenece, mientras que el resto se emplea para aumentar su velocidad (energía cinética)(Zaitsev et al., 2019).

La cantidad de radiación solar que llega a la Tierra desde el Sol, en forma de ondas electromagnéticas, se mide mediante la constante solar (K). La constante solar se define como la cantidad de energía de los rayos del Sol que incide sobre una superficie normal a una distancia de 1 UA (1 UA = Unidad Astronómica = $149,6 \times 10^6$ km).

El valor medido de la constante solar es:

$$k = 1,367 \text{ W/m}^2 \text{ según la escala WRR (World Radiation Reference Center)}$$

La irradiancia es la energía incidente por unidad de superficie y tiempo, y es equivalente a la potencia incidente por unidad de superficie. Se mide en W/m^2 . Se define la irradiación sobre una superficie como el valor acumulado de la irradiancia, es decir, la cantidad total de energía radiante acumulada que llega a una superficie determinada en un tiempo determinado. Se suele medir en $\text{J/m}^2 \text{ año}$ o $\text{kWh/m}^2 \text{ año}$.

Radiación solar directa, difusa y reflejada Los rayos solares inciden de diferente forma sobre la superficie de la Tierra según la trayectoria que hayan seguido desde su origen. Se diferencian los siguientes tipos de radiación:

- **Radiación Directa (B):** Es la que se recibe sobre la superficie de la Tierra directamente procedente del Sol, sin que los rayos se hayan desviado a su paso por la atmósfera terrestre.
- **Radiación Difusa (D):** Es la que se recibe sobre la superficie de la Tierra tras haber sufrido cambios de trayectoria al atravesar la atmósfera. Este desvío de los rayos solares se produce por el choque directo con ciertas moléculas y partículas contenidas en el aire.
- **Radiación Albedo o Reflejada (R):** Los rayos solares pueden ser desviados al sufrir

una reflexión, lo que ocurre al atravesar superficies planas (por ejemplo, la reflexión que se produce en un terreno nevado y sobre el agua del mar). En la Figura 13 se muestran los valores de albedo de diferentes superficies (porcentaje de radiación global que reflejan).

Se define como irradiancia solar global (G) a la suma de todas las radiaciones:

$$G = B + D + R$$

4.1.3 Semiconductores

Un semiconductor es un elemento que se comporta o bien como un conductor o bien como un aislante dependiendo de diversos factores, por ejemplo: el campo eléctrico o magnético, la presión, la radiación que le incide, o la temperatura del ambiente en el que se encuentre. El band-gap es la energía mínima que se requiere para excitar un e⁻ y hacerlo saltar del nivel de Valencia al nivel de Conducción. Una vez el e⁻ se encuentra en la banda (nivel) de Conducción deja atrás, en el nivel de Valencia un espacio libre para otro e⁻ de modo que un e⁻ de un átomo vecino puede moverse para ocupar este espacio. Así sucesivamente. Entonces al excitar un e⁻ se genera lo que se conoce como: generadores de carga, compuestos por la pareja electrón-hueco. Cuando los electrones se excitan, se liberan de sus átomos y crean lo que se conoce como pares electrón-hueco. Los electrones excitados se desplazan a través del material, dejando detrás de sí huecos cargados positivamente.

4.1.4 Generalidades los sistemas solares fotovoltaicos

Placas Solares Monocristalinas

Las placas solares monocristalinas, al estar fabricadas en silicio de alta pureza, ofrecen índices de eficiencia que oscilan entre el 15 % y el 23 %, siendo los más altos del mercado. Tienen la ventaja de contar con gran potencia, larga vida útil y un tamaño adecuado para viviendas.

Placas Solares Policristalinas

Por otro lado, las placas solares policristalinas, fácilmente identificables por su color azul, se fabrican con silicio en bruto. Su costo es más bajo que el de las monocristalinas, pero

su eficiencia ronda el 15%. Aunque su potencia es similar, ocupan más espacio y son más sensibles a altas temperaturas, lo que las hace menos recomendables para climas cálidos.

Monitoreo de Paneles Solares

Para monitorear un panel solar, es fundamental medir su eficiencia. La manera más completa de lograrlo es a través de la medición de la curva I-V del panel solar. Esta curva representa todos los posibles puntos de operación de corriente y voltaje, variando según las condiciones ambientales y el estado del panel.

Al graficar el voltaje en función de la corriente, se obtiene una curva donde se observa que cuando el voltaje es cero, la corriente alcanza su valor máximo, y cuando el voltaje es máximo, la corriente es cero. Estos valores se conocen como corriente de cortocircuito (ISC) y voltaje de circuito abierto (VOC), respectivamente. La corriente de cortocircuito varía con la radiación solar y el área de las celdas, mientras que el voltaje de circuito abierto depende de las propiedades del material semiconductor, la iluminación y la temperatura. Si la temperatura de la celda aumenta, el voltaje de circuito abierto disminuye.

Entre los puntos de la curva se encuentra el punto de máxima potencia (MPP), que es el producto máximo entre corriente y voltaje, donde I_{mpp} es la corriente y V_{mpp} el voltaje en este punto, siendo P_{mpp} la potencia máxima entregada por el dispositivo.

Con los datos de corriente y voltaje obtenidos por el trazador de curva I-V, es posible calcular la potencia diaria producida por un panel al muestrear curvas a diferentes horas del día. La potencia diaria es el producto de la potencia máxima del panel (proporcionada por el fabricante) y las horas de sol pico. Este método de estimación es sencillo y es utilizado por muchas personas que implementan sistemas fotovoltaicos, quienes, al no contar con datos reales de horas de sol pico, basan sus cálculos en promedios mensuales y anuales obtenidos por la NASA. Existen otros métodos teóricos que podrían ser mejorados mediante la comparación con resultados prácticos(Sultan Mohd et al., 2021).

Controlador MPPT

El regulador controlador MPPT se caracteriza por tener un convertidor DC/DC que permite reducir o elevar el voltaje de entrada, manteniéndolo constante en su salida, además de una sección de control para extraer la máxima potencia de los paneles solares en cualquier instante. Sus elementos activos se disponen en serie y en paralelo con la carga, y se clasifica como un regulador de conmutación PWM.

El seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) es especialmente eficaz con cielos nublados, donde un controlador MPPT ultrarrápido puede mejorar la recogida de energía hasta en un 30 % en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta un 10 % en comparación con controladores MPPT más lentos.

Además, en situaciones de nubosidad parcial, pueden presentarse múltiples puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga. Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local, que puede no ser el óptimo.

El algoritmo “perturbar y observar” utilizado por el MPPT se basa en el siguiente criterio: si el voltaje de operación V_{pv} del arreglo fotovoltaico se perturba en una dirección y la potencia extraída aumenta, significa que el punto de operación se ha movido hacia el MPP. En este caso, el voltaje de operación debe seguir perturbándose en la misma dirección. De lo contrario, si la potencia disminuye, el punto de operación se ha desplazado en la dirección opuesta, y el voltaje deberá perturbarse en sentido contrario.

Finalmente la convección esta asociadas a un inversor el cual es un dispositivo de conmutación rápida basado en electrónica de potencia que permite la conversión de AC a DC o viceversa.

4.2 Requerimientos actuales del RETIE con relación a los sistemas solares fotovoltaicos

4.2.1 *Productos objeto del reglamento*

Este Reglamento aplica a los productos de mayor utilización en los sistemas e instalaciones eléctricas y están directamente relacionados con el objeto y campo de aplicación del RETIE, los cuales están incluidos en la Tabla 2.1.2.1.a ([Colombia. Ministerio de Minas y Energía, 2024](#)).

En la Tabla 2.1.2.1.a. Productos objeto del RETIE están contemplados los productos de mayor utilización en las instalaciones eléctricas. En dicha tabla se incluyen los siguientes ítems:

1. Baterías.
2. Inversores.

3. Paneles solares fotovoltaicos.

4. Controladores de carga.

4.2.2 Paneles solares fotovoltaicos

Capítulo 3: Requisitos de producto, artículo 20.22. Paneles solares fotovoltaicos dice: 'Los paneles solares fotovoltaicos para proveer energía eléctrica a instalaciones domiciliarias o similares y establecimientos públicos, deben cumplir los requisitos de una norma técnica internacional o de reconocimiento Internacional y demostrarlo mediante Certificado de Conformidad de Producto expedido por un organismo de certificación acreditado. Por otro lado La instalación eléctrica y el montaje de los paneles deben hacerse conforme a la Sección 690 de la NTC 2050, por un profesional competente, quien debe declarar el Cumplimiento del RETIE'.

Artículo 2.3.25. Paneles solares fotovoltaicos

“Aplica a los paneles solares fotovoltaicos individuales o integrados en estructuras, utilizados para proveer energía eléctrica en instalaciones de uso domiciliario, comercial, industrial o establecimientos públicos e instalaciones para conectarse a la red de distribución de uso general, como generadores o auto generadores; no aplica a paneles de potencia menores a 100 W para aplicaciones individuales. Los paneles solares deben cumplir con los siguientes requisitos de producto y ensayos mínimos requeridos adaptados de normas técnicas tales como: IEC 61215, IEC 61701, IEC 61730-1, IEC 61730-2 y UL 1703”.

Artículo 3.17.23. Paneles solares fotovoltaicos;

- Los métodos de cableado deben contar con marcación de “ADVERTENCIA: FUENTE DE ALIMENTACIÓN FOTOVOLTAICA”.
- Debe proporcionarse un medio que desconecte el sistema solar fotovoltaico de todos los sistemas de cableado, de acuerdo con lo establecido en la sección 690.13 de la NTC 2050 Segunda Actualización.
- Uso de cable para uso fotovoltaico.
- Seccionamiento para facilitar las labores de mantenimiento.
- Uso de conectores tipo MC4 o equivalentes.

- Los conductores deben cumplir el código de colores.
- Los circuitos de los paneles solares fotovoltaicos y los circuitos fotovoltaicos de salida no deben estar contenidos en la misma canalización, bandeja portacables, cable, caja de salida, caja de conexiones.
- Los conductores en CC se pueden instalar mediante canalización. Los conductores de circuitos fotovoltaicos c.c. pueden ser instalados en bandejas portacables de acuerdo con el artículo 690.31 (C) (2) de la NTC 2050 segunda actualización.
- Los arreglos y conexiones de las unidades de generación fotovoltaicos deben ser diseñados y ejecutados de tal forma que no se generen corrientes inversas entre los distintos arreglos.
- Para las estructuras de soporte se deben tener en cuenta el peso y las dimensiones del panel (alto, ancho, profundidad), incluyendo sus dilataciones por efectos térmicos. Además, deben preverse las pasarelas y accesos para montaje y mantenimiento.
- Evaluación del nivel de riesgo por descargas atmosféricas de acuerdo con lo establecido en el Título 13 del RETIE y los criterios establecidos por la norma IEC TR 63227.
- Cuando se requiera protección contra sobrecorriente, se debe dar cumplimiento a los requisitos establecidos en la sección 690.9 de la NTC 2050 segunda actualización.
- No instalar paneles con defectos de fabricación.
- Puesta a tierra del sistema debe cumplir con la sección 690.41 literal (A) de la NTC 2050 segunda actualización.
- Los arreglos de paneles solares fotovoltaicos de c.c. deben estar provistos de protección contra fallas a tierra que cumpla los requisitos de las secciones 690.41 literal (B) numerales (1) y (2) y 690.42 de la NTC 2050 segunda actualización, dicha protección puede estar incorporada dentro del inversor.

4.2.3 Baterías o sistemas de acumulación eléctrica

Artículo 2.3.3.

“Aplica a las baterías y bancos de baterías utilizados para el almacenamiento de energía, en sistemas de corriente continua, de centrales de generación, subestaciones asociadas a líneas o redes de distribución, que es devuelta a la red eléctrica del sistema eléctrico nacional

o local o para el uso en instalaciones eléctricas de uso general, de uso domiciliario o similar, UPS; igualmente aplica a baterías para servir de respaldo a la red ante contingencias, prestar soporte de tensión y de frecuencia, gestionar picos de consumos de demanda y arbitrar precios en el mercado”

Artículo 3.17.3. Baterías o sistemas de acumulación de energía eléctrica;

- Uso de conectores antioxidantes y no se debe imponer tensión mecánica a los bornes de esta.
- Los conductores utilizados deben resistir el aumento de temperatura a carga máxima y temperatura ambiente máxima. Si son baterías de plomo-ácido, deben ser resistentes a los ácidos.
- Se debe disponer de un medio de desconexión y rotulado en campo.
- Las partes energizadas de las baterías deben estar resguardadas.
- Debe cumplir los espacios de montaje y equipos del Título 4 del RETIE.
- No deben permitirse tuberías para gas combustible en cuartos para baterías.
- Las baterías en procesos de generación con Fuentes No Convencionales de Energía (FN-CER) deben ser de tipo ciclo profundo, con una profundidad de descarga mayor al 80 % (Colombia. Ministerio de Minas y Energía, 2024).

4.2.4 Inversores

Artículo 2.3.23. Inversores “Los inversores para uso en instalaciones con FN-CER deben cumplir los siguientes requisitos de producto y ensayos mínimos requeridos adaptados de normas técnicas tales como: IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 62116 y UL 1741”.

Artículo 3.17.21. Inversores

- Se debe asegurar que el inversor esté protegido contra sobretensiones, sobrecorrientes, riesgos mecánicos, incendio y sobrepresiones de sonido.
- Los cables deben ser de calibre apropiado para que la caída de tensión no sea mayor al 3 % a la salida del inversor.

- Se deben seguir los criterios de instalación estipulados por el proveedor del equipo.
- Se debe proporcionar una conexión a tierra de los equipos.
- En el caso de sistemas solares fotovoltaicos, el cable de puesta a tierra de los equipos debe ser de cobre aislado de color verde y debe estar dimensionado de acuerdo con lo establecido en la sección 690.45 de la NTC 2050 Segunda Actualización.
- Uso de fusibles externos para corriente continua.
- Protección anti isla. (Colombia. Ministerio de Minas y Energía, 2024).

5 Metodología

Para cumplir con los objetivos mencionados, se proponen las siguientes actividades:

- Comprender los fenómenos físicos relacionados con la energía solar fotovoltaica.
- Reconocer estándares internacionales, normativas nacionales y reglamentos del operador de la red para sistemas conectados.
- Obtener herramientas de diseño y cálculo para sistemas solares fotovoltaicos.
- Comprender la perspectiva de los clientes y del operador de red sobre la energía solar y su disposición final.
- Realizar estudios de generación solar en Pvsyst y diseño general.
- Llevar a cabo estudios de conexión y coordinación de protecciones.
- Consolidar el "dataroom"³ del proyecto.
- Definir la viabilidad del proyecto.

³Una data room es un lugar seguro para compartir documentos. Permite revelar la información a personas concretas, minimizando el riesgo de que sea vista por cualquier otra persona. Es una sala de datos virtual es un repositorio en línea de documentos y datos, que permite a las empresas almacenar y compartir documentos de forma segura con otras empresas o personas. Por lo general, los data rooms digitales se utilizan para agilizar el proceso de due diligence durante las ampliaciones de capital, fusiones y adquisiciones, o en acuerdos con private equity o venture capital (Para más información, visitar <https://www.capboard.io/es/dataroom/startup-virtual-data-room>)

6 Resultados

6.1 Especificaciones Técnicas de Proyectos Fotovoltaicos de Generación Distribuida (< 1 MW)

El desarrollo de Proyectos Fotovoltaicos deben diseñarse tal que se cumplan las Especificaciones Técnicas establecidas en función de salvaguardar la vida útil del proyecto y su operación segura dando cumplimiento a la regulación local vigente y las buenas prácticas internacionales en términos ingenieriles, administrativos, legales, laborales, medioambientales, tributarios y de seguridad y salud en el trabajo.

El proyecto debe incluir la elaboración del diseño conceptual, la ingeniería básica y la ingeniería de detalle, que abarcará simulaciones, memorias de cálculo, hojas de especificaciones técnicas de equipos, manuales y planos de construcción. Estos planos deben contemplar aspectos civiles, eléctricos, mecánicos, de comunicaciones, control, protección y medición para la planta fotovoltaica, así como para la línea de media tensión y la conexión, cumpliendo con las normativas del operador de red (OR) de la región y el RETIE. La línea se considera desde la salida del centro de transformación, incluyendo la estructura de afloramiento y sus protecciones, hasta el equipo de conexión en un punto del sistema (línea) aprobado por el OR.

Además, se deberá llevar a cabo todas las investigaciones técnicas y administrativas relacionadas con el funcionamiento, así como desarrollar los estudios necesarios y la ingeniería requerida. Esto permitirá diseñar, construir y conectar el proyecto al sistema eléctrico de manera satisfactoria con el operador de red (OR), cumpliendo con la normativa aplicable, en particular la CREG 174 de 2021, la CREG 060-2019 y el acuerdo CNO 1862 de 2024 (CNO, 2024), así como cualquier modificación o sustitución de estas regulaciones.

En referencia a los materiales usados en la construcción de redes de distribución eléctrica deben tener una certificación que asegure el cumplimiento de las normas exigidas. El RETIE indica en el artículo 32° ESTRUCTURAS DE APOYO Y HERRAJES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN: “Las redes de distribución se soportarán sobre estructuras tales como torres, torrecillas, postes de concreto en cualquiera de sus técnicas de construcción (armado o pretensado); postes de hierro, postes de madera, acrílicos u otros materiales”.

A continuación, se presentan los criterios que debe considerar a la hora de la realización de un proyecto Solar conectado a la red (WECC, 2021)

-
- a) La solución propuesta del sistemas debe ser óptima en términos de rendimiento, eficiencias, aprovechamiento del recurso, calidad, durabilidad y mantenibilidad. Se debe garantizar la idoneidad de la solución, los componentes y la estrategia de construcción presentada.
 - b) Todos los equipos de la planta solar deberán ser diseñados para soportar un rango de tensión del 90 al 110 % de la tensión nominal en régimen permanente según Resolución CREG 025 de 1995, CREG 070 de 1998 para el caso colombiano, Acuerdo CNO 1862-2024 (CNO, 2024) o aquel que lo modifique o lo sustituya.
 - c) En DC se considerará siempre una tensión de diseño de 1500V con paneles solares y demás componentes hechos para tal fin.
 - d) Para inversores tipo String que no cuenten con elemento de maniobra a la salida AC se deberá atender las distancias máximas sin incluir un elemento de maniobra de acuerdo con la NEC en su última versión.
 - e) Los cables AC deben dimensionarse teniendo en cuenta la condición de corriente más desfavorable.
 - f) Todos los materiales y componentes propuestos como parte de la solución deberán ser de última tecnología, nuevos y de gama que permitan garantizar una solución durable y de calidad. Los equipos propuestos deberán ser productos maduros en su diseño y aplicación, probados y vigentes comercialmente.
 - g) Todos los componentes propuestos e instalados deberán contar con sus respectivos certificados de calidad y cartas de garantía que le sean aplicables según normas nacionales y/o internacionales que le sean exigibles.
 - h) Las mesas que componen las granjas solares deberán tener una altura mínima al piso en su punto más bajo de 50 cm.
 - i) El espacio libre mínimo entre mesas deberá ser de 3,5 m y no deberá tener obstáculos (bandejas, equipos, cajas, canales) que obstruyan el paso para garantizar el tránsito del equipo de mantenimiento.
 - j) El espacio libre mínimo entre cada una de las caras de los módulos deberá ser de 2 cm.
 - k) En DC, los cables positivos deberán estar siempre separados físicamente de los negativos en ductos independientes, especialmente cuando estos van dentro de un ducto enterrado. No se aceptará mezclar las polaridades en un solo ducto. En caso de utilizar bandeja porta cable, los cables deben ser tendidos en una sola capa.

-
- l) El espacio mínimo entre mesas de paneles solares con elementos como transformadores, casetas, centros de seccionamiento, postes y el cerramiento de seguridad del proyecto planteado deberá ser de mínimo 5 m.
 - m) No se deben crear circuitos cableados en conductores enterrados directamente (sin canalización).
 - n) El grado de aislamiento eléctrico debe ser mínimo clase 1 para los equipos, a excepción del cableado DC, que deberá tener un aislamiento eléctrico de clase 2.
 - o) Los elementos seleccionados para el proyecto deberán ser adecuados para el fin de uso y para sus condiciones de instalación. Se recomienda:
 - i. Protección contra rayos UV de la más alta especificación en cableados y equipos expuestos directamente a la luz solar.
 - ii. Envolvente de celdas MT, tableros de baja tensión y tableros de servicios auxiliares con grado de protección mínimo de IP55.
 - iii. Los transformadores deben ser para aplicaciones exteriores.
 - iv. Los inversores deberán tener un grado de impermeabilidad IP65 o NEMA4X.
 - v. La estructura metálica debe contar con un grado de protección a la corrosividad de nivel C4 o superior para proyectos situados en el interior y C5-M para zonas costeras.
 - vi. Todos los herrajes usados en las cajas de inspección eléctrica (marco y contramarco), platinas de sujeción, láminas de anclaje o estribos de escaleras o ganchos deben tener un recubrimiento galvanizado en caliente.
 - p) En todo momento, la solución propuesta e implementada debe garantizar que la red opere de manera segura y confiable sin generar alteraciones superiores a las permitidas por la regulación, particularmente en lo relativo al contenido total de armónicos en la onda generada.
 - q) El proyecto debe contar con todos los elementos de protección necesarios y requeridos por la normativa. En especial, pero sin limitarse a, protecciones eléctricas, protecciones contra descargas atmosféricas, sobretensiones transitorias, sistema de puesta a tierra, tensiones de paso y contacto, y las respectivas barreras y señalización que impidan el contacto directo con elementos energizados.
 - r) Los elementos que componen al sistema deberán poder soportar tensiones de $\pm 10\%$ alrededor del valor nominal por periodos máximos de 10 minutos.

-
- s) Todos los equipos eléctricos deben estar dimensionados para soportar la corriente máxima de corto circuito especificada para el proyecto en el documento Estudio de Corto Circuito incluido en la ingeniería.
 - t) En la propuesta se debe proyectarse accesos y espacios suficientes que permitan la fácil llegada con vehículo a todos los equipos y zonas de instalación de módulos con la intención de realizar los mantenimientos, desmontes y demás tareas que puedan llegar a necesitarse.
 - u) En el diseño del sistema propuesto, se deberán contemplar con especial atención las características propias del lugar de instalación, como la topografía, la altitud, las características de los suelos y sus propiedades hidrológicas, la velocidad del viento y, en general, toda la información que pueda influir en algún aspecto del diseño, selección del material o etapa de construcción.
 - v) La red eléctrica diseñada debe equiparse con suficientes enclavamientos mecánicos y eléctricos de manera que no haya riesgos residuales de errores de operación y que permitan la conexión de forma ágil y segura.
 - w) El proyecto deberá contar con un sistema de protecciones que garanticen una actuación ante condiciones operativas fuera de los rangos normales, teniendo en cuenta la arquitectura de red y de conexión.
 - x) Las especificaciones técnicas del Estudio de Análisis Coordinación de Protecciones (EACP) deben atender lo dispuesto por la regulación, teniendo en cuenta todos los parámetros de selectividad requeridos, incluyendo, pero sin limitarse a lo previsto por el acuerdo del Consejo Nacional de Operación - CNO 1862 de 2023, CREG 174 del 2021 y, en general, el marco regulatorio que le sea aplicable al proyecto. Adicionalmente al EACP, deberán tenerse en cuenta para el diseño, sin limitarse a ellos, los siguientes estudios:
 - i. Estabilidad transitoria.
 - ii. Cortocircuito.
 - iii. Arco eléctrico.
 - iv. Flujo de potencia.
 - v. Coordinación de aislamiento.
 - vi. Estudio de apantallamiento.
 - vii. Estudio de PT.
 - viii. Otros requeridos para el correcto funcionamiento de la planta.

Además, deberán atenderse los requisitos solicitados por el operador de red y, en particular, lo exigido por los acuerdos vigentes del CNO.

- y) Los cables de potencia y de comunicaciones deben ir por ductos separados y tener adicionalmente cajas de inspección dedicadas para cada fin.
- z) Los bancos de ductos de potencia y eléctrico deben ser dimensionados para cumplir con la ocupación indicada por el proyecto.
- aa) Las protecciones implementadas en el proyecto para los centros de transformación, como las conexiones a subestaciones o centros de seccionamiento, deberán cumplir como mínimo con lo estipulado en el diagrama unifilar del proyecto y el esquema de protecciones definido. Además, deben contar con las siguientes características:
 - i. Poder ser gestionados a través de un computador.
 - ii. Registros oscilográficos.
- bb) El relé seleccionado deberá ser previamente revisado y validado por el Operador de Red.
- cc) El sistema deberá incluir un mecanismo de bloqueo al cierre por la función de supervisión de los circuitos de disparo de las bobinas del interruptor y por operación del relé de disparo.
- dd) Todos los recintos cerrados, casetas y demás edificios deben contar con iluminación de acuerdo con RETILAP para su finalidad, así como con tomas eléctricas a 110V para usos varios.
- ee) La compatibilidad electromagnética de todos los circuitos deben verificarse y garantizarse para todo el sistema proyectado(WECC, 2021).

6.2 Estudios de generación fotovoltaica en PVSyst

Para iniciar un proyecto de energía solar fotovoltaica, es necesario llevar a cabo un estudio preliminar que evalúe las condiciones del sitio y determine la viabilidad de la implementación según los requisitos de las entidades pertinentes. Este estudio incluye un análisis del consumo mensual de energía y una evaluación energética que proyecta la generación de kWh, basándose en la garantía de eficiencia de los paneles solares. Además, se incluye un análisis ambiental que examina las contribuciones y el impacto del proyecto de energía solar.

Se llevan a cabo simulaciones para integrar estos aspectos y ofrecer una visión más detallada de la viabilidad del proyecto. Como ejemplo para este manual, se utilizará el software PVSYST, que facilita el modelado de sistemas solares fotovoltaicos.

PVsyst es un software diseñado para la creación de sistemas fotovoltaicos, que incluye componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos destinados a captar y convertir la energía solar en electricidad utilizable. Ofrece ayuda contextual detallada que explica los procedimientos y modelos empleados, además de un enfoque ergonómico que guía en el desarrollo del proyecto. PVsyst permite importar datos meteorológicos de múltiples fuentes y también facilita la adición de archivos de modelos de paneles solares e inversores que no estén actualizados en la base de datos.

El proceso general para diseñar una instalación fotovoltaica en PVsyst comienza con la identificación del tipo de sistema a implementar, ya sea aislado o conectado a la red. Para este estudio, se opta por un sistema aislado de la red. A continuación, se lleva a cabo un análisis del recurso solar en el sitio seleccionado (Michele Oliosì, 2023).

Además de la base de datos meteorológica que ofrece PVsyst, hay numerosas fuentes de datos meteorológicos disponibles en línea y a través de otros medios. PVsyst incluye una herramienta para importar bases de datos como Meteonorm, que proporciona datos meteorológicos mensuales para cualquier ubicación en el mundo. Los valores horarios de Meteonorm no se obtienen a través de mediciones directas, sino que se generan sintéticamente mediante modelos estocásticos basados en valores mensuales. Para esto, se utilizan datos satelitales que permiten la interpolación de la radiación en áreas remotas.

Otras bases de datos de radiación, como PVGIS y los datos de la NASA, también son opciones valiosas para complementar la información meteorológica. Estas fuentes permiten a los usuarios acceder a datos precisos y actualizados que pueden ser esenciales para el diseño y análisis de sistemas fotovoltaicos. Al utilizar una variedad de fuentes, los ingenieros pueden mejorar la precisión de sus estimaciones y optimizar el rendimiento de los sistemas solares (Michele Oliosì, 2023).

6.2.1 Base de datos meteorológica

El punto seleccionado para establecer la base de datos es (Magna Sirgas) 2701141.826N, 4883025.419E ubicado en el corregimiento de La Loma del Bálsamo. El proceso de simulación detallado requiere los siguientes datos meteorológicos horarios:

- Irradiación Global Horizontal,
- Temperatura ambiente,
- Irradiancia Difusa Horizontal (opcional, puede construirse mediante un modelo),
- Velocidad del viento (opcional, para el cálculo de temperatura del módulo).

Esta información se guarda en archivos meteorológicos (*.MET) y se analiza en la sección de tablas y gráficos de meteorología. Es posible acceder a los datos meteorológicos de cualquier lugar a través de la base de datos Meteonorm, desde el cuadro de diálogo “Sitio geográfico” en PVSyst. También es posible importar datos de la NASA, PVGIS o IDEAM, así como de diversas fuentes meteorológicas, e incluso crear archivos a partir de datos propios medidos.

Aparte de la base de datos meteorológica que viene con PVSyst, existen numerosas fuentes de datos meteorológicos accesibles en línea o a través de otros medios, como por ejemplo:

- Explorador Solar; proporciona datos horarios medidos por satélites, para Chile, en forma de series temporales del período 2004-2016 y también TMY. De forma gratuita.
- Meteonorm; Los valores horarios de Meteonorm no son medidos, sino datos sintéticos contruidos de la misma manera que los valores horarios sintéticos en PVSyst a partir de valores mensuales usando recursos estocásticos.
- La Base de Datos Nacional de Radiación Solar de NREL; proporciona archivos de Año Meteorológico Típico (TMY), que son compilaciones de datos horarios medidos elegidos entre 1961-1990 (TMY2) o 1991-2005 (TMY3), para 1020 ubicaciones en EE. UU. Este formato USTMY2/3 también es un estándar utilizado para otros tipos de datos, usado por ejemplo como entrada para el software SAM (Modelo Solar).
- El Visor de Datos NSRDB de NREL; proporciona archivos de Año Meteorológico Típico (TMY) que son compilaciones de datos horarios medidos y series temporales (sub)horarias de 1998-2021 para PSMv3 y 2000-2014 para Suny. Los archivos proporcionados están en formato CSV de SAM.
- PVGIS; proporciona Años Meteorológicos Típicos para ubicaciones geográficas de todo el mundo con datos de CM-SAF, SARA y NSRDB. Disponibles al crear un sitio geográfico.

-
- ReuniWatt; proporciona datos horarios medidos por satélites, recientes, para cualquier ubicación en la Tierra. Servicio de pago.
 - Soda-Helioclim; proporciona datos en valores horarios, medidos por METEOSAT, desde febrero de 2004. Pero estos datos no son gratuitos. Los archivos se proporcionan generalmente en formato estándar de PVsyst.
 - SolarAnywhere®; proporciona datos de recursos solares para proyectos. Disponibles para sitios específicos en una base de 1 km x 1 km o 10 km x 10 km desde 1998 hasta la hora presente, dependiendo de la disponibilidad geográfica.
 - Solargis; proporciona datos horarios medidos por satélites, recientes, para cualquier ubicación en la Tierra. Servicio de pago.
 - Solcast; proporciona datos TMY y series temporales medidos por satélites, para cualquier ubicación en la Tierra. Servicio de pago.
 - Vortex Solar; proporciona datos horarios medidos por satélites, recientes, para cualquier ubicación en la Tierra. Servicio de pago.

El software Meteonorm (V3.0, 1997; V4.0, V8.1, 2021) ofrece principalmente datos meteorológicos mensuales para cualquier lugar del planeta.

Además, produce valores horarios sintéticos a partir de estos datos mensuales, empleando modelos estocásticos que se han optimizado en las versiones más recientes.

Los datos cubren información útil para PVSyst:

- Irradiancia global horizontal (GHI o GlobHor)
- Irradiancia difusa horizontal (DiffHor)
- Velocidad del viento
- Temperatura

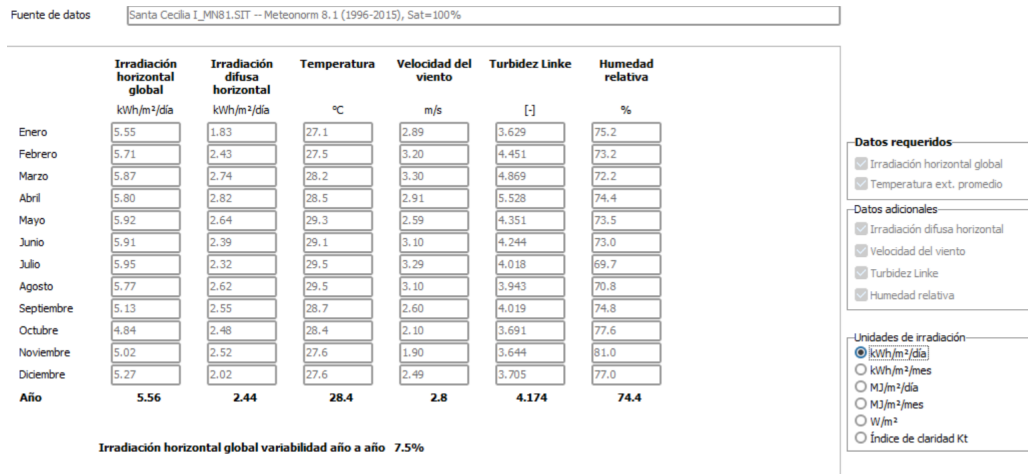
El conjunto de datos de irradiancia de Meteonorm fue elegido para el proyecto y considera lo siguiente:

- El efecto de las sombras lejanas de montañas al amanecer y al atardecer no está incluido, lo que significa que en regiones montañosas se debe aplicar una máscara de horizonte adicional en el área del proyecto de PVSyst.
- Se tiene la posibilidad de añadir un perfil de horizonte antes de aplicar la generación horaria sintética, pero no se recomienda hacerlo. Preferiblemente, la máscara de horizonte debería añadirse en PVSyst para asegurar una correcta transposición de la difusa en el plano del arreglo.

En la base de datos seleccionada, se han utilizado satélites geoestacionarios durante el período de 2009 a 2014. Las imágenes satelitales se procesan para calcular promedios diarios de radiación global, que luego se suman para obtener valores mensuales. Estos valores se interpolan con mediciones promedio en el suelo, principalmente datos de GEBA. La diferencia entre las mediciones en el suelo y la información satelital se interpola espacialmente utilizando el método de distancia inversa, lo que resulta en un conjunto de datos que incorpora tanto los valores de las estaciones terrestres como las variaciones de las imágenes satelitales.

Figura 1

Datos de meteo Mensuales

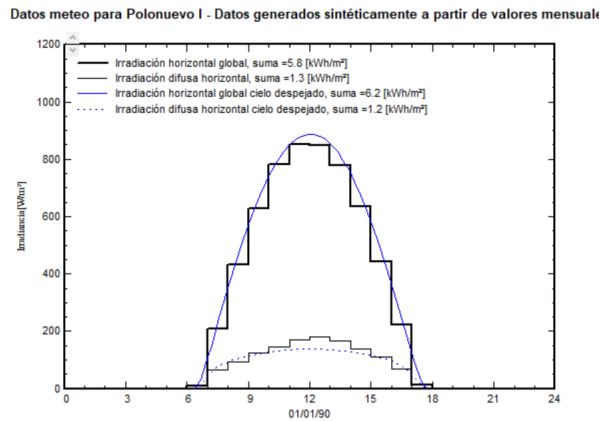


Después de importar la base de datos de Meteonorm, se puede empezar a evidenciar la información, como se muestra en la (Figura 1). Obsérvese que la base de datos es desde 2016 hasta 2021 y presenta información acerca de la irradiación horizontal global en kWh/m²/día, la cual es la sumatoria de todas las componentes de las irradiaciones. Esta tiene un orden

de 5.56 kWh/m²/día en promedio. Además, nos muestra información de la temperatura, velocidad del viento y humedad relativa, los cuales van a ser parámetros importantes en el diseño (ver referencia (M^a de los angeles medina quesada y jesus de la casa hernandez., M^a de los angeles medina quesada y jesus de la casa hernandez.)).

Figura 2

Gráficas de valores horarios



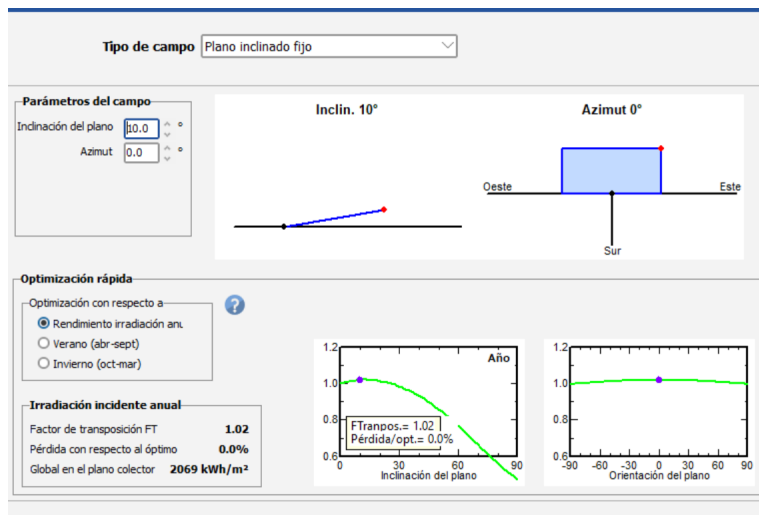
La (Figura 2) representa gráficos de valores horarios como evolución temporal (en períodos seleccionados), histogramas de distribución de valores o valores ordenados (histogramas acumulados). Se puede notar que la componente difusa es baja, y cuando el sol está brumoso, la parte difusa aumenta. La diferencia entre la irradiación global y la difusa se considera la componente directa. Esta distribución es significativa, ya que servirá para crear el perfil de generación del sistema.

6.2.2 Orientación

En la sección dedicada a la orientación mostrada en la (Figura 3), se indica que el tipo de campo es 'plano inclinado fijo'. El ángulo de inclinación se establece de tal manera que no haya pérdida en comparación con el óptimo. En este caso específico, la inclinación ideal del panel se fija en 15 grados, tanto por el factor de ganancia como porque las estructuras están prediseñadas para esa inclinación, lo que genera beneficios económicos. El azimut, que mide el ángulo entre el panel y el sur geográfico, se establece en 0 grados para asegurar que el panel esté orientado hacia el sur, como se ilustra en la (Figura 3). Se observa que el factor de

transposición FT es igual a 1.02, lo que indica que hay una ganancia al colocar los módulos de manera colineal al suelo del 9 por ciento.

Figura 3
Orientación



6.2.3 Generador FV

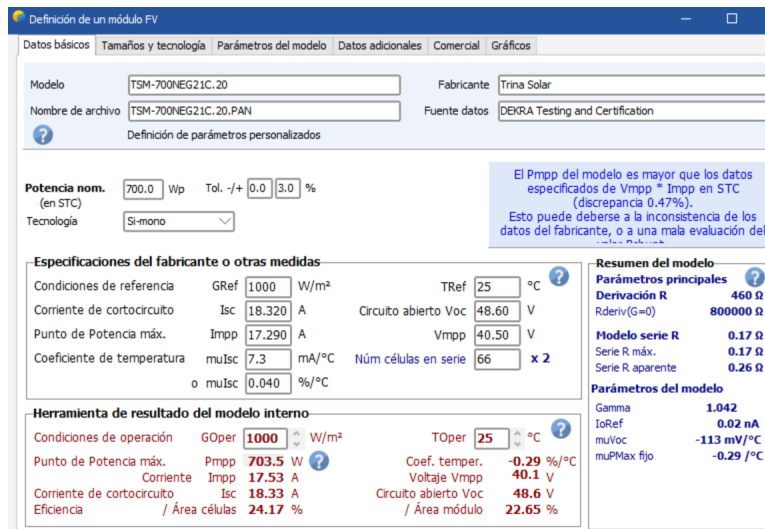
Una vez que se han recopilado todos los datos necesarios sobre la instalación, se accede a la sección "Sistema" para definir las características del sistema fotovoltaico a instalar. Se puede dimensionar en función del área disponible, la potencia deseada o la producción anual esperada. En este caso, se dimensionará según el área y el análisis energético realizado previamente.

Después de identificar el área útil disponible, se considera que, dado que la instalación está en el hemisferio norte, la radiación óptima se recibe en superficies orientadas hacia el sur. A continuación, se caracterizarán los módulos fotovoltaicos a utilizar. La aplicación PVsyst facilita la selección de paneles gracias a su extenso catálogo, donde se pueden filtrar opciones por fabricante, potencia nominal y tipo de tecnología. La potencia nominal total de la instalación se calculará sumando las potencias individuales de todos los paneles. Es fundamental que la tensión y corriente del sistema sean compatibles con las cargas conectadas. Se opta por el modelo "TSM-700NEG21C.20.PAN" del fabricante Trina Solar. Luego, se procede a importar el archivo .PAN proporcionado por el fabricante. Este formato de archivo

específico es utilizado en el software PVsyst para almacenar las características eléctricas de un panel solar, incluyendo datos como la tensión en circuito abierto (V_{oc}), la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y la potencia máxima (P_{max}). También incluye curvas de eficiencia que muestran cómo varía la eficiencia del panel según la irradiación solar y la temperatura, así como otros parámetros como coeficientes de temperatura y tolerancia de fabricación.

En la figura (4) se muestra el modelo del panel solar, que opera bajo el principio de que, al conectar una célula solar a una carga y recibir radiación, se genera una diferencia de potencial que permite la circulación de corriente (efecto fotovoltaico).

Figura 4
Modelo del Panel solar



Este modelo se basa en pruebas del fabricante, generalmente bajo condiciones de prueba estándar (STC), pero también acepta mediciones en otras condiciones. Los parámetros clave son:

- **Gref** y **Tref**: irradiación y temperatura de referencia durante las mediciones (STC).
- **Isc** y **Voc**: corriente de cortocircuito y voltaje de circuito abierto en esas condiciones.
- **Impp** y **Vmpp**: puntos de operación en la región del máximo punto de potencia.
- **muIsc**: coeficiente de temperatura para I_{sc} , aproximadamente 0.05 %/°C si no se conoce.

El módulo tiene una potencia pico de 700 W_p, considerando tolerancias. Voc y Isc son fundamentales para el dimensionamiento del sistema: Voc determina cuántos módulos se pueden conectar en serie sin exceder 1500 V, mientras que Isc es crucial para dimensionar conductores y seleccionar el inversor. El modelo de módulo fue extraído de Trina Solar, es una empresa líder en la fabricación de productos fotovoltaicos, especialmente conocida por sus paneles solares de alta eficiencia. Fundada en 1997 en China, Trina Solar se ha destacado por su innovación en tecnología solar y ha ampliado su presencia en el mercado global.

El estándar .PAN define los parámetros clave. El modelo de Trina Solar mostrado anteriormente permite incluir información adicional para caracterizar mejor un módulo. Estas especificaciones adicionales podrían ser:

- **Datos de irradiancia espectral:** Información sobre la respuesta espectral del módulo a diferentes longitudes de onda de la luz. Esto puede ser útil para analizar el rendimiento en condiciones de iluminación específicas (por ejemplo, bajo sombra). Esto se evidencia más en la sección de pérdidas detalladas del panel. Además, en este caso, el modelo de 700 W_p tiene un área de 3.106 m² y una masa de 38.3 kilogramos, lo cual es útil para dimensionar la mesa; toda esta información está disponible en PVsyst.
- **Datos de envejecimiento:** Información sobre cómo evolucionan las características del módulo a lo largo del tiempo, lo que permite realizar simulaciones más realistas a largo plazo.
- **Datos de tolerancia:** Información sobre la dispersión de los parámetros del módulo en producción, lo que puede ser útil para realizar análisis de incertidumbre.
- **Datos de seguridad:** Información sobre las condiciones de seguridad del módulo, como la resistencia a la humedad, la resistencia al viento y la resistencia al granizo.
- **Datos de certificación:** Información sobre las certificaciones obtenidas por el módulo, como IEC 61215 o UL.

6.2.4 Inversor

El modelo del inversor asociado es el inversores tipo String SUN2000-330KTL-H2 de Huawei alojado en fichero HuaweiSun2000330KTLH2.OND La extension Ond es un archivo

relacionado con el modelo del inversor. Estos archivos contienen datos específicos del inversor, como características técnicas y curvas de rendimiento y se puede exportar al Pvsyst.

Es recomendable que los inversores seleccionados operen en los siguientes modos de control:

- Control de tensión y potencia reactiva.
- Regulación secundaria de frecuencia con AGC (Control Automático de la Generación).
- Respuesta rápida de corriente reactiva.
- Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia.

Además El inversor debe contar con una topología IGBT con 3 niveles, con el fin de reducir las pérdidas, incrementar la eficiencia del inversor y minimizar la distorsión total armónica.

En la figura (5) se muestra el modelo del Inversor, es trifásico y tiene módulos MPPT.

Figura 5
Modelo del Inversor

El inversor cumple con las siguientes funciones:

- Sobretensiones (dos umbrales independientes de desconexión).

- Baja tensión (dos umbrales independientes de desconexión).
- Sobrecorriente.
- Polaridad inversa de la fuente DC.
- Si el modo anti-isla funciona bajo la modalidad ROCOF, este debe es configurable y tiene un tiempo de respuesta máximo de 0.2 s.
- Variaciones de tensión de red (curva FRT, ajustable según lo establecido en la Resolución CREG 060 del 2019 o aquella que la modifique o sustituya).
- Protección de sobre y baja frecuencia (dos umbrales independientes de desconexión).
- Corrientes asimétricas.

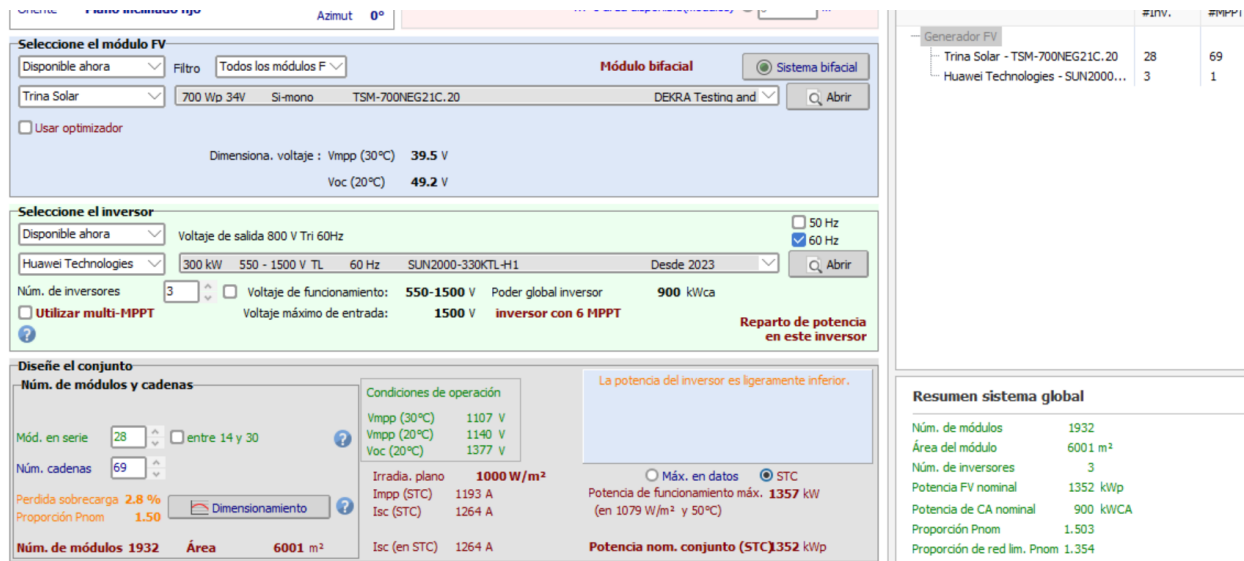
6.2.5 Dimensionamiento de la planta

El número de módulos en serie debe cumplir con las siguientes condiciones:

- La tensión mínima de operación del arreglo (es decir, a la temperatura máxima de operación del módulo, 60°C por defecto) debe ser superior a la tensión mínima de operación del inversor (V_{min} del rango MPPT).
- La tensión máxima de operación del arreglo (es decir, a la temperatura mínima de operación del módulo, 20°C por defecto) debe ser inferior a la tensión máxima de operación del inversor (V_{max} del rango MPPT).
- La tensión absoluta máxima del arreglo (es decir, V_{oc} a la temperatura mínima, -10°C por defecto) debe estar por debajo de la tensión máxima de entrada absoluta del inversor.
- La tensión absoluta máxima del arreglo (es decir, V_{oc} a la temperatura mínima, -10°C por defecto) no debe exceder la tensión máxima del sistema especificada para el módulo fotovoltaico.

En la figura (6) se muestra el diseño de la planta. El sistema cuenta con 28 arreglos en serie, lo que resulta en un voltaje de circuito abierto a 20 grados de 1377 voltios. Se dispone de un total de 69 strings. Cada inversor tiene asociadas 23 cadenas, distribuidas de la siguiente

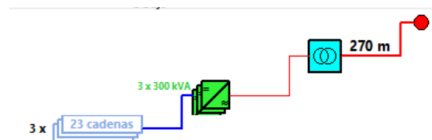
Figura 6
Diseño del sistema



manera: 4/4/4/4/4/3, donde cada espacio hace referencia a uno de los 6 MPPT que tiene el inversor.

El sistema presenta una corriente de cortocircuito en condiciones STC de 1264 A y una potencia total de 1352 kW_p bajo las mismas condiciones. En total, se asocian 1932 paneles, ocupando un área de 6001 m², con una proporción de potencia nominal (P_{nom}) de 1.5 como se muestra en la figura la figura (6) y (7).

Figura 7
Bosquejo del sistema



6.2.6 *Pérdidas del proyecto*

El siguiente paso consiste en calcular las pérdidas del proyecto, comenzando con los parámetros térmicos. El objetivo es evaluar la temperatura del conjunto (o celda) durante la simulación. La temperatura de la celda es un parámetro fundamental en el modelo de un diodo.

Este cálculo se realiza mediante un balance de energía que considera todos los flujos de energía que entran y salen del conjunto. En equilibrio térmico, los flujos de energía deben equilibrarse con la pérdida térmica de enfriamiento del conjunto, la cual es principalmente convectiva. El factor de pérdida de calor es el principal parámetro de entrada utilizado en la simulación para evaluar el comportamiento del conjunto fotovoltaico en función de la temperatura, en comparación con el funcionamiento a 25 °C (puede considerarse como una pérdida cuando la TArray supera los 25 °C o como una ganancia cuando está por debajo).

En la figura (8) Se muestra un diseño de las pérdidas del sistema, incluyendo las pérdidas óhmicas en el conjunto antes y después del inversor. Además, se especifican las pérdidas del transformador a través de la ficha técnica del transformador elegido, en este caso, uno de 1.5 MVA de la marca Tesla. También se presentan las pérdidas hasta el punto de conexión a 150 metros de una línea de 13.8 kV.

Asimismo, se calculan las pérdidas por desajuste del módulo, envejecimiento, suciedad, IAM (Índice de Apertura del Módulo), corrección espectral e indisponibilidad, detalladas en el diagrama de potencia de la simulación del proyecto, las cuales están relacionadas con la ficha PAN del sistema y el inversor, en función de la base de datos meteorológica. La acumulación de suciedad y su impacto en el rendimiento del sistema representan una incertidumbre que depende en gran medida del entorno, las condiciones de lluvia, entre otros factores. En climas con lluvias moderadas, como en el Atlántico colombiano esta acumulación suele ser baja y, a menudo, se puede despreciar (menos del 1 por ciento) según Thevenard (2010), p. 22.

El polvo y el crecimiento de musgos y líquenes en el marco de los módulos generan sombras parciales en las celdas inferiores y tienden a retener más polvo. Además, estas contaminaciones no son fácilmente eliminadas por la lluvia.

Generalmente, se emplea un sistema de monitoreo en plantas solares para centralizar el control y visualizar el funcionamiento. Este sistema debe incluir, al menos, un equipo de medición de radiación en el campo solar, específicamente dos piranómetros que permitan

Figura 8
Pérdidas del sistema

The screenshot displays the 'Pérdidas del sistema' (System Losses) configuration window in PVsyst. The window is organized into several panels:

- Circuito CC: pérdidas óhmicas en el conjunto**: Includes options for global wiring resistance (13.932 mΩ) and STC loss fraction (1.50%). A warning message states: 'Circuito MV: Esta sección transversal de cables parece demasiado grande' (MV Circuit: This cable cross-section seems too large).
- Pérdidas CA después del inversor**: Contains settings for CA losses after the inverter, including inverter length (53.3 m), STC loss fraction (0.70%), and conductor material selection (Alu).
- Línea de voltaje medio**: Configures medium voltage line parameters such as voltage (13.8 kV), length (270 m), and STC loss fraction (0.03%).
- Transformador externo de voltaje medio**: Sets up external MV transformer parameters, including the number of transformers (1) and generic loss values like iron loss (2.11 kW) and copper loss (17.00 kW).
- Transformador desde hojas de datos**: Utilizes data sheet information for transformer losses, showing nominal power (1500 kVA) and global efficiency (98.73%).

realizar una comparación. El comparador consiste en un piranómetro sucio y otro limpio, cuya salida se compara para determinar el factor de pérdidas por suciedad.

El efecto de incidencia, conocido como IAM (por "Incidence Angle Modifier"), se refiere a la reducción de la irradiancia que realmente alcanza la superficie de las celdas fotovoltaicas en comparación con la irradiancia en condiciones normales. Esta disminución se debe principalmente a las reflexiones en la superficie del vidrio, que aumentan con el ángulo de incidencia. Además, la pérdida por transmisión ocurre debido a la reflexión y transmisión de los rayos solares en cada interfaz de material (aire-vidrio) y a cierta absorción en el vidrio. Este fenómeno afecta a cualquier rayo incidente. Para la incidencia normal, la reflexión es del orden del 5 %, y esto se incluye en el rendimiento medido en condiciones de prueba estándar (STC).

6.2.7 Auto-consumo

El autoconsumo se puede definir en PVsyst como un elemento lineal o se puede anexar un perfil de consumo para mejorar la precisión. En este caso, se elige un consumo constante fijo de 170 kW/día, el cual podría ser modificado a medida que se diseñen los servicios

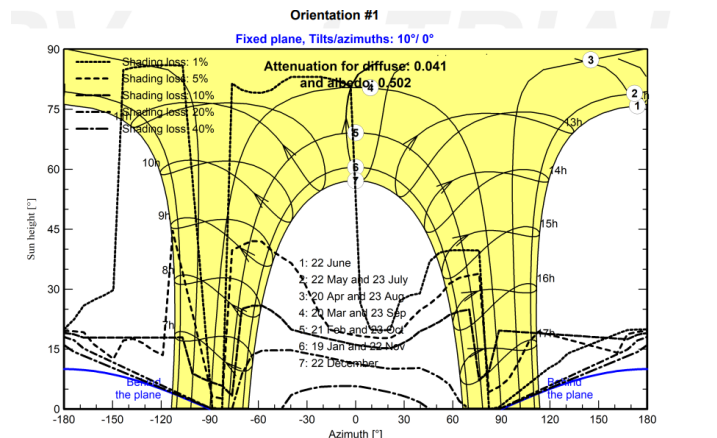
auxiliares de la planta. Asimismo, se puede definir un sistema con almacenamiento para sistemas híbridos en función de sus necesidades.

6.2.8 Horizonte

El software considera dos tipos de sombras, dependiendo de la distancia de los obstáculos que las provocan y si estos cubren completamente el área del campo, con el objetivo de optimizar el uso de un mapa solar.

En cuanto a las sombras producidas por obstáculos lejanos, se evalúa la posición del sol, ya sea por encima o por debajo del horizonte, durante un período específico. Esto implica analizar si toda el área está sometida a sombra o no, como se muestra en la figura (9).

Figura 9
Diagrama solar



Con respecto a los sombreados cercanos, se debe comenzar con el botón “Construcción/Perspectiva”, que abre el editor 3D para crear la escena global. Al salir de esta herramienta con una escena de sombreado 3D válida, el programa verificará la compatibilidad de su construcción con los elementos previamente definidos para su sistema:

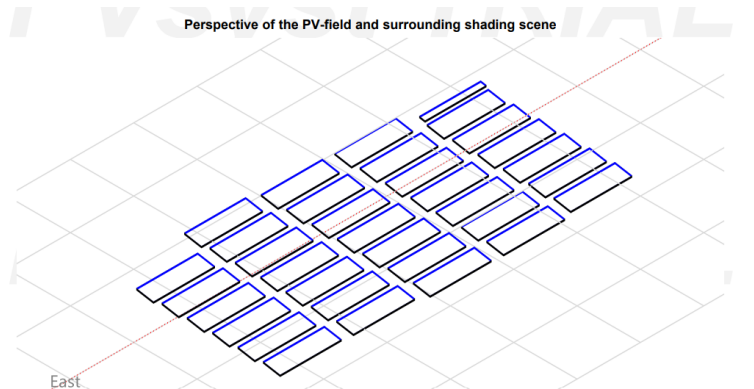
1. La orientación de sus campos 3D debe coincidir con la definida en la parte de “Orientación”. Si no es así, el programa le preguntará si desea actualizar las definiciones de “Orientación”.

2. Debe haber definido un área 3D suficiente y razonable para colocar los módulos definidos en la parte de “Sistema”.

En la escena de sombreado, se pueden definir zonas que se rellenarán con paneles fotovoltaicos. Las zonas se definen únicamente en el plano XOY, tal como se dibujan en el suelo, y los paneles se colocan dinámicamente en la escena. Luego, los paneles generados se colocan según los objetos sobre los que se encuentran; es decir, si se dibuja una zona sobre un techo, los paneles se ubicarán en el techo mismo, a la altitud correcta. También se puede especificar que los paneles se inclinen automáticamente de acuerdo con el objeto en el que se encuentran, como se muestra en la figura (10). perspectiva también se puede importar desde AutoCAD y anexar objetos cercanos, como edificios u otros elementos que causen sombreado.

Figura 10

Perspectiva 3D solar



6.2.9 Estimaciones P50 y P90

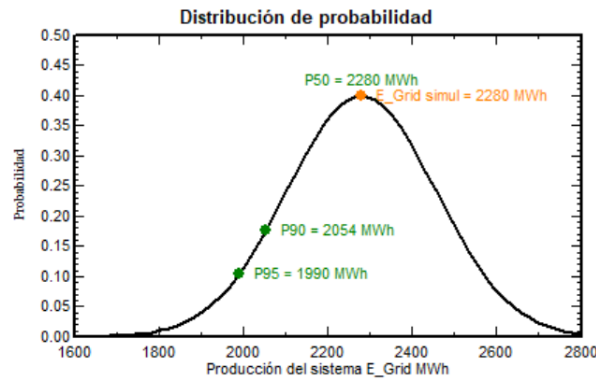
En PVsyst, las estimaciones P50 y P90 son términos utilizados para describir el rendimiento esperado de un sistema fotovoltaico en términos de producción de energía (11) :

- **P50:** Esta estimación indica que hay un 50 % de probabilidad de que la producción de energía sea igual o superior a este valor. Es un estimador de la producción media esperada, considerando las variaciones climáticas y otros factores, en este caso para el proyecto el girasol la P50 es 2280 MWh.

- **P90:** Esta estimación sugiere que hay un 90 % de probabilidad de que la producción de energía sea igual o superior a este valor. Es útil para evaluar el rendimiento en escenarios más conservadores, considerando condiciones climáticas adversas o ineficiencias. En este caso para el proyecto el girasol la P90 es 2054 MWh.

Figura 11

Estimaciones P50 y P90



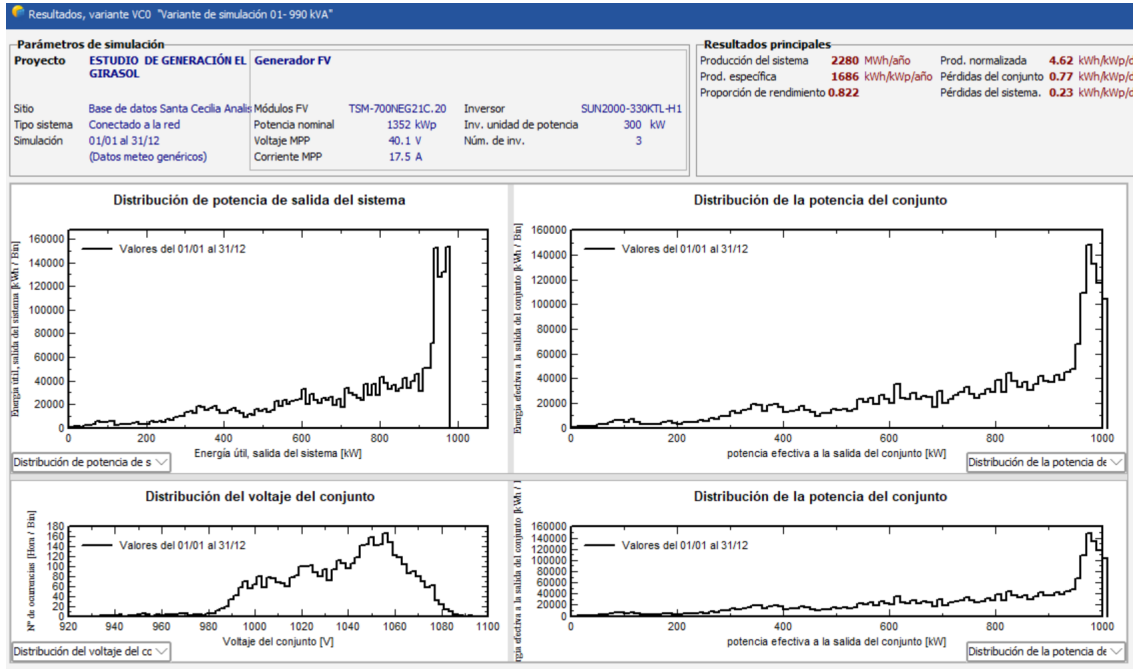
6.2.10 Simulación

PVsyst simula la producción de energía en función de la irradiación, temperatura y otros factores. Además se consideran pérdidas por sombreado, temperatura, suciedad, y otros factores que pueden afectar el rendimiento. En la Figura (12) se obtienen datos sobre la producción anual, mensual y diaria de energía, así como gráficos y tablas para su análisis.

Se evidencia en la (12) que el PR es de 82 por ciento, lo cual es un valor aceptado para garantizar el rendimiento de la planta. Para cada uno de los puntos de medida del PR garantizado, es decir para el CAP y para el CAD, el cálculo del PR del Parque Fotovoltaico se mide sólo tomando en cuenta la cantidad de radiación recibida en los módulos fotovoltaicos y la cantidad de kWh realmente vertidos a la salida de los inversores de toda la planta fotovoltaica.

En el Anexo 1 (Reporte de Generación Fotovoltaica El Girasol) se presentan los detalles del siguiente resumen.

Figura 12
Simulación



Entre los datos resumidos que se muestran en la figura (13 se encuentran información como la ubicación, orientación, número de paneles, producción del sistema, entre otros.

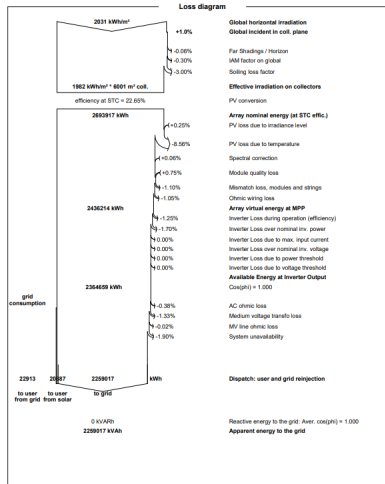
Figura 13
Resumen Simulación

Project summary			
Geographical Site		Situation	
Base de datos Santa Cecilia Analisados		Latitude	9.40 °N
Colombia		Longitude	-73.54 °W
		Altitude	49 m
		Time zone	UTC-5
		Project settings	
		Albedo	0.20
Weather data			
DATA COSTA SOLAR			
Meteonorm 8.1 (1996-2015), Sat=100% - Sintético			
System summary			
Grid-Connected System		Escena 3D definida	
PV Field Orientation		Near Shadings	
Fixed plane		No Shadings	
Tilt/Azimuth		15 / 0 °	
		User's needs	
		Fixed constant load	
		5.00 kW	
		Global	
		43.8 MWh/Year	
System information			
PV Array			
Nb. of modules	1932 units	Inverters	Nb. of units
Phom total	1352 kWp		3 units
			900 kWac
			999 kWac
			Grid lim. Phom ratio
			1.354

Se asocia un diagrama de pérdidas mostrado en la figura (14, este hace relación a un diagrama de potencia para estimar la energía de salida. Este diagrama ayuda a identificar y minimizar las pérdidas, mejorando así la eficiencia del sistema.

Figura 14

Resumen Pérdidas del sistema



En atención a la figura (14, toda su información en función del tiempo se resume en la figura (15 la cual es una Tabla que especifica factores como la energía inyectada a la red para su respectiva Evaluación económica.

Obsérvese en la figura (15 que la producción es inferior durante los meses centrales del año. Esto se evidencia en la figura (14, donde se observa que las temperaturas en estos meses son más elevadas, lo que conlleva a una reducción en la eficiencia de los módulos, dado que esta es inversamente proporcional a la temperatura.

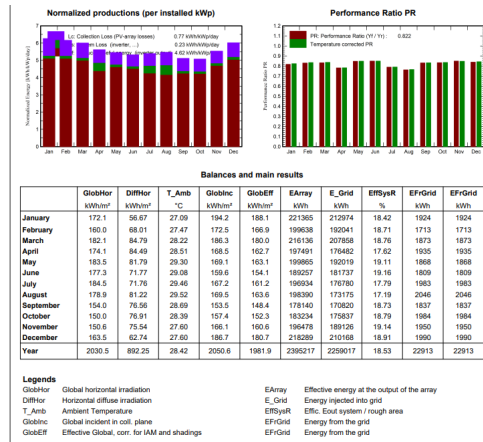
6.3 Estudio de Conexión Simplificado

6.3.1 Introducción

En los últimos años, Colombia ha impulsado el uso de energías renovables mediante la Ley 1715 de 2014, que establece un marco normativo para fomentar su adopción. Para facilitar el aprovechamiento de los recursos naturales, se han regulado aspectos eléctricos, destacando la resolución CREG 174 de 2021 y la circular CREG 021 de 2022. Estas normativas definen los

Figura 15

Resumen Pérdidas del sistema Año



procedimientos operativos y comerciales necesarios para la integración de la autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Como parte de esta iniciativa, se propone la integración de un proyecto de generación distribuida mediante paneles solares fotovoltaicos denominado el Girasol, con una capacidad instalada de 1352 kWp (900 kWn).

6.3.2 Resumen Ejecutivo

Debido al avance tecnológico en el sector de energías renovables y la abundante disponibilidad de recursos solares en el país, se ha tomado la decisión de evaluar la incorporación de un nuevo sistema de generación distribuida. Este sistema utilizará tecnología solar fotovoltaica a pequeña escala, con una potencia nominal de 900 kW. La conexión se realizará en el circuito La Loma a 13.8 kV, específicamente en el nodo de referencia 81021.

Una vez que el Operador de Red (OR) proporcionó la información, se procedió a ajustar el modelo de red utilizando el software de simulación. Este ajuste se realizó considerando los tres (3) escenarios operativos establecidos en el Anexo 2 de la Circular CREG 021 de 2022, en conformidad con el acuerdo CNO bajo la regulación de la CREG 174 de 2021. Este proceso se llevó a cabo para el año de puesta en operación 2024 conforme a lo indicado por el operador de red Afinia, quien también señaló que no se realizará un segundo año de análisis

por parte del promotor, ya que esta tarea será asumida internamente por ellos.

Es importante señalar que, conforme a la CREG 174 de 2021, los estudios deben llevarse a cabo utilizando la potencia nominal de los inversores. En este caso, se estableció en 900 kW, ya que el sistema incluye tres inversores de 300 kW cada uno.

A continuación, se describen los escenarios operativos analizados:

- **Escenario 1 - Carga Pura:** Se considera la demanda máxima con generación mínima, es decir, 0 MW para la generación no gestionable (fotovoltaica). Para este estudio, se representa a la 01:00 horas.
- **Escenario 2 - Momento de Máxima Diferencia:** En el caso de la generación distribuida, ya sea solar o eólica, se deben tener en cuenta los valores de máxima generación y mínima demanda del circuito/transformador que ocurren simultáneamente. Este escenario se presenta a las 11:00 horas.
- **Escenario 3 - Máxima Demanda y Generación:** En situaciones de arreglos solares o eólicos, se consideran los valores de máxima generación y máxima demanda que coinciden temporalmente. El análisis de este escenario también se realiza a las 11:00 horas.

En cuanto al ajuste de la demanda del sistema de distribución, se emplearon los porcentajes de crecimiento definidos por la UPME en el documento “Proyección de demanda energéticos actualización 2022”, que estaba vigente durante los análisis.

Para evaluar adecuadamente el comportamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN), tanto con la puesta en marcha del nuevo AGPE como sin ella, se llevaron a cabo los siguientes estudios para el año 2024:

- Análisis de flujo de carga, considerando tanto el estado estable como las contingencias simples (criterio N-1), en los tres escenarios operativos.
- Análisis de cortocircuito, realizado para los escenarios 2 y 3 previamente mencionados.
- Análisis de pérdidas.
- Análisis anti-isla.

Después de realizar los análisis técnicos correspondientes, se concluye lo siguiente:

- El sistema opera dentro de los límites permitidos de tensión y capacidad, tanto en condiciones normales como en las contingencias analizadas, incluso con la Planta Solar El Girasol funcionando a plena capacidad de generación.
- La operación del arreglo solar no impone restricciones en el circuito; al contrario, disminuye el porcentaje de carga en algunas líneas ubicadas aguas arriba del punto de conexión.
- En cuanto a los análisis de cortocircuito, se determina que la integración del proyecto solar no provoca un aumento significativo en los niveles de cortocircuito en las subestaciones cercanas al punto de conexión del generador, y en ningún momento se supera la capacidad de interrupción de estas.
- Respecto a las variaciones en las pérdidas técnicas, se observó que la incorporación del nuevo generador solar genera un incremento en el circuito La Loma del Bálsamo.
- De acuerdo con los lineamientos establecidos en la CREG 174 de 2021 y la circular CREG 021 de 2022, que regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala, se concluye que el generador de Las Mercedes I es técnicamente viable para la conexión, con una capacidad máxima de exportación de 900 KW a través del punto de conexión mencionado en el informe.

6.3.3 Características Generales

A continuación, se indican las características principales del proyecto en la Tabla 1:

Tabla 1

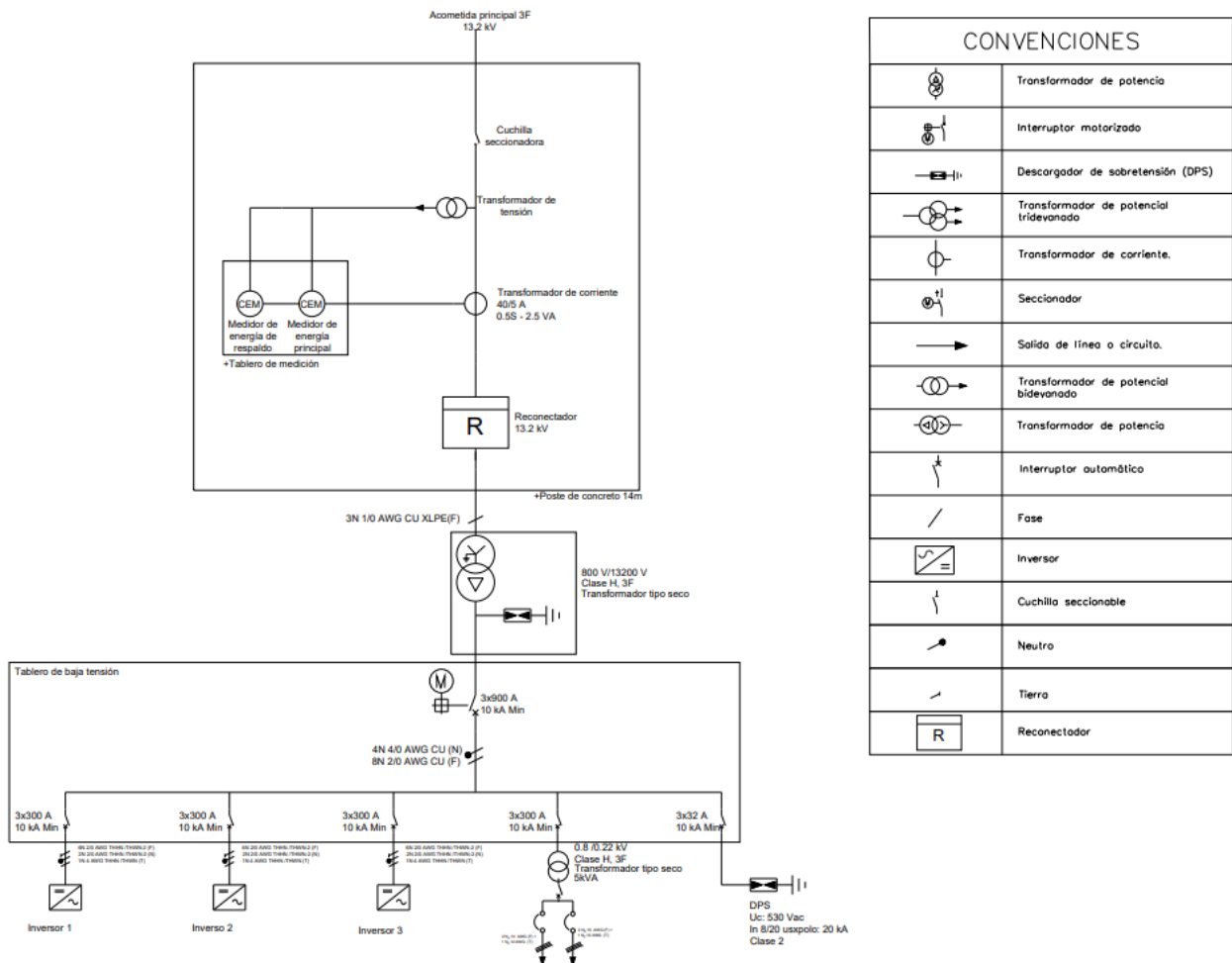
Información general del proyecto El Girasol

Nombre del Proyecto	El Girasol
Tipo de Tecnología	Solar Fotovoltaico (sin almacenamiento de energía)
Capacidad Solicitada a la Red	1352 kWp / 900 kWn
Ubicación (Magna Sirgas)	2701141.826N, 4883025.419E
Año de Puesta en Operación	2023
Vida Útil	25 años

6.3.4 Diagrama Unifilar General y esquema de conexión

A continuación se presenta el diagrama unifilar del proyecto mostrado en la figura (16), donde se asume una generación y una demanda agregada en el punto de conexión para fines de simulación.

Figura 16
Diagrama Unifilar



El sistema fotovoltaico está compuesto por tres inversores de características idénticas, tipo inyección de 300 kVA, de la marca HUAWEI SUN2000-330KTL-H1, que son trifásicos y tienen neutro. Cada uno de estos inversores se conecta a diez arreglos en paralelo, utilizando paneles solares con una capacidad total de 700 kWp, organizados en 28 paneles en serie. Esto permite que el sistema fotovoltaico genere hasta $(644 \times 700) = 450,800$ Wp, operando a un

voltaje máximo de 1500 voltios y una corriente de 65 amperios en DC por inversor.

Los tres inversores están conectados a una barra totalizadora de 1300 A en corriente alterna y 800 V en corriente alterna, y se interconectan al punto de conexión mediante un transformador de 1,5 MVA que realiza la transformación de 13.8/0.8 kV en configuración DY5, el cual se conecta a la red de media tensión del operador.

6.3.5 Parámetros eléctricos de los equipos

Tabla 2

Especificaciones del Transformador El Girasol

TRANSFORMADORES	TRAFO MEDIA – BAJA
Capacidad [MVA]	1,5
Número de devanados	2
Grupo de conexión	DYn5
Niveles de tensión nominal	13.8 kV/800 V
Impedancia de secuencia positiva y cero [%]	5.1 %
Pérdidas en el cobre o X/R	-
Tamaño del paso de cada tap	-
Posición neutra máxima y mínima de taps	-
Ubicación de taps	-
Taps ¿opera bajo carga?	-

Tabla 3

Especificaciones de la Línea de Conexión y Cableado Principal

LINEA DE CONEXIÓN Y CABLEADO PRINCIPAL	CONEXIÓN TRAFO BAJA – BAJA – PUNTO DE CONEXIÓN
Longitud [m]	25
Tipo (cable subterráneo o línea aérea)	Cable aislado AWG (Bandeja portacables)
Calibre	3x (3XN°4/0 AL AWG) (F) + 1 N° 4 AWG (T)

Los parámetros eléctricos de los equipos del proyecto se definen ; Como se muestra en la Tabla 2, el transformador tiene una capacidad de 1,5 MVA y un grupo de conexión DYn5.

Tabla 4

Especificaciones de Unidades de Generación Solares o Eólicas

UNIDADES DE GENERACIÓN SOLARES	UNIDADES DE GENERACIÓN
Fuente primaria	SOLAR
Número de inversores, fabricante y modelo	3 - HUAWEI - SUN2000-330KTL-H1
Tensión de arranque DC [Vdc]	550
Máxima tensión y corriente de entrada	1500 - 65
Tensión y corriente de entrada nominal	1080
Máxima ICC (paneles) [A]	18,5
Potencia salida nominal [AC][kW]	900
Máxima potencia de salida [W][kW]	900
Tensión de red nominal [Vac]	800
Rango de tolerancia desviaciones de voltaje	±1 %
Máxima corriente de salida con voltaje nominal - V_{nom} [A]	17,390
Máxima corriente de salida durante fallas [A]	649
Frecuencia de salida nominal y rango tolerado	±1 %
Capacidad de aportar reactivos	SÍ
Dispositivos de protección integrados	Smart String - level disconector (SSD), anti-island protection, AC overcurrent, DC reverse-polarity, PV-Array String

6.3.6 Modelamiento de la zona de influencia

De acuerdo con lo indicado por el Operador de Red (Afinia) para los proyectos de autogeneración presentados anteriormente, se llevará a cabo un análisis solo para el año

de inicio de operación del proyecto (2024). Esto se debe a la falta de información sobre los proyectos que puedan comenzar en años posteriores. En consecuencia, será el propio Operador de Red quien realice el análisis correspondiente al segundo año, tal como lo establece la regulación. A continuación, se presenta la información del sistema entregada por el operador de red Afinia para realizar los análisis técnicos del estudio de conexión del GD el GIRASOL Como se muestra en la Tabla 5:

Tabla 5

Especificaciones Equivalente de Red

Barra	Trifásico				Monofásico		
	Sk (MVA)	Ik (kA)	R (Ohm)	X (Ohm)	Sk (MVA)	Ik (kA)	R (Ohm)
X (Ohm)							
13,8 KV	25,24	1,07	2,40	7,94	9,38	1,18	0,00
5,89							

Fuente: Afinia Grupo EPM.

Dado que la solicitud de conexión corresponde al nivel de tensión 2, únicamente se tomará en cuenta como generación del sistema de distribución el GD de EL GIRASOL. A continuación, se presenta la curva de generación correspondiente a un día de máxima producción del proyecto de autogeneración solar. Tal como se describió en el resumen ejecutivo, se llevaron a cabo análisis bajo los tres escenarios operativos que indica la regulación actual. A continuación, se describen nuevamente los mismos y se presenta una gráfica en donde se pueden visualizar estos:

- **Esc1 - Carga Pura:** Demanda máxima con mínima generación, es decir, 0 MW para la generación no gestionable (fotovoltaica); escenario que se presenta a las 01:00 horas.
- **Esc2 - Momento de máxima diferencia:** Para el caso de generación distribuida, ya sea solar o eólica, se debe considerar valores de máxima generación y mínima demanda del circuito/transformador coincidentes en el tiempo. En este caso, el escenario se presenta a las 11:00 horas.
- **Esc3 - Máxima demanda y máxima generación:** En caso de arreglos solares o eólicos, se consideran valores de máxima generación y máxima demanda coincidentes en el tiempo. En este caso, se presenta a la hora 11:00.

Tabla 6

Subestación Circuito la loma - Tensiones 13.8 kV

HORA	MW	MVAr	KV	pu
24	0,4	0,2	15,2	1,10
1	0,5	0,2	15,1	1,09
2	0,5	0,2	15,0	1,09
3	0,5	0,2	15,1	1,09
4	0,4	0,2	15,1	1,09
5	0,4	0,2	15,2	1,10
6	0,4	0,2	15,1	1,09
7	0,4	0,2	15,3	1,11
8	0,4	0,2	15,3	1,11
9	0,4	0,2	15,2	1,10
10	0,4	0,2	15,4	1,12
11	0,4	0,2	15,3	1,11
12	0,4	0,2	15,2	1,10
13	0,4	0,2	15,3	1,11
14	0,4	0,2	15,3	1,11
15	0,4	0,2	15,1	1,09
16	0,4	0,2	15,2	1,10
17	0,4	0,2	15,3	1,11
18	7,40	2,50	14,0	1,06
19	7,30	2,50	14,0	1,06
20	7,80	2,50	14,0	1,06
21	8,30	2,50	14,0	1,06
22	8,80	2,50	14,0	1,06
23	9,90	3,30	13,5	1,02

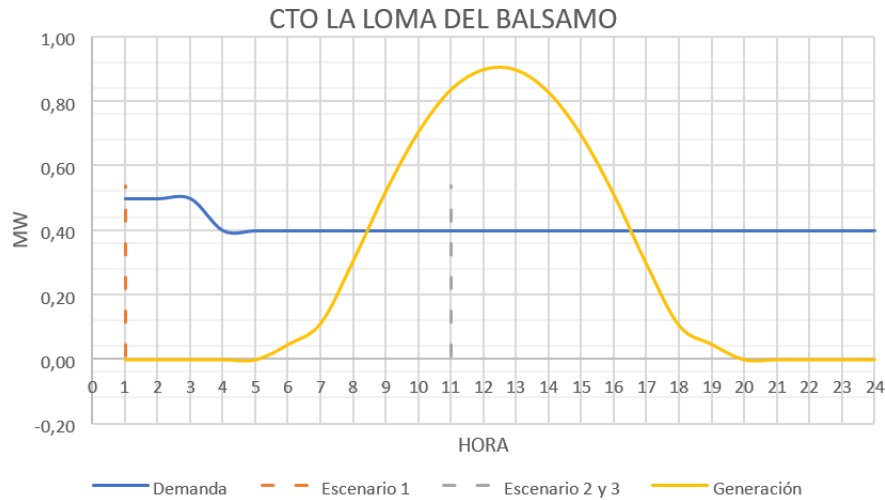
Fuente: Afinia Grupo EPM.

A continuación en la figura (17), se presenta el comportamiento de la demanda del circuito La Loma del Bálsamo versus la generación El Girasol para los escenarios 1, 2 y 3 descritos anteriormente. Dado que la solicitud de conexión corresponde al nivel de tensión 2, únicamente se tomará en cuenta como generación del sistema de distribución el GD de EL GIRASOL. y en la figura (17) se presenta la curva de generación correspondiente a un día

de máxima producción del proyecto de autogeneración solar (IEEE, 1992).

Figura 17

Curva Generación GD el Girasol y Escenarios operativos



6.3.7 Resultados y Análisis Técnico

Se realiza el análisis del comportamiento estacionario del sistema eléctrico mediante simulaciones de flujo de carga con el fin de obtener las siguientes variables operativas de los elementos: potencia activa, potencia reactiva, cargabilidad y tensión.

Lo anterior se realiza para los escenarios operativos descritos anteriormente. Con el análisis de las variables calculadas en los flujos de carga, se pretende cuantificar el impacto que representa sobre el sistema la entrada en operación de la planta fotovoltaica, en cuanto a cargabilidad de los activos y aumento o reducción de pérdidas de energía.

Asimismo, se pretende evaluar las consideraciones técnicas que debe cumplir el proyecto para su conexión. Teniendo en cuenta los límites establecidos en el Código de Redes Colombiano (CREG 025 de 1995), con la entrada en operación del proyecto no se debe presentar ningún tipo de sobrecargas durante la operación normal del sistema. Adicionalmente, bajo condiciones de contingencia (n-1), no se deben superar los límites de emergencia declarados para cada uno de los activos (CREG, 1995).

Dentro de los análisis de flujo de carga realizados, para cada uno de los escenarios operativos propuestos y las horas de demanda especificadas anteriormente, se evalúan las siguientes condiciones operativas del sistema:

- **Condición Normal de Operación.**
- **Contingencia (N-1):** tramo de red de media tensión con código 76042498.
- **Contingencia (N-1):** carga asociada al punto de conexión con código 65015695.

En cuanto a condiciones operativas, la tensión del sistema debe permanecer dentro de los límites establecidos por la regulación actual (0.9 – 1.1 p.u)(CREG, 1995), tanto en condición de operación normal como ante condiciones de contingencia (n-1) .

De los análisis Anexo 3 (Estudio de conexión Simplificado) se indica que:

- Las tensiones del circuito continúan operando dentro de los límites admisibles por la regulación, aún con el parque de generación en análisis operando.
- En condición normal de operación se observó que para los escenarios 2 y 3 hubo una disminución en la cargabilidad de algunos elementos del sistema de distribución.
- Ante la falla de algún tramo de red existente entre la subestación La Loma del Bálsamo y el nodo 71492, ocasionará que la demanda y la generación conectada aguas abajo del punto en falla queden fuera de servicio y la generación atrapada, según el caso; por consiguiente, condición que es de conocimiento propio del promotor y por ende el costo de no exportación no será asumido por el OR.
- De igual manera, ante la salida de cualquier elemento entre los pares de nodos 860249 – 734820, 734820 - 735053, producirá demanda no atendida y generación atrapada por parte del generador distribuido ECS el GIRASOL.
- Ante la falla del tramo de línea 76042498, se observó que el GD podrá seguir funcionando sin inconvenientes, aun cuando se pierda parte de la carga del circuito La Loma del Bálsamo, que es lo que se busca corroborar con esta falla.

Se realiza el análisis de cortocircuito del sistema eléctrico mediante simulaciones de flujo de carga, teniendo en cuenta la metodología recomendada por la Norma IEC-60909, con el

fin de revisar la seguridad del sistema en materia de niveles de aislamientos de los equipos, ante la entrada en operación del proyecto. Los análisis se realizan para fallas trifásicas sin impedancia de falla y fallas monofásicas francas a tierra [Zapata Castrillón \(2011\)](#).

Las consideraciones técnicas del presente estudio representan las condiciones más críticas para el cálculo de cortocircuito y resultados con un alto margen de seguridad a nivel de planeamiento.

- El nivel de cortocircuito en subestaciones existentes empieza a ser crítico cuando supera el 90 % de la capacidad interruptiva de diseño de los equipos.
- Tensión de prefalla de 110 % (1.10 p.u.).
- Los resultados obtenidos sirven de base para la selección y/o diseño de los equipos que integrarán el sistema del nuevo parque fotovoltaico.

Los resultados de los cálculos de cortocircuito se presentan en el Anexo 3 y contienen, para cada falla, el valor de la corriente simétrica inicial de cortocircuito (I_k''), así como la potencia aparente inicial simétrica (S_k'').

En la Tabla 7 y 8, se pueden observar los resultados de cortocircuito trifásico y monofásico más críticos que pueden preverse con la integración del proyecto de Generación Distribuida El Girasol, el cual realiza un aporte de 0,4929705 MVA ([IEC-6090, 2001](#)).

Tabla 7

Cortocircuito 3F y 1F. Barra La Loma del Bálsamo 13.8 kV

ESCENARIO	Valor	SIN PROYECTO	CON PROYECTO
ESCENARIO 2 - 2023	I_k'' Trifásico [kA]	1,0600	1,0820
	I_k'' Monofásico [kA]	1,0780	1,1000
ESCENARIO 3 - 2023	I_k'' Trifásico [kA]	1,0600	1,0820
	I_k'' Monofásico [kA]	1,0780	1,1000

Se observa que los niveles de cortocircuito en el sistema, bajo condiciones normales de operación, se mantienen por debajo de la capacidad interruptiva de las barras. La incorporación de la generación de Las Mercedes no provoca cambios significativos en los valores de cortocircuito, dado que la contribución de corto del parque es mínima.

Tabla 8

Cortocircuito 3F y 1F. Punto de Conexión

ESCENARIO	Valor	SIN PROYECTO	CON PROYECTO
ESCENARIO 2 - 2023	Ik" Trifásico [kA]	0,4720	0,4940
	Ik" Monofásico [kA]	0,3790	0,3960
ESCENARIO 3 - 2023	Ik" Trifásico [kA]	0,4720	0,4940
	Ik" Monofásico [kA]	0,3790	0,3960

6.3.8 Análisis para evitar el funcionamiento en Isla

Funcionamiento en Isla

De acuerdo con lo establecido en la circular CREG 21 de 2022, el funcionamiento en isla se define como la posible alimentación temporal del sistema de generación a usuarios en ausencia de la red principal. Para verificar este comportamiento, existe un riesgo de funcionamiento en isla cuando se cumple la siguiente relación:

$$\left(\sum_{i=1}^N P_{maxgi} \right) + P_{gnuevo} \geq P_{mindem} \quad (2)$$

Ecuación 2. Análisis de funcionamiento en Isla. Fuente: Circular CREG 21 de 2022

Donde:

- P_{maxgi} : Potencia instalada del generador i .
- P_{gnuevo} : Potencia máxima del generador a estudiar.
- P_{mindem} : Potencia de demanda mínima.

Aplicando la Ecuación 1, se tiene que:

$$\text{Año 2024: } 0 + 0,9 \text{ MW} \leq 6,14 \text{ MW}$$

Con base en los resultados anteriores, se indica que el generador distribuidor El Girasol no trabajará en modo isla. No obstante, el inversor cuenta con protección según la norma IEC

61727 de 2004, que incluye un procedimiento de prueba para prevenir la formación de islas en inversores fotovoltaicos interconectados a redes públicas. Además, tiene certificación de función activada para protección ANTI-ISLA de acuerdo con la UL 1741 [Zapata Castrillón \(2011\)](#).

Esto implica que este tipo de inversor se desconecta automáticamente de la red en el tiempo estipulado, si la frecuencia o el voltaje de la red exceden los límites establecidos en la normativa.

Este tipo de falla (de la red comercial) en generadores de potencia tipo fotovoltaica o generadores distribuidos puede originar el fenómeno de falla tipo isla. Esto representa un riesgo significativo cuando un arreglo de inyección de potencia está conectado en paralelo con la fuente de energía del operador comercial. Si el sistema comercial falla y el arreglo fotovoltaico continúa funcionando o inyectando, se crea un alto riesgo para equipos y personas, ya que se podría asumir que no hay potencia en el sistema, exponiendo así a un accidente debido a la energía eléctrica generada por el arreglo fotovoltaico.

El inversor está protegido contra este tipo de falla particular. Para que un inversor tipo inyección funcione, debe transformar potencia DC en AC y transmitirla, y esto requiere tener como condición obligatoria la referencia de frecuencia y voltaje del sistema comercial para sincronizarse. Si esta referencia no está presente, el inversor no operará.

Las normas aplicables ofrecen un amplio espectro de protección para el funcionamiento del inversor, blindándolo ante fallas de frecuencia y voltaje en la línea, así como aislamiento (DC+ y DC-) en el punto de conexión a la red. También incluye protección contra corriente residual y desconexión de la red mediante relés redundantes para garantizar la seguridad en caso de fallas en el sistema de la red comercial. El manual de los inversores incluye la protección tipo ROCOF, ajustable a los parámetros requeridos por la regulación actual.

6.3.9 Análisis de Conexión

El Generador Distribuido (GD) Girasol, con una capacidad de 900 kW, inyecta energía al sistema. Por ello, se llevaron a cabo análisis técnicos para evaluar su capacidad operativa tanto en condiciones normales como en situaciones de contingencia simples, en relación con el Sistema de Distribución Local (SDL) del circuito La Loma. Este estudio se centra en el año de operación proyectado para 2024, utilizando la capacidad nominal del GD en las simulaciones.

A continuación, se presentan las conclusiones más relevantes de los análisis realizados:

- El análisis de las tensiones en la barra indica que, incluso con la incorporación del Alternador Generador de Potencia Eléctrica (AGPE), las tensiones se mantienen dentro de los límites permitidos por la normativa vigente (0.9 – 1.1 pu).
- En términos de la capacidad del sistema para transportar la nueva generación del GD, se concluye que no se identifican restricciones operativas en el SDL asociado al circuito La Loma durante todo el horizonte de análisis.
- Respecto a la influencia sobre los niveles de cortocircuito, los resultados demuestran que la conexión del proyecto no genera un impacto significativo en los niveles de cortocircuito en la subestación Loma del Balsamo, por lo que no afecta los límites de capacidad interruptiva.

Considerando los diversos análisis presentados en este estudio de conexión, así como las directrices del Centro Nacional de Operación (CNO) en el Anexo 2 de la circular CREG 021 de 2022 y lo establecido en la CREG 174 de 2021, se concluye que el generador solar Girasol es técnicamente viable para su conexión, con una capacidad máxima de exportación de 900 kW a través del punto de conexión especificado en el informe.

6.4 Estudio de Coordinación de Protecciones

6.4.1 Objeto

El presente estudio tiene como objetivo principal llevar a cabo una verificación técnica del esquema de protecciones y su ajuste, con el fin de validar su conformidad con los requisitos técnicos normativos especificados en el acuerdo CNO 1862, la resolución CREG 148 de 2021 y el RETIE. De esta manera, se garantizará la robustez y confiabilidad del sistema de protección.

6.4.2 Alcance

El estudio tiene como objetivo presentar las directrices que guiarán el ajuste y la coordinación de las protecciones del Generador Distribuido en cuestión, lo que permitirá evaluar el impacto en el sistema de protecciones en la cabecera del circuito donde se conectará el generador distribuido Girasol, así como en su propio sistema eléctrico.

6.4.3 Descripción del proyecto

El proyecto de generación “El Girasol” tiene una capacidad nominal de 900 kW a nivel de inversores, lo cual es el valor que determina la potencia nominal del proyecto según la normativa vigente. No obstante, bajo condiciones ideales, cada inversor del proyecto podría alcanzar una inyección máxima al sistema de 990 kVA.

El sistema de generación está compuesto por tres (3) inversores HUAWAI SUN2000-330KTL-H1, que se conectan a una barra totalizadora de 1300 A (corriente alterna) y 800 V (corriente alterna), lo que permite posteriormente elevar la tensión mediante un transformador de 1,5 MVA con una relación de transformación de 0.8/13.8 kV, en configuración DYn5. Este transformador se conecta al sistema de media tensión del operador de la red.

Con el fin de evaluar el impacto del sistema y de acuerdo con la información proporcionada por el propietario del proyecto, se han definido las siguientes rutas de coordinación de protecciones:

Ruta 1: Inversor 1 - Punto de Conexión

- Breaker Inv 1: Tmax T5 Ekip E-LSIG
- Breaker Totalizador: Sace Emax E2.2 Ekip Dip
- Reconectador del parque
- Reconectador CTO R-4247
- Reconectador NOJA (cabecera del circuito)

Ruta 2: Servicios Auxiliares - Barra La Baranoa

- Breaker 1: 3VA1032-4ED32-0AA0
- Breaker TR-BT: Sace Tmax T1 TMD 50A
- Breaker Totalizador: Sace Emax E2.2 Ekip Dip
- Reconectador del parque
- Reconectador CTO R-4247

- Reconector NOJA (cabecera del circuito)

La Figura (18) presenta el diagrama unifilar donde se muestra la llegada del circuito Polonuevo, y la disposición general de la SE Baranoa. La Figura (16) presenta el diagrama unifilar del proyecto de generación El Girasol, donde se especifica la configuración de los arreglos de los paneles solares; de los inversores y de las líneas de transmisión correspondientes.

Figura 18

Diagrama Unifilar SE Baranoa

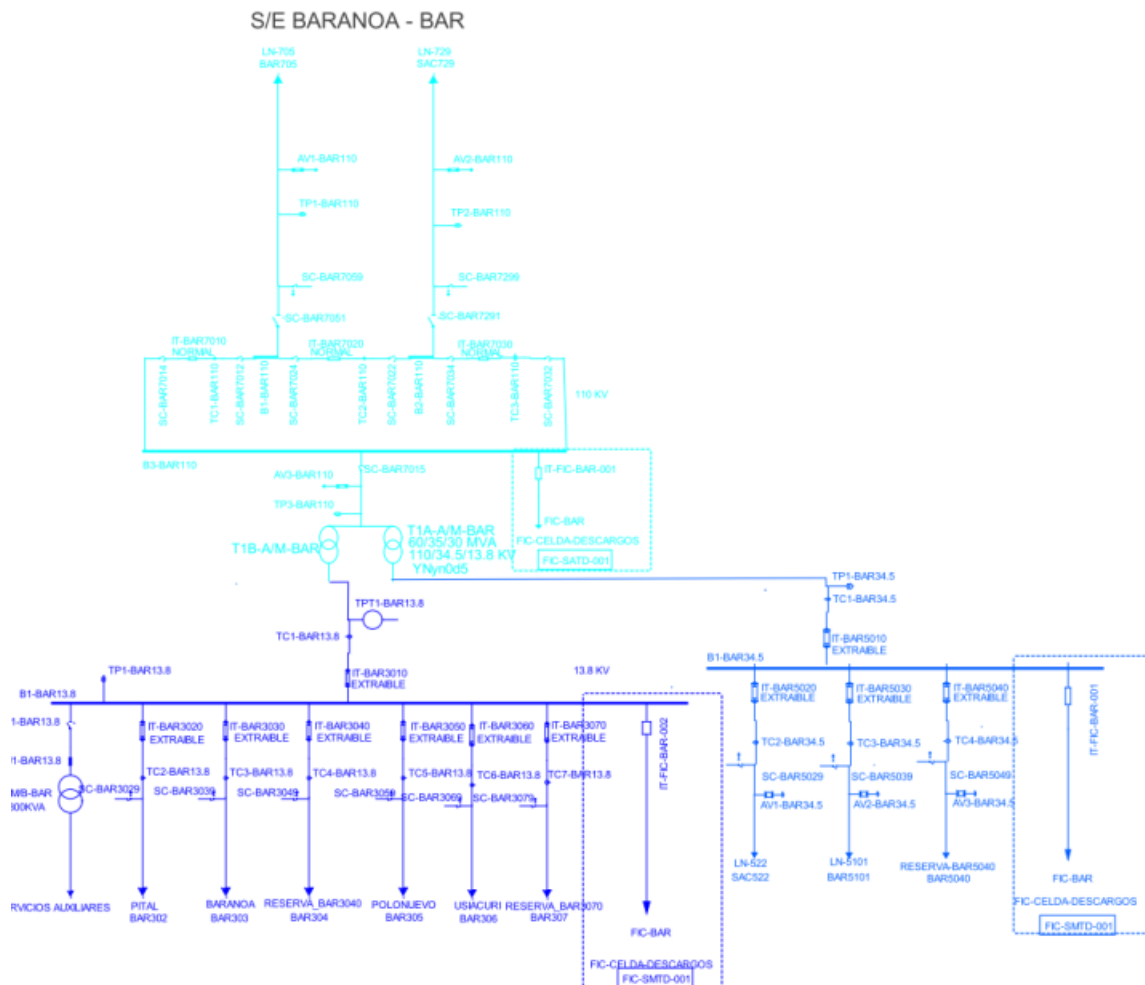
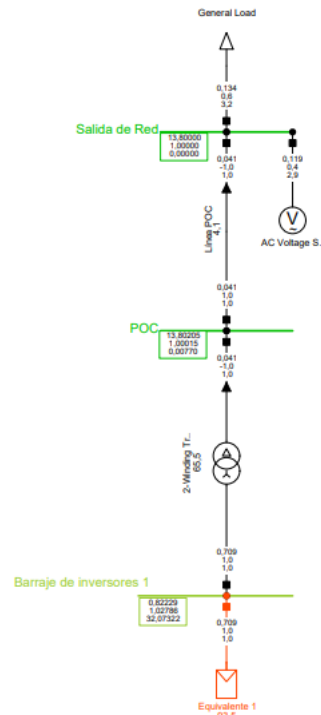


Diagrama unifilar tomado del plano S/E Baranoa suministrado por UPME-Air-E

Figura 19

Modelo de red



Modelo de red construido para el efecto de cortocircuito, flujo de carga y escenas de operación para estudio de la conexión

6.4.4 Ajustes de las protecciones en el reconectador asociado al punto de conexión (Reconectador NOJA OSM 15 800-310)

La conexión contará con un reconectador, el cual está equipado con protecciones de sobrecorriente y otras adicionales, tales como:

- ANSI 51/51N
- ANSI 50/50N
- ANSI 27/59
- ANSI 59N

- ANSI 81O/81U
- ANSI 25
- Anti-isla

A continuación, se presentan los ajustes.

Ajuste de la Función de Sobrecorriente de Fases de Tiempo Inverso (ANSI 51)

La respectiva función de Sobrecorriente de fases ANSI 51 se ajustará en el correspondiente reconectador y contará con los criterios descritos en el presente documento. A continuación, se presenta la corriente máxima esperada:

$$I_{\text{nominal}} = \frac{S \text{ [MVA]}}{\sqrt{3} \times V_l \text{ [kV]}} = \frac{0,99 \text{ [MVA]}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ [kV]}} = 41,41 \text{ [A]} \quad (3)$$

A partir de la potencia máxima de los equipos proyectados y con un margen del 20% para el respectivo cálculo de arranque de la corriente referida a la protección (CNO (2024)), se tiene:

$$I_{\text{pickup}} = \frac{S \text{ [MVA]}}{\sqrt{3} \times V_l \text{ [kV]}} \times 125 \% = \frac{0,99 \text{ [MVA]}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ [kV]}} \times 125 \% = 51,77 \text{ [A]} \quad (4)$$

Tabla 9

Ajuste y Criterio de la Función ANSI 51 en el Reconectador

FUNCIÓN	RCT	PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
ANSI 51	2500/1	$I_{\text{pickup}} = (125 \% \times I_{\text{rated}})$	51.77	A prim
	2500/1	$I_{\text{pickup}} = \frac{(125 \% \times I_{\text{rated}})}{\text{RCT}}$	0.0207	A sec

Ajuste de la función de sobrecorriente instantánea (ANSI 50)

Como valor mínimo la función de Sobrecorriente de fases ANSI 50 se ajustó con base en la corriente de cortocircuito mayor en el lado de baja, vista desde el devanado de alta para garantizar selectividad.

Tabla 10

Ajuste y Criterio de la Función ANSI 50 en el Reconectador

FUNCIÓN	RCT	PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
ANSI 50	2500/1	$I_{pickup} = I_{cc \max}$	500	A prim
	2500/1	$I_{pickup} = \frac{I_{cc \max}}{RCT}$	0.2	A sec

Ajuste de la función de sobrecorriente de tierra de tiempo inverso (ANSI 51N)

La función de sobrecorriente de tierra con tiempo definido ANSI 51N será configurada en el reconectador Noja, siguiendo los criterios establecidos en este documento. Para determinar el valor de disparo de la protección de sobrecorriente, se ha adoptado el siguiente criterio:

25 % de la corriente nominal de la línea

$$I_{nominal} = \frac{S \text{ [MVA]}}{\sqrt{3} \times [\text{kV}]} = \frac{0,99 \text{ [MVA]}}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ [kV]}} = 41,41 \text{ [A]} \quad (5)$$

$$I_{pickup} = 25 \% \times I_{nominal} = 25 \% \times 41,41 \text{ [A]} = 10,325 \text{ [A]} \quad (6)$$

Tabla 11

Ajuste y Criterio de la Función ANSI 51N en el Reconectador

FUNCIÓN	RCT	PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
ANSI 51N	2500/1	$I_{pickup} = (25 \% \times I_{rated})$	10.35	A prim
	2500/1	$I_{pickup} = \frac{(25 \% \times I_{rated})}{RCT}$	0.0041	A sec

Ajuste de la función de sobrecorriente instantánea (ANSI 50N)

Para mantener una correcta coordinación y selectividad entre las protecciones del circuito se habilita la 50N con los siguientes ajustes:

Protección de Baja tensión 27 Para la función de baja tensión ANSI 27, la cual

Tabla 12

Ajuste y Criterio de la Función ANSI 50N en el Reconectador

FUNCIÓN	RCT	PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
ANSI 50N	2500/1	Selectividad	300	A prim
	2500/1	Selectividad	0.12	A sec

será habilitada y configurada en el reconectador, se seleccionan los valores establecidos en el acuerdo 1862 del 2 de Agosto de 2024 (CNO (2024)).

Tabla 13

Parámetros para Determinar el Ajuste de la Protección de Baja Tensión (ANSI 27)

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Tensión de línea	13.8	kV
Transformador de tensión	13.8/√3: 115/√3	kV / V

Mediante la siguiente ecuación se determina el ajuste:

$$V_{\text{umbral}} = \frac{0,8 \text{ p. u.} \cdot V_{\text{linea}}}{\text{RPT}} = \frac{0,8 \text{ p. u.} \cdot 13,8}{\frac{13,8 \text{ kV}}{115 \text{ V}}} = 93 [\text{V sec}] \quad (7)$$

Se habilitará una segunda etapa en el punto de conexión con el fin de evitar sobretensiones mucho más rápidas y elevadas que puedan causar daños en los equipos.

$$V_{\text{umbral}} = \frac{0,6 \text{ p. u.} \cdot V_{\text{linea}}}{\text{RPT}} = \frac{0,6 \text{ p. u.} \cdot 13,8}{\frac{13,8 \text{ kV}}{115 \text{ V}}} = 69 [\text{V sec}] \quad (8)$$

Tabla 14

Ajuste de la función de protección de baja tensión (ANSI 27)

FUNCIÓN	ETAPA	CRITERIO	VALOR	UNIDAD
ANSI 27	1	$U_{\text{Valor Umbral}} = 0,8 [\text{p.u.}] \cdot U_{\text{Linea}}$	11040	V prim
	2	$U_{\text{Valor Umbral}} = 0,6 [\text{p.u.}] \cdot U_{\text{Linea}}$	8240	V prim

Protección por alta tensión (ANSI 59)

Para la función de sobretensión, ANSI 59, que será habilitada y configurada en el reconector, se emplearán los valores establecidos en el Acuerdo CNO 1862 de agosto de 2024.

Tabla 15

Parámetros para determinar el ajuste de la protección de alta tensión (ANSI 59)

Parámetro	Valor	Unidad
Tensión de línea	13.8	kV
Transformador de tensión	13.8/3: 115/3	kV/V

Mediante la siguiente ecuación se determina el ajuste:

$$V_{\text{umbral}} = \frac{1,15 \text{ p.u.} \cdot V_{\text{linea}}}{\text{RPT}} = \frac{0,15 \text{ p.u.} \cdot 13,8}{\frac{13,8 \text{ kV}}{115 \text{ V}}} = 132,25 \text{ [V sec]} \quad (9)$$

Se habilitará una segunda etapa en el punto de conexión con el fin de evitar sobretensiones mucho más rápidas y elevadas que puedan causar daños en los equipos.

$$V_{\text{umbral}} = \frac{1,25 \text{ p.u.} \cdot V_{\text{linea}}}{\text{RPT}} = \frac{1,25 \text{ p.u.} \cdot 13,8}{\frac{13,8 \text{ kV}}{115 \text{ V}}} = 143,75 \text{ [V sec]} \quad (10)$$

Tabla 16

Ajuste de la Función de Protección ANSI 59 con Implementación en el Reconector

FUNCIÓN	ETAPA	PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
ANSI 59	1	$U_{\text{valor umbral}} = 1,15 \text{ [p.u.]} \times U_{\text{linea}}$	15870	V prim
			2.5	Seg
ANSI 59	2	$U_{\text{valor umbral}} = 1,25 \text{ [p.u.]} \times U_{\text{linea}}$	17250	V prim
			0.5	Seg

Protección por Baja Frecuencia (ANSI 810/U)

Para el ajuste de esta protección se toman como referencia lo indicado en la resolución CREG 060 de 2019, cuyos requisitos para plantas fotovoltaicas se deben cumplir con los siguientes criterios:

- No debe tener disparo instantáneo para frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz.
- En el rango de 57.5 Hz y 58.5 Hz se puede ajustar un disparo con una temporización mínima de 15 segundos.
- Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no pueden ajustarse disparos por unidad.
- Para frecuencias superiores a 62 Hz y menores a 63 Hz puede ajustarse el disparo por sobre velocidad con una temporización mínima de 15 segundos.
- Para frecuencias superiores a 63 Hz puede ajustarse el disparo instantáneo de la unidad para protección de sobre velocidad.

Tabla 17

Ajuste de la Función de Protección ANSI 81O/U en Reconector Ubicado en el Punto de Conexión

FUNCIÓN	ETAPA	CRITERIO	VALOR	UNIDAD
ANSI 81U	1	CREG 148 de 2021	57	Hz
			0.2	Seg
ANSI 81O	2	CREG 148 de 2021	63	V prim
			0.2	Seg

Tabla 18

Ajuste de la Función de Protección ANSI 25 en el Reconector Ubicado en el Punto de Conexión

FUNCIÓN	ETAPA	CRITERIO	VALOR	UNIDAD
ANSI 25	1	Diferencia de Frecuencia $[\Delta F]$	0.1	Hz
		Diferencia de Tensión $[\Delta V]$	10 %	$V_{nominal}$
		Diferencia de Ángulo $[\Delta a]$	30°	Grados

Protección de Anti – Isla Tipo ROCOF (ANSI 81R)

El uso de un esquema de protección tipo intertrip se ve limitado debido a la configuración radial del circuito y la imposibilidad de transmitir una señal desde la subestación

Baranoa, debido a la considerable distancia entre el parque de generación y la subestación. En este contexto, se ha optado por implementar como protección principal anti-Isla un esquema de tipo ROCOF (frecuencia de cambio de la tasa de variación de la frecuencia). El resumen se muestra en la Tabla 19.

Tabla 19

Ajuste de la Función de Protección ANSI 81R en Reconectador Ubicado en el Punto de Conexión

FUNCIÓN	ETAPA	CRITERIO	VALOR	UNIDAD
ANSI 81R	1	Diferencia de Frecuencia $[\Delta F]$	2	Hz/s
		Tiempo de Disparo	150	ms

Ajuste de protección totalizador

Para el ajuste de la protección del totalizador se tiene la corriente máxima que se encuentra en el lado de baja del transformador y, siguiendo los criterios descritos en el presente documento, se muestra a continuación:

$$I_{\text{nominal}} = \frac{S [\text{MVA}]}{\sqrt{3} \times [\text{kV}]} = \frac{1,25 [\text{MVA}]}{\sqrt{3} \times 0,8 [\text{kV}]} = 902,109 [\text{A}] \quad (11)$$

$$I_{\text{pickup}} = 120 \% \times I_{\text{nominal}} = 120 \% \times 334,70 [\text{A}] = 1082,5 [\text{A}] \quad (12)$$

Por lo anterior, se seleccionó una protección de 1250 A.

Ajuste de protección de inversores

Para el ajuste de la protección de cada inversor se tuvo en cuenta la corriente máxima permitida por cada inversor según el datasheet, que corresponde con la corriente máxima calculada. Siguiendo los criterios descritos en el presente documento, se muestra a continuación:

$$I_{\text{nominal}} = \frac{S [\text{MVA}]}{\sqrt{3} \times [\text{kV}]} = \frac{330 [\text{kVA}]}{\sqrt{3} \times 0,8 [\text{kV}]} = 238,156 [\text{A}] \quad (13)$$

$$I_{\text{pickup}} = 120 \% \times I_{\text{nominal}} = 120 \% \times 238,156 \text{ [A]} = 285,788 \text{ [A]} \quad (14)$$

Por lo anterior, se seleccionó una protección de 320 A.

Ajuste de protección de iluminación exterior Para el ajuste de la protección de iluminación exterior 1 y 2, teniendo en cuenta la carga máxima permitida y siguiendo los criterios descritos en el presente documento, se muestra a continuación:

$$I_{\text{nominal}} = \frac{S \text{ [MVA]}}{\sqrt{3} \times \text{[kV]}} = \frac{5 \text{ [kVA]}}{\sqrt{3} \times 0,22 \text{ [kV]}} = 22,72 \text{ [A]} \quad (15)$$

$$I_{\text{pickup}} = 120 \% \times I_{\text{nominal}} = 120 \% \times 22,72 \text{ [A]} = 27,27 \text{ [A]} \quad (16)$$

Por lo anterior, se seleccionó una protección de 32 A.

Ajuste de protección de iluminación interior, iluminación de emergencia y tomacorriente

Para el ajuste de la protección de iluminación interior, iluminación de emergencia y tomacorriente, teniendo en cuenta la carga máxima permitida y siguiendo los criterios descritos en el presente documento, se muestra a continuación:

$$I_{\text{nominal}} = \frac{S \text{ [MVA]}}{\sqrt{3} \times \text{[kV]}} = \frac{3,5 \text{ [kVA]}}{\sqrt{3} \times 0,22 \text{ [kV]}} = 15,9 \text{ [A]} \quad (17)$$

$$I_{\text{pickup}} = 120 \% \times I_{\text{nominal}} = 120 \% \times 15,9 \text{ [A]} = 19,08 \text{ [A]} \quad (18)$$

Por lo anterior, se seleccionó una protección de 20 A

Ajuste de protección transformador de baja tensión

Para el ajuste de la protección de iluminación interior, iluminación de emergencia y tomacorriente, teniendo en cuenta la carga máxima permitida y siguiendo los criterios descritos en el presente documento, se muestra a continuación:

$$I_{\text{nominal}} = \frac{S [\text{MVA}]}{[\text{kV}]} = \frac{30 [\text{kVA}]}{0,8 [\text{kV}]} = 37,5 [\text{A}] \quad (19)$$

$$I_{\text{pickup}} = 120 \% \times I_{\text{nominal}} = 120 \% \times 37,5 [\text{A}] = 45 [\text{A}] \quad (20)$$

Por lo anterior, se seleccionó una protección de 50 A.

Protección de los inversores

La Tabla 20 presenta los ajustes que deben ser implementados en el control del inversor bajo el acuerdo 1862 del CNO.

Tabla 20

Ajuste de las protecciones a nivel del inversor e implementadas en el control del mismo

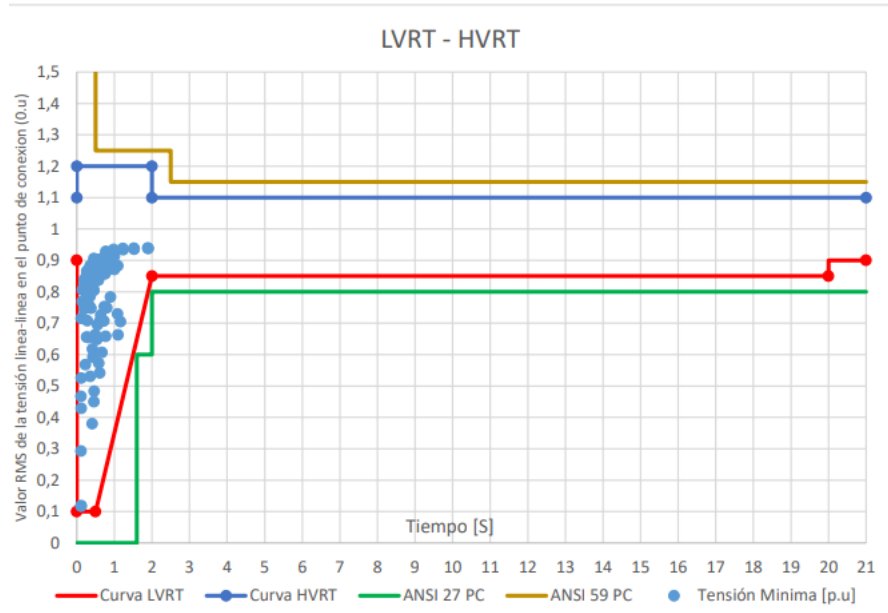
Función	Parámetro	Ajuste	Observaciones
ANSI 59	Etapa 1: OV Threshold 1 [V]	920	Acuerdo 1749. Recomendación de arranque de sobretensión
	Etapa 1: OV Time 1 [ms]	2650	Opera luego de las protecciones del punto de conexión (PPC)
	Etapa 2: OV Threshold 2 [V]	1000	Acuerdo 1749. Recomendación de arranque de sobretensión
	Etapa 2: OV Time 2 [ms]	650	Opera luego de las protecciones del punto de conexión (PPC)
ANSI 27	Etapa 1: UV Threshold 1 [V]	640	Acuerdo 1749. Recomendación de arranque de subtensión
	Etapa 1: UV Time 1 [ms]	2150	Opera luego de las protecciones del punto de conexión (PPC)
	Etapa 2: UV Threshold 2 [V]	480	Acuerdo 1749. Recomendación de arranque de subtensión
	Etapa 2: UV Time 2 [ms]	1650	Opera luego de las protecciones del punto de conexión (PPC)
ANSI 81U	Etapa 1: UF Threshold 1 [Hz]	57	Acuerdo 1749. Recomendación de arranque de baja frecuencia
	Etapa 1: UF Time [ms]	650	Opera luego de las protecciones del punto de conexión (PPC)
ANSI 81O	Etapa 1: OF Threshold 1 [Hz]	63	Acuerdo 1749. Recomendación de arranque de sobre frecuencia
	Etapa 1: OF Time [ms]	650	Opera luego de las protecciones del punto de conexión (PPC)
Anti-Isla	ROCOF	Sí	Acuerdo 1749. Recomendación de arranque de sobretensión

6.4.5 Curva HVRT y LVRT

Las curvas **HVRT** (High Voltage Ride Through) y **LVRT** (Low Voltage Ride Through) se refieren a la capacidad de un generador de mantenerse conectado a la red eléctrica durante fluctuaciones de voltaje mostrada en la figura (20).

Figura 20

Curva HVRT y LVRT



HVRT (High Voltage Ride Through)

HVRT describe la capacidad del generador solar para seguir operando cuando el voltaje de la red aumenta por encima de un umbral determinado, es decir, durante un **sobrecarga de voltaje**. Esto ayuda a evitar desconexiones innecesarias y contribuye a la estabilidad de la red.

- **Función:** Mantenerse operativo durante picos de sobrevoltaje (ej. 110-120% del voltaje nominal).

LVRT (Low Voltage Ride Through)

LVRT es la capacidad del generador para seguir funcionando durante una **caída de voltaje** en la red, como consecuencia de eventos como cortocircuitos o fallos transitorios.

- **Función:** Operar durante caídas de voltaje para ayudar a restaurar el equilibrio.

- **Normativas:** Los generadores deben mantenerse conectados durante caídas de voltaje por un tiempo específico(CNO (2024)).

7 Conclusiones

Ajuste y coordinación de protecciones: El ajuste y coordinación de las protecciones para los interruptores y reconectores, así como los reconectores ubicados en el recorrido hacia la subestación a la que se encuentra conectado el proyecto de generación solar fotovoltaica El girasol, permite garantizar el correcto desempeño en selectividad y sensibilidad, ante fallas en diferentes elementos del área de influencia.

Flujo de Carga: Se realizaron validaciones técnicas referentes a las cargabilidades de los elementos del área de influencia en estado estacionario. No se evidencian sobrecargas y ni problemas de tensión originados por la inclusión del proyecto. Por el contrario, mediante la introducción de este se reducen las cargabilidades de la troncal principal y se aumentan los perfiles de tensión de los nodos del circuito los cuales presentan problemas de subtensión en caso base.

Estudio de conexión; La desatención de la demanda presentada en las contingencias N-1 estudiadas corresponden a la naturaleza de la topología radial y no a la puesta en operación del proyecto. Del mismo modo se presenta escenario de generación atrapada.

Al realizar los flujos de carga bajo condiciones normales de operación en cada uno de los escenarios planteados, se concluye que el estado del sistema, en cuanto a las tensiones en las barras, los niveles de cargabilidad de los equipos y el cálculo de las pérdidas de potencia en las líneas que componen el SDL del operador de red Afinia, opera en condiciones normales, así como la conexión del sistema fotovoltaico al área de influencia. En síntesis, se concluye que se cumplen los criterios de calidad y seguridad definidos para el estado estacionario.

Con base en los resultados satisfactorios obtenidos, se considera viable la conexión del sistema solar fotovoltaico GD EL GIRASOL de 900 kWAC a la red de Afinia.

Referencias

- IEC-6090, I. S. (First edition 2001, -07*). “short-circuit currents in three phase ac systems, part 0: Calculation of currents. *Standard*, 01–12*. IEC.
- IEEE, S. . . (1992, -07*). Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems. *Standard*.
- Michele Oliosi, Bruno Wittmer, A. M. A. B.-B. P. S. (2023, Mayo-09*). *Revista*. 82(12), 01–12*. European Photovoltaic Solar Energy Conference.
- M^a de los angeles medina quesada y jesus de la casa hernandez. *Generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos conectados a red. = American Psychological Association, volume = , series = , address = , edition = 1, year = 2011, month = , note = , language = ,*.
- Nakamura, M., K. Yamaguchi, Y. Kimoto, Y. Yasaki, T. Kato, and H. Sugimoto (2019). *IEEE Journal of Photovoltaics*. 9(6), 1863–1867.
- Sultan Mohd, M. R., J. Johari, F. A. Ruslan, N. Abdul Razak, S. Ahmad, and A. S. Mohd Shah (2021). Analysis on parameter effect for solar radiation prediction modeling using nnarx. In *2021 IEEE International Conference on Automatic Control Intelligent Systems (I2CACIS)*, (pp. 69–74).
- WECC (2021, 02-Agosto). Generic photovoltaic system models for wecc - a status report. Informe 04, West Electricity Coordinating Council.
- Zaitsev, R., M. Kirichenko, G. Khrypunov, M. Khrypunov, D. Prokopenko, S. Radoguz, and K. Minakova (2019). Dependence of the thin film solar cells efficiency from operating temperature. In *2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*, (pp. 1–6).
- Zapata Castrillón, W. H. (2011). *Coordinación de protecciones en sistemas de distribución de energía : manual de referencia y fundamentos*. 9789585712614: Medellín (Antioquia, Colombia) : EPM, 2011.

Referencias Legales

CNO (2024). *Acuerdo CNO 1862*. Por el cual se actualizan los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN.

Colombia. Congreso de la República. (2014). *Ley 1715 de 2014 (mayo 13): Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*. Diario Oficial.

Colombia. CREG (2021). *RESOLUCIÓN 174 DE 2021: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional*. Diario Oficial No. 51.867 de 23 de noviembre de 2021.

Colombia. Ministerio de Minas y Energía (2024). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE*. Ministerio de Minas y Energía.

CREG (1995). *Resolución CREG 025 de 1995*. “Por las cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”. <https://bit.ly/4ih1r9B>,.

Anexos

Anexo 1. Reporte de Generación Fotovoltaica El Girasol

El Reporte de Generación Fotovoltaica **El Girasol** refiere un informe detallado que describe la producción de energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico en un período específico. Este reporte es una de las herramientas principales para evaluar el desempeño de la instalación solar. (PDF): <http://bit.ly/3VjDeFR>

Anexo 2. Diagrama Unifilar General

(PDF): <https://bit.ly/49dmZA1>

Anexo 3. Acuerdo CNO 1862

Acuerdo 1862 Por el cual se actualizan los requisitos de protecciones para la conexión de sistemas de generación en el SIN.

Referencia: <https://bit.ly/49jJ1Rp>

Anexo 4. CREG 174 de 2021

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

Referencia: <https://bit.ly/30zTwq1>