



Universidad
Nacional
de Loja

Universidad Nacional De Loja

Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales

No Renovables

Carrera de Ingeniería Electromecánica

Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica para el Bloque A2 de la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables de la Universidad Nacional de Loja

Trabajo de Titulación, previo a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico

AUTOR:

Pedro Jair Rivera Mendoza.

DIRECTOR:

Ing. Carlos Gustavo Samaniego Ojeda Mg, Sc.

Loja – Ecuador

2024

Certificación

Loja, 06 de marzo de 2024

Ing. Carlos Gustavo Samaniego Ojeda Mg, Sc.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CERTIFICO:

Que he revisado y orientado todo proceso de la elaboración del Trabajo de Titulación denominado: **Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica para el Bloque A2 de la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables de la Universidad Nacional de Loja**, previo a la obtención del título de **Ingeniero Electromecánico**, de la autoría del estudiante **Pedro Jair Rivera Mendoza**, con **cédula de identidad Nro. 1105375610**, , una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja, para el efecto, autorizo la presentación del mismo para su respectiva sustentación y defensa.



Firmado electrónicamente por:

CARLOS GUSTAVO

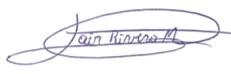
SAMANIEGO OJEDA

Ing. Carlos Gustavo Samaniego Ojeda Mg, Sc.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Autoría

Yo, **Pedro Jair Rivera Mendoza**, declaro ser el autor del presente Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos y acciones legales por el contenido del mismo. Adicionalmente, acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja la publicación de mi Trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional – Biblioteca Virtual.

Firma: 

Autor: Pedro Jair Rivera Mendoza

Cédula de identidad: 1105375610

Fecha: 30-07-2024

Correo electrónico: pjrivram@unl.edu.ec

Teléfono: 0986888556

Carta de autorización por parte del autor, para consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica del texto completo, del Trabajo de Titulación.

Yo Pedro **Jair Rivera Mendoza**, declaro ser autor del Trabajo de Titulación denominado: **Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica para el bloque A2 de la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables de la Universidad Nacional de Loja**, como requisito para optar por el título de **Ingeniero electromecánico**; autorizo al sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que con fines académicos muestre la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad. La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del Trabajo de Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, suscribo, en la ciudad de Loja, a los treinta días del mes de julio del dos mil veinticuatro.

Firma:



Autor: Pedro Jair Rivera Mendoza

Cédula de identidad: 1105375610

Fecha: 30-07-2024

Correo electrónico: pjrivram@unl.edu.ec

Teléfono: 0986888556

Dedicatoria

Dedico el presente trabajo al esfuerzo de mis padres Pedro y Fany, por haber dedicado gran parte de su vida para guiarme con el buen ejemplo, comprensión y apoyo en todo lo que me he propuesto.

A mis hermanos, Jeison Javier, Zoe Lisbeth y a mi sobrina Ema; por siempre brindarme su cariño, darme mucha confianza y nunca dejar de creer en mí.

A mis amigos y profesores, que siempre me han apoyado en cualquier situación y dudas que se han presentado en el lapso de la elaboración de la tesis; y aquellos que contribuyeron con un grano de arena durante todas las etapas de mi formación académica.

Pedro Jair Rivera Mendoza

Agradecimientos

Me gustaría agradecer a mis padres por su apoyo incondicional, gracias al cual pude culminar un logro más de mi vida. A todo el personal docente y administrativo de la carrera de Electromecánica de la Universidad Nacional de Loja, quienes supieron disipar todas mis dudas académicas compartiendo sus conocimientos y experiencias personales y profesionales.

Al ingeniero Carlos Samaniego, que siempre estuvo pendiente con su asesoramiento, conocimiento y experiencia, teniendo una actitud muy comedida para las revisiones y correcciones del Trabajo de Titulación.

Pedro Jair Rivera Mendoza

Índice de contenidos

Portada	i
Certificación	ii
Autoría	iii
Carta de autorización	iv
Dedicatoria	v
Agradecimientos	vi
Índice de contenidos	vii
Índice de tablas:	x
Índice de figuras:	xi
Índice de anexos	xiii
Simbología.....	xiv
1. Título	1
2. Resumen	2
Abstract.....	3
3. Introducción	4
4. Marco teórico	5
4.1 Capítulo I: Energía solar	5
4.1.1 Tipos de energía solar	5
4.1.2 Energía solar en el Ecuador.....	6
4.1.3 Radiación solar en la superficie de la Tierra.....	6
4.1.4 Tipos de radiaciones solar	7
4.1.5 Energía solar en la provincia de Loja.....	8
4.1.6 Sistemas fotovoltaicos instalados en la provincia de Loja.....	8
4.1.7 Energía eléctrica a partir de fuentes renovables en el Ecuador.....	10
4.2 Capítulo II: Sistemas fotovoltaicos.....	11
4.2.1 Sistemas fotovoltaicos aislado a la red	11
4.2.2 Sistemas fotovoltaicos conectados a la red	12
4.2.3 Componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a red.....	13
4.2.4 Análisis de sombras	16

4.3 Capítulo IV: Marco regulatorio de las Energía renovables.....	16
4.3.1 Regulación No. ARCERNNR 008/23.....	16
5. Metodología.....	19
5.1 Área de trabajo.....	19
5.2 Equipos y materiales	19
5.2.1 Equipos.....	19
5.2.2 Materiales.....	19
5.2.3 Recursos tecnológicos.....	20
5.2.4 Recursos humanos:	20
5.3 Procedimiento	20
5.4 Procesamiento y análisis de datos	21
5.4.1 Metodología para el dimensionamiento del SFCR	21
6. Resultados.....	35
6.1 Dimensionamiento del SFCR.....	35
6.1.1 Irradiación en función del lugar	35
6.1.2 Cálculos de Inclinación óptima.....	36
6.1.3 Demanda de la energía eléctrica diaria del Bloque A2.....	37
6.1.4 Determinación de la curva de carga diaria.....	37
6.1.5 Determinación de la relación consumos / radiación	38
6.1.6 Levantamiento 3D de la instalación.....	39
6.1.7 Número de paneles fotovoltaicos	39
6.1.8 Determinación del inversor.....	40
6.1.9 Área disponible	40
6.1.10 Número máximo de paneles en serie	41
6.1.11 Número mínimo de paneles en serie	41
6.1.12 Cantidad de paneles en paralelo.....	41
6.2 Simulación en software	53
6.2.1 Ajuste y selección del lugar de emplazamiento	53

6.2.2 Configuración del posicionamiento del sistema del generador fotovoltaico.	55
6.2.3 Selección de los inversores	56
6.2.4 Simulación de los conductores en corriente continua y corriente alterna.	57
6.2.5 Configuración de las protecciones en CC y CA.....	61
6.2.6 Producción mensual y anual del SFCR.....	65
6.2.7 Demanda vs Producción.....	65
6.2.8 Emisiones evitadas	67
6.3 Análisis comparativo con el software Solarius Pv.....	67
7. Discusión.....	68
8. Conclusiones.....	70
9. Recomendaciones	71
10. Bibliografía.....	72
11. Anexos.....	75

Índice de tablas:

Tabla 1. Energía renovable por tipo de fuente 2018.....	10
Tabla 2. Coordenadas geográficas del Bloque A2 de la FEIRNNR.	19
Tabla 3. Ángulos recomendados de inclinación para paneles solares	21
Tabla 4. Consumo mensual de energía, medidor N° 33614	22
Tabla 5. Valores de conductividad de cobre y aluminio para distintas temperaturas de operación.....	29
Tabla 6. Código de colores para conductores	29
Tabla 7. Irradiación diaria mensual en el lugar de emplazamiento	35
Tabla 8. Promedio mensual-diario del consumo energético del medidor N.33614.....	37
Tabla 9. Relación de Consumo/Radiación solar	38
Tabla 10. Área de construcción Bloque A2	40
Tabla 11. Cableado desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor	44
Tabla 12. Sección comercial desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor .	44
Tabla 13. Cableado del inversor al cuadro de protecciones alterna.....	45
Tabla 14. Cableado del cuadro de protección alterna al medidor	45
Tabla 15. Protecciones del SFV conectado a la red.....	47
Tabla 16. Energía diaria, mensual y anual generada por el sistema fotovoltaico.	49
Tabla 17. Balance neto de energía mensual.....	50
Tabla 18. Presupuesto Total de la instalación fotovoltaica.....	51
Tabla 19. Evaluación financiera del SFCR del Bloque A2.....	52
Tabla 20. Irradiación mensual considerando el coeficiente de sombras.....	54
Tabla 21. Configuración del arreglo fotovoltaico	56
Tabla 22. Balance neto considerando la energía del SFCR obtenida en el Software Solarius Pv.	66
Tabla 23. Análisis comparativo software Solarius Pv - Cálculo manual.....	67

Índice de figuras:

Figura 1. Mapa de Irradiación Solar Global Horizontal anual.	6
Figura 2. Tipos de radiación solar	7
Figura 3. Parque Solar Gonzanamá	8
Figura 4. Parque solar Sabiango-Macará.....	9
Figura 5. Parque solar la Era-Tambo.....	9
Figura 6. Parque solar Loja Energy	10
Figura 7. Esquema simple de un sistema fotovoltaico.....	11
Figura 8. Sistema fotovoltaico aislado.....	12
Figura 9. Instalación fotovoltaica conectada a la red.....	13
Figura 10. Elementos que conforman un panel fotovoltaico	14
Figura 11. Esquema inversor Dc-Ac.....	15
Figura 12. Edificio Bloque A2.....	19
Figura 13. Consumo eléctrico mensual de energía, medidor N° 33614	22
Figura 14. Monitor Emporia Vue: gen 2 trifásico	23
Figura 15. Conexión del monitor Emporia Vue	23
Figura 16. Parámetros que cabe considerar en el cálculo de la distancia entre filas de módulos solares.....	27
Figura 17. Tramos de línea en un SFCR.....	28
Figura 18. Esquema de protecciones en un sistema fotovoltaico conectado a la red.	30
Figura 19. Coordenadas geográficas Bloque A2	35
Figura 20. Promedio de irradiación solar.....	36
Figura 21. Ubicación geográfica del sitio de emplazamiento del diseño	36
Figura 22. Curva de carga de los días laborables Bloque A2	38
Figura 23. Curva de carga de los fines de semana del Bloque A2	38
Figura 24. Modelo 3D del Bloque A2.	39
Figura 25. Área disponible de la terraza del Bloque A2.....	40
Figura 26. Vista isométrica del generador FV conectado.....	42
Figura 27. Distancia entre filas verticales.....	43
Figura 28. Esquema del Cableado del SFCR.....	43
Figura 29. Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica conectada a la red.....	47
Figura 30. Esquema eléctrico de la instalación fotovoltaica conectada a la red.....	48
Figura 31. Irradiación solar en el Bloque A2 de la FEIRNNR.....	53
Figura 32. Sombreado en el lugar de emplazamiento.....	54

Figura 33. Bloque A2 exportada a Solarius Pv.....	55
Figura 34. Configuración del generador fotovoltaico.....	55
Figura 35. Selección de los módulos fotovoltaicos.	56
Figura 36. Selección del inversor	56
Figura 37. Configuración del generador fotovoltaico según cada MPPT del inversor.....	57
Figura 38. Dimensionamiento del conductor para los cuadros de C.C.1 y el primer ramal de módulos fotovoltaicos.....	57
Figura 39. Dimensionamiento del conductor para los cuadros de C.C.1 y el segundo ramal de módulos fotovoltaicos.....	58
Figura 40. Dimensionamiento del conductor para los cuadros de C.C.2 y el tercer ramal de módulos fotovoltaicos.....	58
Figura 41. Dimensionamiento del conductor para los cuadros de C.C.2 y el tercer ramal de módulos fotovoltaicos.....	59
Figura 42. Dimensionamiento del conductor del inversor 1	60
Figura 43. Dimensionamiento del conductor del inversor 1 al cuadro de C.A.1.....	60
Figura 44. Dimensionamiento del conductor del cuadro general al cuadro de C.A.1.	61
Figura 45. Protecciones de salida y entrada del cuadro general.	62
Figura 46. Protección a la salida de cada inversor.....	62
Figura 47. Protecciones del campo fotovoltaico.....	63
Figura 48. Diagrama unifilar con el software Solarius Pv.....	64
Figura 49. Producción mensual del sistema fotovoltaico.	65
Figura 50. Consumo mensual año 2022.....	65
Figura 51. Comparación de la energía consumida y generada correspondiente al año 2022. 66	
Figura 52. Emisiones evitadas	67
Figura 53. Resumen análisis financiero.....	67

Índice de anexos

Anexo 1. Datos técnicos del módulo fotovoltaico	75
Anexo 2. Inversor Fronius Symo 15, 0-3-M.....	77
Anexo 3. Datos técnicos del cable solar	80
Anexo 4. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red.....	90
Anexo 5. Esquema eléctrico del sistema fotovoltaico conectado a la red.	91
Anexo 6. Diagrama unifilar Software Solarius Pv	92

Simbología

φ : latitud del lugar

β : ángulo de inclinación.

E_{pcm} : Energía promedio de consumo mensual

C_t : Relación de consumos/Radiación

C_t : Consumo total de la instalación

R_d : Radiación disponible [KWh/m²/día]

N_p : número de paneles

C/R_{max} : mayor valor de relación consumo/radiación

P_p : potencia del panel seleccionado

A_n : área necesaria de emplazamiento (m²)

A_p : área del panel fotovoltaico a emplear (m²)

V_{ca} : voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico (V).

V_{mp} : voltaje pico del módulo fotovoltaico (V) en STC.

I_{string} : corriente de cortocircuito del módulo seleccionado

d : distancia mínima (m)

h : altura de los paneles respecto a la horizontal (m).

L : longitud de los paneles (m)

S : sección del conductor (mm²)

γ_θ : conductividad del conductor se debe tomar a la temperatura de servicio.

l : longitud de la línea (m)

I_n : corriente en cada tramo de conexión del sistema fotovoltaico (A)

$\Delta V\%$: caída de voltaje máxima permitido en porcentaje de la tensión de la línea (1.5 %)

V : voltaje de la línea (V)

Ec18

$V_{s_{oc}}$: voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico en la rama (V)

V_n : voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico en la rama (V)

E_d : energía diaria producida (kWh/día)

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (kWh/m²día)

$P_{Gmáx}$: potencia máxima o pico del generador fotovoltaico (kW)

PR: rendimiento energético de la instalación

F_{pl} : factor de planta.

$EF_{grid,cm}$: Factor de emisión de CO_2

E_a : Energía anual producida (kWh/año)

I_0 : inversión inicial

FC: flujo de caja

n: período de vida útil

k: tasa de descuento

VAN: valor actual neto

TIR: indicador de rentabilidades de proyectos o inversiones

B/C: beneficio/costo

PR: Plazo de recuperación

1. Título

Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica para el Bloque A2 de la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables de la Universidad Nacional de Loja

2. Resumen

El presente trabajo de titulación plantea una metodología para el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en el Ecuador en baja tensión (red pública), tomando en cuenta las consideraciones y restricciones establecidas en la Regulación ARCERNNR-008/23 expedida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables para la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica.

El objetivo principal es diseñar el sistema fotovoltaico conectado a la red de baja tensión de la EERSSA en función de la demanda, para ello se utilizó en el cálculo numérico la metodología del mes peor y para su simulación es necesario emplear el software Solarius PV y SketchUp que permite su diseño en 3D respectivamente.

El proyecto fotovoltaico propuesto cuenta con 51 paneles solares divididos en 4 ramales, 3 ramales 13 módulos en serie cada uno y un ramal de 12 módulos en serie, quedando una potencia total instalada de 28,05 kW, tiene una inversión de USD 28639.44 y produce anualmente 39488.41 kWh para abastecer la demanda de carga del Bloque A2 de la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales No Renovables.

En el capítulo V, se detalla el proceso metodológico para establecer la cantidad de paneles a utilizar, orientación e inclinación de los paneles, determinación de las protecciones eléctricas, dimensionamiento del cableado eléctrico y diseño del sistema fotovoltaico.

Posteriormente, se presenta el análisis económico y de rentabilidad de los elementos calculados, mismos que sirven para determinar la factibilidad de dicho sistema y desarrollar las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado.

Palabras clave: autoabastecimiento, fotovoltaico, potencia, demanda, orientación.

Abstract

This degree work proposes a methodology for designing a photovoltaic system connected to the electricity grid in Ecuador at low voltage (public grid) taking into account the considerations and restrictions established in Regulation ARCERNNR008/23 issued by the Agency for the Regulation and Control of Energy and Non-Renewable Natural Resources for distributed generation for consumers' self-supply of regulated electric power.

The main objective is to design the photovoltaic system connected to EERSSA's low-voltage grid according to demand. For this purpose, the worst month methodology was used in the numerical calculation and for its simulation, it is necessary to use the Solarius PV and SketchUp software, which allows its design in 3D respectively.

The proposed photovoltaic project has 51 solar panels divided into 4 branches: 3 branches with 13 modules in series each and one branch with 12 modules in series resulting in a total installed power of 28.05 kW. The investment amounts to USD 28,639.44. and it annually produces 39,488.41 kWh to supply the load demand of Block A2 of the Faculty of Energy, Industries and Non-Renewable Natural Resources.

Chapter V details the methodological process to establish the number of panels to be used, the orientation and inclination of the panels the determination of electrical protections, the sizing of electrical wiring, and the design of the photovoltaic system. Subsequently, the economic and profitability analysis of the calculated elements is presented. These analyses are, used to determine the feasibility of such a system and to develop the conclusions and recommendations of the work carried out.

Keywords: self-supply, photovoltaic, power, demand, orientation.

3. Introducción

La búsqueda de nuevas formas de generar energía aprovechando los recursos naturales renovables se presentó décadas atrás, pero era restringido por sus altos costos de implementación y el rendimiento de la producción, pero en la actualidad los sistemas fotovoltaicos han ganado popularidad como tecnología para la producción de electricidad mediante la captación de energía solar. Los sistemas fotovoltaicos han surgido como una respuesta eficaz y sostenible para un sin número de aplicaciones tales como la: electrificación de viviendas conectadas a la red o en viviendas aisladas, para el bombeo de agua solar, señalización de carreteras, alumbrado público, etc.

La generación fotovoltaica conectada a la red se ha convertido gradualmente en una alternativa viable en el esquema de generación distribuida, a tal punto de convertirse en una fuente energética competitiva frente a las tecnologías convencionales (Vera, 2021).

Por lo descrito anteriormente nace la idea del presente proyecto de investigación, diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red con el fin promover la independencia energética, reducir las emisiones de carbono y reducir los costos energéticos

El objetivo general de esta investigación es diseñar un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en el Bloque A2 de la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables de la Universidad Nacional de Loja. Los objetivos específicos son los siguientes:

- Determinar el recurso solar disponible en el lugar de emplazamiento.
- Establecer la curva de carga del Bloque A2 de la FEIRNNR.
- Dimensionar un sistema de generación de energía fotovoltaica conectado a la red eléctrica.

Con el desarrollo de este proyecto, se busca plantear un diseño que nos permita determinar la disposición de los paneles solares, la capacidad del inversor, el sistema de montaje y la elección de las conexiones eléctricas garantizando una eficiencia máxima y una instalación segura. Asimismo, se pretende impulsar el uso de energía solar fotovoltaica como una alternativa energética más limpia y sostenible.

4. Marco teórico

4.1 Capítulo I: Energía solar

La energía solar es aquella que se obtiene a partir del sol en forma de radiación electromagnética (luz, calor y rayos ultravioleta). Mediante la instalación de paneles solares o colectores, se puede utilizar para obtener energía térmica (sistema fototérmico) o para generar electricidad (sistema fotovoltaico).

Los avances tecnológicos han transformado la energía solar en una de las más eficientes y económicas de las energías renovables, ayudando a promover una economía verde, proteger el medio ambiente, promover el bienestar de las personas y garantizar el desarrollo sostenible de las empresas.

4.1.1 Tipos de energía solar

4.1.1.1 Energía solar fotovoltaica

Este tipo de energía solar funciona a través de un sistema fotovoltaico. Se trata de un sistema de generación de energía que utiliza módulos fotovoltaicos que pueden convertir directamente la luz solar en energía eléctrica. Los paneles solares contienen células fotovoltaicas, las mismas que cuando se exponen a la luz directa, se ionizan y liberan electrones, que interactúan para crear una corriente eléctrica.

4.1.1.2 Energía solar térmica

Los equipos de energía solar térmica utilizan captadores o colectores solares para transformar la radiación solar en calor. Estos colectores captan y almacenan la radiación solar para calentar el agua como sistemas de calefacción o agua caliente para uso residencial o industrial.

4.1.1.3 Energía solar pasiva

En el caso de la energía solar pasiva se aprovecha directamente la energía del sol por medio de materiales y soluciones constructivas, sin necesidad de tener que transformarla en otro tipo de energía, como hemos visto en los casos anteriores (que podríamos considerar activos). La tecnología solar pasiva es parte fundamental del ecodiseño y la arquitectura bioclimática, siendo su uso principal el calentamiento de los espacios habitables. La iluminación natural, ya sea directa o por medio de tubos de luz (con espejos en su interior), también puede considerarse como un ejemplo de aplicación pasiva de la energía solar (Repsol, 2023).

4.1.1.4 Energía solar híbrida

En este último caso se combina cualquiera de los tipos de energía solar que hemos visto anteriormente con otras energías renovables, para lograr así una mayor aportación energética.

Los sistemas híbridos fotovoltaicos y eólicos son los más utilizados en la actualidad el cual combinan paneles solares con aerogeneradores, aprovechando al máximo los recursos del sol y el viento.

4.1.2 Energía solar en el Ecuador

Ecuador es un país privilegiado gracias a su ubicación geográfica, tiene un gran potencial para la generación de energía solar, esto se debe a que el ángulo de incidencia de la luz solar es perpendicular a nuestra superficie durante todo el año, situación que no ocurre en otros lugares del planeta, donde el ángulo de incidencia de la luz solar varía acorde a los períodos del año.

La irradiación global horizontal anual sobre el Ecuador varía desde 2.8 kWh/m² a 6.4 kWh/m² como lo muestra la **Figura 1**. La mayor radiación solar estimada en el país se produce en la región de los Andes, debido a su altitud, lo que le permite recibir altos niveles de radiación solar durante todo el año (Inca Yajamín et al., 2023).

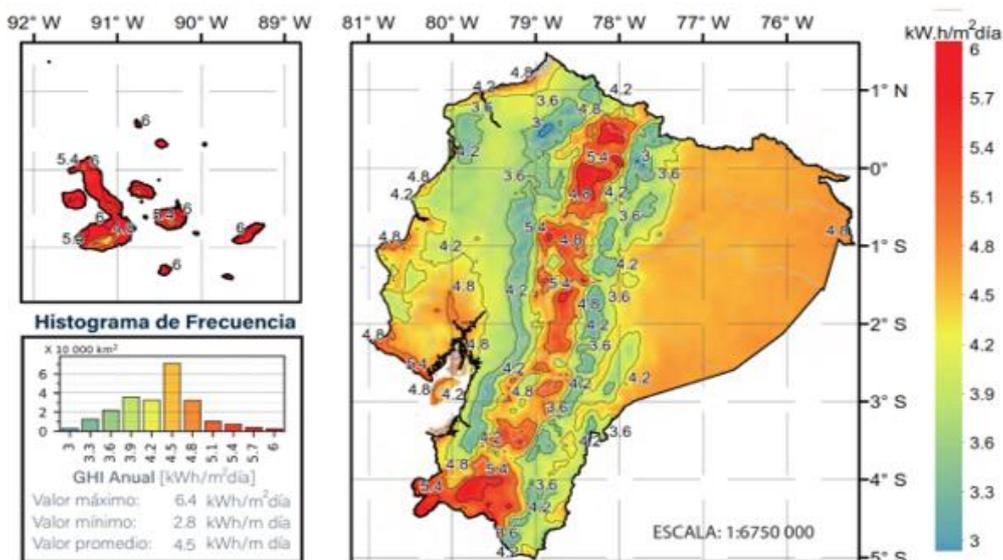


Figura 1. Mapa de Irradiación Solar Global Horizontal anual.

Nota. Extraído de (Vaca & Ordóñez, 2020)

4.1.3 Radiación solar en la superficie de la Tierra

La radiación solar que incide sobre la superficie de la tierra varía con la latitud geográfica, la época del año y la hora del día. Al atravesar la atmosfera terrestre, esta radiación puede ser absorbida o redireccionada. De forma general, el ozono es responsable de la absorción de la radiación ultravioleta y el vapor de agua y el dióxido de carbono de una parte

de la radiación visible e infrarroja. Por otra parte, los aerosoles y material particulado de la atmosfera son los principales responsables del direccionamiento de la radiación solar (Vaca & Ordóñez, 2020).

Para determinar la cantidad de radiación solar se tiene en cuenta dos magnitudes que corresponden a la energía de radiación y la potencia que llegan a una unidad de superficie, se denominan irradiancia e irradiación (Prado, 2023).

4.1.3.1 Irradiación

Integración o suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo, se mide en $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \text{ o } \frac{\text{MJ}}{\text{m}^2}\right]$.

4.1.3.2 Irradiancia

Potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de la radiación solar y su medida es en vatios por metro cuadrado (W/m^2).

4.1.4 Tipos de radiaciones solar

La radiación solar que llega a la superficie de la tierra se divide en: radiación directa, difusa y reflejada o albedo como lo muestra la **Figura 2**.

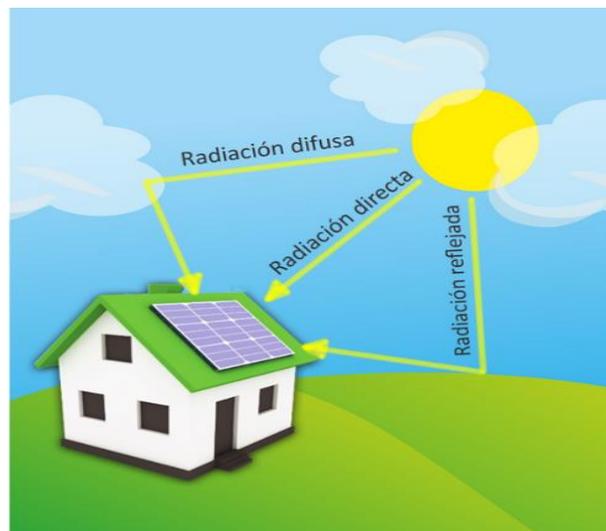


Figura 2. Tipos de radiación solar

Nota. Extraído de (HelioEsfera, 2020)

- Radiación directa: es la que proviene directamente del sol, y causa la principal de las sombras que producen los objetos.
- Radiación difusa: incide sobre la superficie terrestre y en su paso a la superficie se topa con nubes y esta se refleja y cambia de dirección. Esta componente toma valores de entre 15% de la radiación total en los días más soleados, y va aumentando a medida que es cielo está más nublado.

- Albedo o radiación reflejada: es la que proviene de la reflexión de la superficie terrestre.

La suma de las tres irradiancias da lugar a la irradiancia solar global o constante solar.

4.1.5 Energía solar en la provincia de Loja

La provincia de Loja es privilegiada ya que presenta un valor de 5.4 kWh/m²día de irradiación solar según el Mapa solar del Ecuador 2019 cuyo recurso están aprovechando el con la producción de electricidad a través de paneles fotovoltaicos.

4.1.6 Sistemas fotovoltaicos instalados en la provincia de Loja

4.1.6.1 Parque solar Gonzanamá

Está situada al norte de Pailas Rotas, y al suroeste del Cementerio del cantón Gonzanamá, operando desde octubre del 2014, esta planta brinda una potencia de 2MW, distribuidas en dos plantas fotovoltaicas: GONZAENERGY S.A y San Pedro Solar S.A.



Figura 3. Parque Solar Gonzanamá

Nota. Extraído de (Sun Conservation S.A)

4.1.6.2 Parque solar Sabiango

Planta Solar Sabiango es un generador eléctrico ubicada cerca del pico Cerro Shinshe y del río Quebrada Grande en Sabiango (La Capilla), cantón Macará creada en el año 2014 y operada por Sabiango Solar S.A. brindando una potencia de 1MW.



Figura 4. Parque solar Sabiango-Macará
Nota. Extraído de (Sun Conservation S.A)

4.1.6.1 Parque solar la Era

El parque solar la Era es un generador eléctrico ubicado en El Tambo, cantón Catamayo operado por Renova Loja S.A y Surenergy S.A puesta en operación desde el año 2014 cuya planta de energía solar produce una potencia de 2MW.



Figura 5. Parque solar la Era-Tambo
Nota. Extraído de (Solartia, 2018)

4.1.6.2 Planta solar Loja Energy

Es un generador eléctrico operada por Loja Energy S.A ubicado en San Pedro De La Bendita, Cantón Catamayo con una instalación de 0.99 MW nominal con una medida general realizada en media tensión. Las placas se han distribuido en dos localizaciones próximas; siendo la potencia fotovoltaica DC total instalada de 1.163.610 Wp.

La instalación se ha distribuido mediante 36 inversores solares con una potencia nominal de 27,6 kW, en estructura fija y con un ángulo de inclinación de 5° y un azimut de 180° (hacia el norte). Así mismo cada inversor solar consta de un conjunto de series de módulos solares. Finalmente, toda la potencia generada por los equipos se conduce hasta el centro de transformación donde se eleva la tensión al valor requerido para la red donde se conecta (13,8 kV).



Figura 6. Parque solar Loja Energy

Nota. Extraído de (Sun Conservation S.A)

4.1.7 *Energía eléctrica a partir de fuentes renovables en el Ecuador*

La utilización de energías renovables en el sector eléctrico ecuatoriano constituye en una sustitución progresiva de combustibles con el fin de minimizar la emisión de gases de efecto invernadero y los contaminantes comunes del aire los cuales generan un alto impacto ambiental. En la **Tabla 1** se muestra la energía producida por las energías renovables del año 2018.

Tabla 1.

Energía renovable por tipo de fuente 2018

Tipo de energía	Tipo de Central	Energía producida	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	20696.12	97.43
	Térmica Biomasa	382.44	1.80
	Eólica	80.26	0.38
	Térmica Biogás	45.52	0.21
	Fotovoltaica	37.99	0.18
Total Renovable		21242.33	100.00

Nota. Extraído de (MERNNR, 2019)

Para el periodo analizado, la mayor proporción de energía generada representa la generación hidroeléctrica con el 97,43%, existiendo una alta dependencia de los recursos hídricos. También hay que señalar que entre los años 2013 al 2015 se implementaron proyectos de energía eólica y fotovoltaica, los cuales se encuentran actualmente en operación.

En los últimos años en Ecuador se han ejecutado proyectos emblemáticos que tienen el objetivo de generar energía renovable aprovechando la fuente de energía del agua con responsabilidad social, lo cual implica un gran avance productivo y energético a nivel nacional. La meta a mediano y largo plazo es obtener autonomía energética, reducir las emisiones de CO₂, sustituir la importación de energía y generar empleo.

4.2 Capítulo II: Sistemas fotovoltaicos

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de equipos construidos e integrados que sirven para captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en energía eléctrica. La estructura básica de un sistema fotovoltaico (**Figura 7**) está integrada por:

- Panel solar.
- Banco de baterías.
- Controlador de carga.
- Inversor o convertidor de corriente directa a corriente alterna.

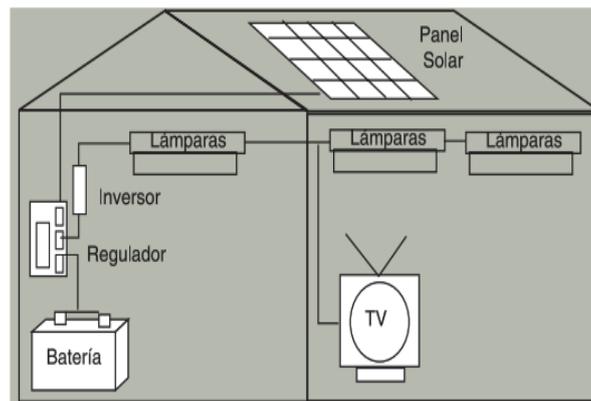


Figura 7. Esquema simple de un sistema fotovoltaico.

Nota. Extraído de (Biomass Users Network, 2002)

En instalaciones pequeñas de generación fotovoltaica, es común emplear fusibles como medida de protección para los equipos antes mencionados. Sin embargo, en instalaciones medianas y grandes, se requiere implementar sistemas de protección más sofisticados. Además, es necesario incorporar sistemas de medición y control de la carga eléctrica generada.

4.2.1 Sistemas fotovoltaicos aislado a la red

Un sistema fotovoltaico aislado o autónomo es un sistema auto abastecedor, ya que aprovecha la irradiación solar para generar la energía eléctrica necesaria en el suministro de

una instalación (vivienda, pozo, sistema de riego, sistema de telecomunicación, etc.) (Rivas, 2015).

En la **Figura 8**, se muestra un sistema fotovoltaico aislado, la cual transforma la energía solar en energía eléctrica, cuya energía es almacenada por medio de bancos de baterías con el fin de abastecer el consumo de la vivienda en cualquier instante.

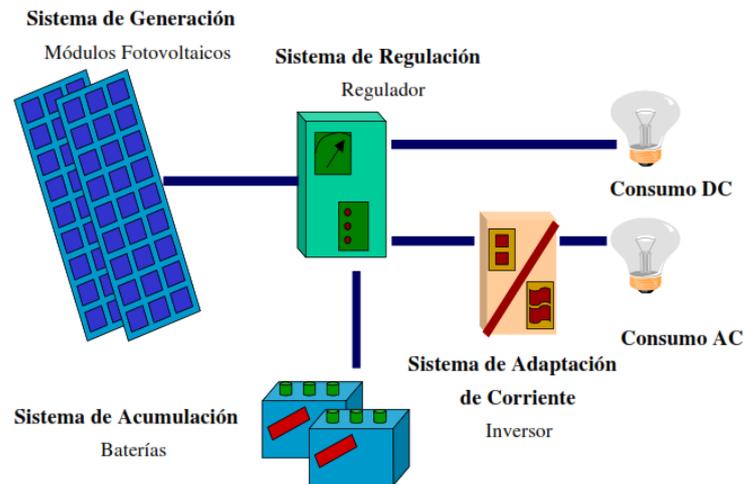


Figura 8. Sistema fotovoltaico aislado.

Nota. Extraído de (Aguilera et al., 2011)

4.2.2 *Sistemas fotovoltaicos conectados a la red*

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR) son una alternativa en el futuro de las energías renovables. En este tipo de sistemas, la energía generada no se almacena, sino que se provee directamente a la red eléctrica convencional por lo cual se elimina el subsistema de acumulación, formado por batería y el regulador de carga, y por otra se necesita de un equipo especial para adaptar la energía producida por los paneles a la energía de la red como lo muestra la **Figura 9**.

Los SFCR diversifican la producción de electricidad, y lo más importante es que no contaminan y contribuyen a la disminución de gases de efecto invernadero (GEI), los sistemas solares utilizan recursos energéticos locales y evitan la dependencia del mercado exterior de petróleo y otras fuentes de energías contaminantes (Chura, 2020).

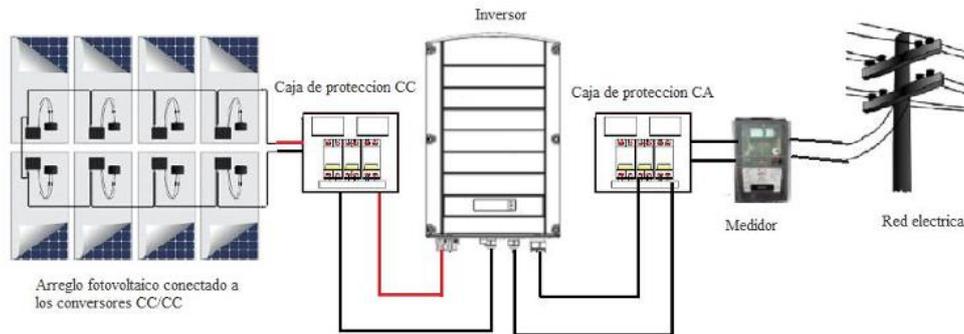


Figura 9. Instalación fotovoltaica conectada a la red.

Nota. Extraído de (Chávez et al., 2020)

4.2.3 Componentes principales de un sistema fotovoltaico conectado a red

Un sistema fotovoltaico conectado a la red está compuesto por un generador fotovoltaico, un inversor CC/CA y un conjunto de protecciones eléctricas para cada lado tanto para CC como para CA (Perpiñan, 2020).

4.2.3.1 Generador fotovoltaico

Un generador fotovoltaico es un conjunto de módulos fotovoltaicos conectados en serie y paralelo encargados de convertir la energía luminosa proveniente del sol en energía eléctrica.

4.2.3.1.1 Paneles Solares

El módulo solar, también conocido como panel o placa, es un dispositivo que capta la mayor cantidad de energía del sol a través de células o celdas solares para iniciar el proceso de transformación en energía sostenible.

Un panel solar está constituido por un conjunto de células de iguales características, conectadas eléctricamente. Dicha conexión puede ser en serie o en paralelo, de forma que la tensión y corriente se ajusten a los valores deseados. Normalmente los paneles están diseñados para trabajar con sistemas de baterías cuya tensión es múltiplo de 12 V, tiene dos bornes, uno positivo y otro negativo; sus dimensiones, número de células, tensión y potencia pico pueden variar de acuerdo a los distintos modelos y fabricantes (Vásquez et al., 2015). La **Figura 10** se indica los elementos que componen un módulo fotovoltaico y las capas que lo protegen del exterior.



Figura 10. Elementos que conforman un panel fotovoltaico

Nota. Extraído de (Romero, 2020)

4.2.3.1.2 Componentes de un módulo solar fotovoltaico

- **Marco de metal:** normalmente está fabricado de aluminio anodizado, permitiendo rigidez y estanqueidad al conjunto, además es el encargado de llevar los elementos de sujeción para el montaje del panel sobre la estructura de soporte.

- **Cubierta exterior de vidrio:** es de vidrio templado cuya función es permitir el paso máximo de la radiación solar y tener la capacidad de resistencia a las condiciones climatológicas más adversas.

- **Encapsulado:** formado de material de silicona o de EVA (etilen-vinil-acetato), encargado de unir y sellar las células solares con la cubierta de vidrio.

- **Células solares:** Las células de silicio son las más comunes y más utilizadas. El rendimiento de las células fotovoltaicas depende de la estructura tridimensional interna que tengan estas láminas de silicio.

- **Cubierta Posterior:** constituida normalmente a base de fluoruro de polivinilo (PVF), en ocasiones es de color claro lo que supone una ventaja ya que refleja la luz que ha pasado entre los intersticios de las celdas, haciendo que vuelvan a incidir hacia el recubrimiento exterior, el cual vuelve a reflejar la radiación y es absorbida por las células.

- **Caja de terminales:** se ubica en la parte posterior de la placa que incorpora los bornes normalizados para la conexión de los módulos como baterías, reguladores o carga directa de consumo que conforman el sistema completo de generación fotovoltaica.

- **Diodo de protección:** los diodos de protección instalados sirven para prevenir el consumo de energía cuando las células están dañadas o sombreadas.

4.2.3.2 Inversor

Es un dispositivo que transforma la corriente continua en corriente alterna e inyectarla a la red eléctrica, dispone de un control de tensión de la red, de la onda de salida, del sincronismo entre la señal generada y la de la red eléctrica, así como también dispositivos de

protección tanto para la red como para el sistema fotovoltaico. Los inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica son muy diferentes de los inversores de sistemas fotovoltaicos aislados (Chura, 2020).

Los inversores o convertidores CC/CA constan de un circuito electrónico realizado con transistores y tiristores, que trocea la corriente continua alternándola y creando una onda de forma cuadrada. Este tipo de onda puede ser ya utilizada después de haberla hecho pasar por un transformador que eleva la tensión, teniendo entonces los denominados convertidores de onda cuadrada, o bien si se filtra, obtener una forma de onda sinusoidal igual a la de la red eléctrica (Vásquez et al., 2015). Los inversores normalmente están compuestos por tres etapas como muestra la **Figura 11**, teniendo como resultado a la salida una forma de onda seno apropiada, para suplir la necesidad requerida

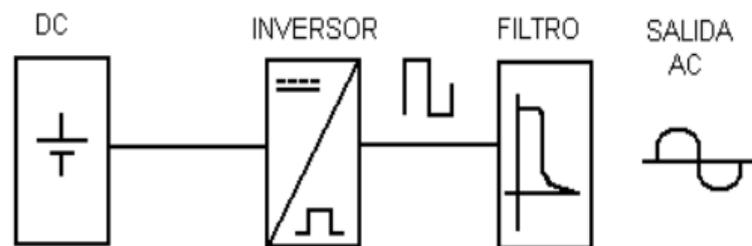


Figura 11. Esquema inversor Dc-Ac

Nota. Extraído de (Calvo, 2009)

Las especificaciones eléctricas fundamentales para cualquier instalación inversor fotovoltaico existentes en el mercado son:

- **Tensión Nominal:** Es la tensión que se debe aplicar a los terminales de entrada del inversor.
- **Potencia Nominal:** Es la potencia que puede suministrar el inversor de forma continuada.
- **Capacidad de sobrecarga:** Se refiere a la capacidad del inversor para suministrar una potencia considerablemente superior a la nominal, así como el tiempo que puede mantener esta situación.
- **Tensión de entrada de arranque:** Tensión de entrada a partir de la cual el inversor empieza a verter energía a la red.
- **Tensión máxima del MPP:** tensión máxima de seguimiento de máxima potencia.
- **Tensión mínima del MPP:** tensión mínima de seguimiento de máxima potencia.

- **Corriente máxima de entrada:** máxima corriente a la cual puede funcionar el inversor. Si el inversor tiene múltiples MPPT (seguimientos del punto de máxima potencia), $I_{ccm\acute{a}x}$ se relaciona con cada una de las entradas individuales.

- **Eficiencia (o rendimiento):** Es la relación, expresada en tanto por ciento, entre las potencias presentes a la salida y a la entrada del inversor. Su valor depende de las condiciones de carga del mismo, es decir de la potencia total de los aparatos de consumo alimentados por el inversor en relación con su potencia nominal.

4.2.3.2.1 Medidor bidireccional

El medidor bidireccional cuantifica la energía que se inyecta en la red (para su posterior remuneración) y mide el consumo del usuario en ausencia de radiación solar. El contador se ubica entre el inversor y la red de la Empresa Distribuidora (Potes, 2019a).

4.2.4 Análisis de sombras

El análisis de sombreado es uno de los pasos más importantes en la fase de diseño o análisis de un sistema de generación de energía solar. Es importante realizar un análisis de sombreado durante el estudio del sitio para evaluar todos y cada uno de los obstáculos, como accidentes geográficos, árboles o edificios, que podrían bloquear la luz solar (Vera, 2021). Mediante el estudio de sombra se determinará el coeficiente de sombreado que oscilen 0 y 1, y, entre más alto este valor menor es el sombreado ocasionado.

4.3 Capítulo IV: Marco regulatorio de las Energías renovables

Los consumidores regulados, los grandes consumidores y los consumos propios de los autogeneradores, previa calificación en los casos que corresponda, podrán instalar sistemas de generación distribuida para su autoabastecimiento, a partir del uso de energías renovables no convencionales (ERNC); los sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados, podrán inyectar excedentes a la red de distribución, los cuales serán vendidos o compensados bajo los esquemas que se establezcan en las regulaciones que la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (o quien haga sus veces) emita para el efecto.

4.3.1 Regulación No. ARCERNNR 008/23

«Marco normativo de la generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica»

- **Objetivo**

Establecer las disposiciones para la habilitación, instalación, conexión, operación, y mantenimiento de Sistemas de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA) de

Consumidores Regulados, y las disposiciones para la medición y facturación de la energía eléctrica de Consumidores Regulados con SGDA.

- **Alcance**

La presente Regulación aborda:

- La caracterización y dimensionamiento de un SGDA de Consumidores Regulados.
- Las modalidades de autoabastecimiento.
- El procedimiento para solicitar y obtener la Factibilidad de Conexión para Autoabastecimiento y el Certificado de Habilitación.
- Las condiciones para la instalación, conexión, operación y mantenimiento de un SGDA.
- La medición de energía eléctrica y determinación de la energía facturable para Consumidores Regulados con SGDA.

- **Caracterización de la generación distribuida para autoabastecimiento**

Un SGDA de Consumidores Regulados es aquel que cumple las siguientes condiciones:

- a) Su Potencia Nominal está limitada.
- b) Se conecta en sincronía a una red de distribución;
- c) Se encuentra ubicado dentro de la misma área de servicio en la que se encuentra sus consumidores.
- d) Permite el aprovechamiento de un recurso energético renovable no convencional que se encuentre disponible en el Área de Servicio de la Distribuidora.
- e) Abastece la demanda de uno o varios Consumidores Regulados, en los términos establecidos en la presente Regulación.
- f) Puede utilizar equipos para el almacenamiento de energía, los cuales deberán cargarse utilizando solamente la energía eléctrica producida por el SGDA.
- g) Es un activo de propiedad de uno o varios consumidores regulados, destinado para abastecer exclusivamente sus consumos.
- h) Causa impactos positivos a la red de distribución a la que se conecta, como: disminución de pérdidas de electricidad, mejora de perfiles de voltajes, disminución de la cargabilidad de equipos y componentes, entre otros beneficios.

- **Límite de la potencia nominal**

La Potencia Nominal de un SGDA está limitada de la siguiente manera:

- a) Si no hay inyección de energía eléctrica a una red de distribución, la Potencia Nominal de un SGDA estará limitada por la demanda de potencia máxima registrada del Consumidor

Regulado (asociado al SGDA), y por la capacidad de conexión aprobada por la Distribuidora. Para este caso, el Consumidor Regulado deberá implementar equipos de protección y control necesarios para impedir la inyección de energía eléctrica a la red de distribución.

b) Si hay inyección de energía eléctrica a una red de distribución, la Potencia Nominal de un SGDA estará limitada a 2 MW.

- **Dimensionamiento**

El dimensionamiento de un SGDA es de exclusiva responsabilidad de los Consumidores Regulados asociados a éste. La Potencia Nominal del SGDA será determinada sobre la base de un estudio técnico, con el fin de cubrir la demanda de energía eléctrica anual de uno o varios Consumidores Regulados. La producción anual de energía del SGDA deberá ser igual o menor que la demanda de energía anual de los Consumidores Regulados.

El dimensionamiento de un SGDA debe considerar lo siguiente:

a) Para Consumidores Regulados existentes, se podrá utilizar los consumos de energía de los últimos 24 meses, la proyección de demanda de energía durante la vida útil del SGDA, y, de ser el caso, los requerimientos de almacenamiento de energía.

b) Para nuevos Consumidores Regulados, sin registros históricos de consumo de energía, se podrá utilizar la proyección de demanda de energía durante la vida útil del SGDA, y, de ser el caso, los requerimientos de almacenamiento de energía (ARCERNNR-008/2023).

5. Metodología

5.1 Área de trabajo

El área de trabajo donde se lleva a cabo la investigación es el edificio Bloque A2 de la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables (FEIRNNR), de la Universidad Nacional de Loja ubicado a una altura 2140 metros sobre el nivel del mar. Las coordenadas del lugar de emplazamiento se describen en la siguiente **Tabla 2** y **Figura 12** respectivamente:

Tabla 2.

Coordenadas geográficas del Bloque A2 de la FEIRNNR

COORDENADAS	DECIMAL	GRADOS
Latitud	4.0297	4° 1'47" S
Longitud	79.1994	79°11'58" O

Nota. Extraído de Google Earth



Figura 12. Edificio Bloque A2

Nota. Extraído de (Google Maps, 2019)

5.2 Equipos y materiales

5.2.1 Equipos

- Laptop marca ACER modelo Predator Helios 300
- Smartphone

5.2.2 Materiales

- Cinta métrica Stanley
- Cuaderno de apuntes
- Calculadora científica
- Libros de energías renovables
- Catálogos de componentes de un SFV.

-Regulaciones y Normativas.

5.2.3 Recursos tecnológicos

- Excel
- Word
- Solaris Pv
- Geoportal EERSSA

5.2.4 Recursos humanos:

- Director de tesis
- Estudiante
- Asesores externos, entre otros.

5.3 Procedimiento

Para realizar el diseño del sistema de fotovoltaico conectado a la red, se llevó a cabo en varios procedimientos en función de cada objetivo planteado, con la finalidad de plantear un sistema viable.

Búsqueda de información. – En una primera instancia se recopiló datos e información de la base de datos del recurso renovable tomando en cuenta que existen una gran variedad de métodos para determinar la radiación solar en una zona específica.

Determinación del recurso solar. – tomando en cuenta el lugar de emplazamiento, utilizamos el software Solarius-PV el cual nos permite determinar la irradiación solar mediante coordenadas geográficas.

Establecer la curva de carga del Bloque A2 de la FEIRNNR. – Se implementó un equipo de medición de energía en el tablero principal del Bloque A2 para monitorear en tiempo real los consumos eléctricos, permitiendo obtener un registro cada 15min durante un período establecido los mismos que fueron procesados para establecer el modelo de la curva de carga del bloque A2.

Obtener el consumo mensual. – mediante la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA) se obtiene el registro histórico mensual del consumo eléctrico durante 2 años.

Dimensionamiento del sistema fotovoltaico. – para realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se utilizó el método del mes peor y para comprobar sus resultados también se diseñó mediante el software Solarius Pv.

5.4 Procesamiento y análisis de datos

5.4.1 Metodología para el dimensionamiento del SFCR

5.4.1.1 Recurso solar en el lugar de emplazamiento

Para determinar el recurso solar para el presente estudio, se utilizó el software Solarius-PV cuya información climatológica nos brinda mediante la base de datos de la Meteonorm 7.1, la cual ofrece datos meteorológicos interpolados de más de 8000 estaciones en todo el mundo para cualquier ubicación específica.

5.4.1.2 Inclinación Óptima

La inclinación de los paneles solares depende de varios factores, como la ubicación geográfica, el objetivo de la instalación y las condiciones específicas del sitio. La inclinación según Perpiñan (2020), debe ser tal que maximice la producción anual, de forma que estará comprendida entre la que prima la producción en los meses invernales y la que favorece la generación en verano.

Con respecto al ángulo de Inclinación (β) el punto del planeta donde la irradiación solar impacta perpendicularmente es el Ecuador, por esta razón no se deben inclinar los módulos, únicamente se los debe colocar de manera horizontal con vista al cielo (Villegas & Alcivar, 2020). Sin embargo, en la práctica se debe tomar en cuenta que, por factores ambientales como lluvia, polvo, ceniza, entre otros se recomienda inclinar los módulos levemente, por lo tanto, se selecciona el ángulo de inclinación tomando en cuenta los parámetros de latitud y longitud del lugar de emplazamiento según lo indica la **Tabla 3**.

Tabla 3.

Ángulos recomendados de inclinación para paneles solares

Latitud del lugar (en grados)	Ángulo de inclinación fijo
0° a 15°	15°
15° a 20°	La misma latitud
25° a 30°	Latitud más de 5°
30° a 35°	Latitud más de 10°
35° a 40°	Latitud más de 15°
40° o más	Latitud más de 20°

Nota. (Ramírez et al., 2016)

Cuando la inclinación del panel aumenta, se produce una pérdida angular al subir el nivel de panel FV, para calcular se aplica la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1.2 * 10^{-4} * (\beta - \varphi + 10)^2] \quad \text{Ec. (1)}$$

$$\text{para } \leq 15^\circ$$

Donde:

φ : latitud del lugar

β : ángulo de inclinación.

5.4.1.3 Consumo eléctrico

El historial del consumo eléctrico mensual del período enero 2021 – diciembre 2022, se obtuvieron de las facturas otorgadas por la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA), correspondiente al medidor N° 33614 ubicado en el Bloque A2. En la **Tabla 4** y la **Figura 13** se muestra la cantidad de energía eléctrica consumida.

Tabla 4.

Consumo mensual de energía, medidor N° 33614

Consumo energético (kWh)		
Mes	2021	2022
Enero	1763.58	2881.50
Febrero	1457.58	3193.62
Marzo	2071.62	4243.20
Abril	1762.56	3992.28
Mayo	2214.42	4847.04
Junio	2473.50	4193.22
Julio	2967.18	4897.02
Agosto	3102.84	4696.08
Septiembre	3453.72	4001.46
Octubre	3842.34	4309.50
Noviembre	4071.84	4839.90
Diciembre	3320.10	3610.80

Nota. Autor

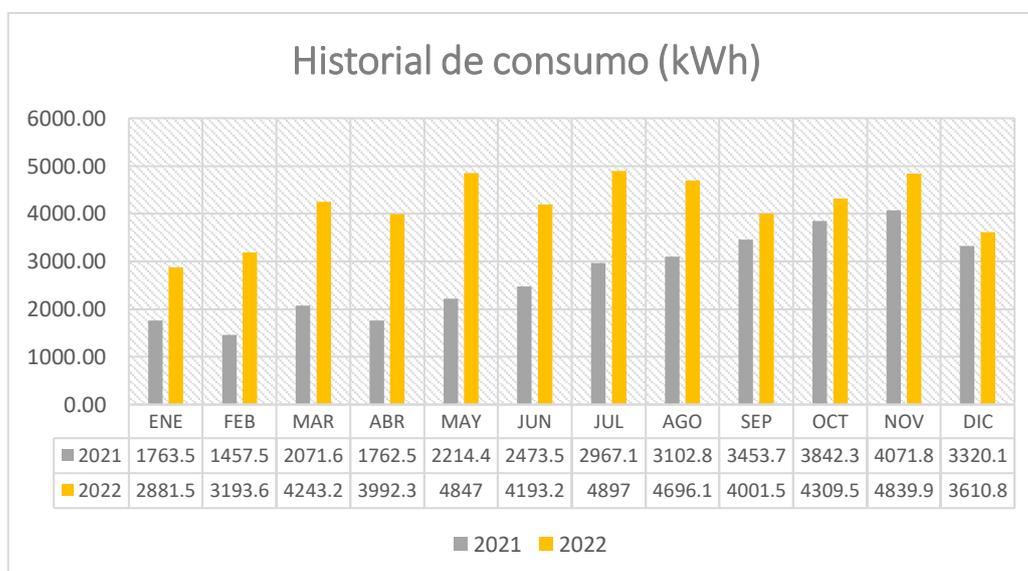


Figura 13. Consumo eléctrico mensual de energía, medidor N° 33614

Nota. Autor

Los consumos eléctricos varían dependiendo del período académico de cada año, el número de estudiantes y personal administrativo y las vacaciones que la universidad otorga.

5.4.1.4 Monitoreo de energía en tiempo real

Para la determinar la carga real se utilizó un monitor de energía trifásico marca EMPORIA (Figura 14), con los datos obtenidos se puede determinar el comportamiento del consumo eléctrico del Bloque A2 y determinar la curva diaria.



Figura 14. Monitor Emporia Vue: gen 2 trifásico

Nota. Extraído de (Emporia)

5.4.1.5 Instalación del monitor de energía

Antes de realizar las conexiones utilice siempre el equipo de protección personal adecuado y apague la tensión de los sistemas eléctricos, el Emporia Vue se instala en el tablero de distribución. A continuación, en la **Figura 15**, presentamos el diagrama de conexión en un sistema trifásico.

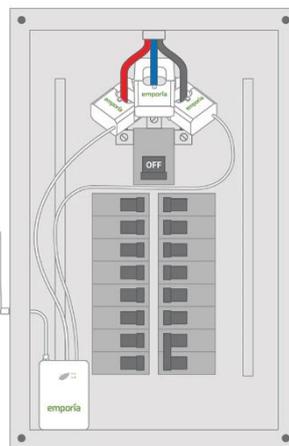


Figura 15. Conexión del monitor Emporia Vue

Nota. Extraído de (Emporia)

Los datos de energía en tiempo real requieren conexión a internet a través de wifi, los mismos que pueden ser observados mediante la aplicación Emporia Energy que debemos descargar en un teléfono móvil. Los sensores Vue proporcionan datos de 1 segundo y tienen una precisión de $\pm 2\%$. Los datos de 1 segundo se conservan durante 3 horas, los datos de 1 minuto se conservan 7 días y los datos de 1 hora se conservan indefinidamente.

5.4.1.6 Método del mes peor

La hipótesis básica según el método del mes peor, es la de abastecer en su totalidad las necesidades definidas en el mes de menor relación entre los consumos y la radiación. Este método se supone que, si la instalación es capaz de asegurar el suministro en el período en el cual la relación de la radiación disponible y el consumo de energía es más crítica, utilizando valores medios mensuales de radiación global y valores medios diarios de carga no habrá problemas en el suministro durante el resto del año.

Los valores medios diarios se calculan utilizando la siguiente expresión:

$$E_{\text{diario promedio}} = \frac{E_m}{30 \text{ días}} \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde:

E_m : Energía mensual del emplazamiento

5.4.1.7 Relación Consumo / Radiación

En este paso se relacionarán los consumos (en Wh/día) para cada uno de los meses del año que pueden ser variables en función de los equipos utilizados, con la radiación disponible.

La relación de consumos/radiación disponible (C/R) se calcula según:

$$C/R = \frac{C_t}{R_d} \quad \text{Ec. (3)}$$

Donde:

C/R: Relación de consumos/Radiación

C_t : Consumo total de la instalación (Wh/día)

R_d : Radiación disponible (KWh/m²/día)

Según (Bayod, 2009), el valor máximo de la relación consumo/radiación es coincidente con la potencia mínima de captación en condiciones STC para el sistema.

5.4.1.8 Cálculo del número de paneles fotovoltaicos

Previamente se elige el panel con el que se desean realizar los cálculos; para determinar el número de paneles (N_p), a partir de la potencia de captación del panel elegido (P_p), en

Wattios-pico (W_p), y del mayor valor de C/R se calcula el número de paneles necesario, utilizando la expresión usará el método de hora solar pico, teniendo en cuenta que la energía máxima demandada deberá estar expresada en ($Wh/día$), utilizando la expresión:

$$N_p = 1.1 \frac{C/R}{P_p} \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde:

N_p : número de paneles

C/R : valor mayor de la relación consumo/radiación

P_p : potencia del panel seleccionado

El factor 1,1 se aplica para compensar posibles pérdidas debidas a errores en la orientación, limpieza de los paneles, etc. Con las características del inversor y los paneles fotovoltaicos, se procede a llevar a cabo la disposición del arreglo fotovoltaico. Definiendo la cantidad de módulos en serie, paralelo y la distancia entre los mismos.

El área mínima que necesitamos en el lugar de emplazamiento es dada por la siguiente ecuación

$$A_{mín.n} = N_p * A_p \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde:

A_n : área necesaria de emplazamiento (m^2)

N_p : número de paneles

A_p : área del panel fotovoltaico a emplear (m^2)

5.4.1.9 Cantidad máxima de módulos en serie

El valor límite se determina en invierno, debido que a bajas temperaturas aumenta la tensión de los módulos. La máxima tensión que puede presentarse en el funcionamiento de generador FV, es la obtenida al hacer funcionar el sistema en circuito abierto (sin cargas) a bajas temperaturas, como en un día soleado de invierno. Dicha máxima tensión de salida del generador FV debe ser menor que la máxima tensión de entrada DC del inversor, pues con esta medida se protege el funcionamiento de este equipo. Teniendo en cuenta este aspecto, se puede determinar la cantidad máxima de módulos en serie a conectarse N_s máx, como el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión del circuito abierto del módulo así:

$$N_{s \text{ máx}} \leq \frac{V_{in \text{ max_inversor}}}{V_{ca} (T_c)} \quad \text{Ec. (6)}$$

En las hojas técnicas de los fabricantes de paneles se indica siempre la tensión en circuito abierto del módulo en condiciones STC y se encuentra también la información sobre la variación de tensión con la temperatura (coeficiente β) en porcentaje por cada aumento de grado centígrado respecto a 25 °C (%/°C), o en milivoltios por cada aumento de grado centígrado, mV/°C (Bayod, 2009).

De lo anterior se puede concluir que la tensión de circuito abierto se puede calcular a partir del valor de las condiciones STC [$V_{ca}(STC)$] de la siguiente forma:

$$V_{ca(Tc)} = \left(1 + \frac{\beta_{V_{ca}}}{100} \times (Tc - 25^\circ C) \right) \times V_{ca} \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde:

$\beta_{V_{ca}}$ coeficiente de temperatura de V_{ca} (%/°C)

Tc : temperatura de la célula °C

V_{ca} : voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico (V)

La temperatura de trabajo de la célula está relacionada con la temperatura ambiente y la irradiación y se puede obtener mediante la ecuación

$$Tc = Tamb + 1.25(NOCT - 20) \quad \text{Ec. (8)}$$

Donde:

$Tamb$: temperatura ambiente °C más cálida del lugar

$NOCT$: temperatura de operación nominal de la célula °C

5.4.1.10 Cantidad mínima de módulos en serie

La mínima cantidad de módulos conectados en serie en una cadena o string se determina por el cociente entre la tensión mínima de entrada del inversor en el punto de máxima potencia (PMP) y la tensión generada por el módulo en el punto de máxima potencia a la temperatura de operación. (Bayod, 2009).

La siguiente expresión determina el valor mínimo de la cantidad de módulos FV en serie:

$$N_{s \text{ mín}} \geq \frac{V_{in \text{ min_inversor}}}{V_{mp(Tc)}} \quad \text{Ec. (9)}$$

A través de la siguiente ecuación se puede determinar el valor de la tensión a la temperatura más alta de operación a partir del dato de la variación de tensión con la temperatura, β y del valor de tensión en el punto MP.

$$V_{mp(Tc)} = \left(1 + \frac{\beta}{100} \times (Tc - 25^\circ C) \right) \times V_{mp} \quad \text{Ec. (10)}$$

Donde:

β : coeficiente de temperatura de V_{oc} (%/°C)

T_c : temperatura de operación de la célula °C

V_{mp} : voltaje máximo de potencia en STC

Para determinar la temperatura de operación de la celda fotovoltaica se utiliza la **Ec. (8)**, considerando la temperatura más baja del lugar.

5.4.1.11 Determinación del número de paneles en paralelo

Según (Bayod, 2009), se debe verificar que la máxima cantidad de corriente entregada por el generador FV no sobrepase la máxima corriente de entrada del inversor. La cantidad de paneles en paralelo está determinada por el cociente entre la cantidad máxima permitida de corriente DC de entrada del inversor y la corriente máxima por string.

$$N_s \leq \frac{I_{in\ max_inversor}}{I_{sc}} \quad \text{Ec. (11)}$$

Donde:

I_{sc} : corriente de cortocircuito del módulo seleccionado

5.4.1.12 Distancia mínima

La distancia entre filas de los módulos solares depende de la altura del panel, una vez colocado en el soporte, y de la latitud del lugar donde se realiza la instalación. Los parámetros que se consideran en el cálculo de la distancia mínima entre los módulos fotovoltaicos son indicados en la **Figura 16**.

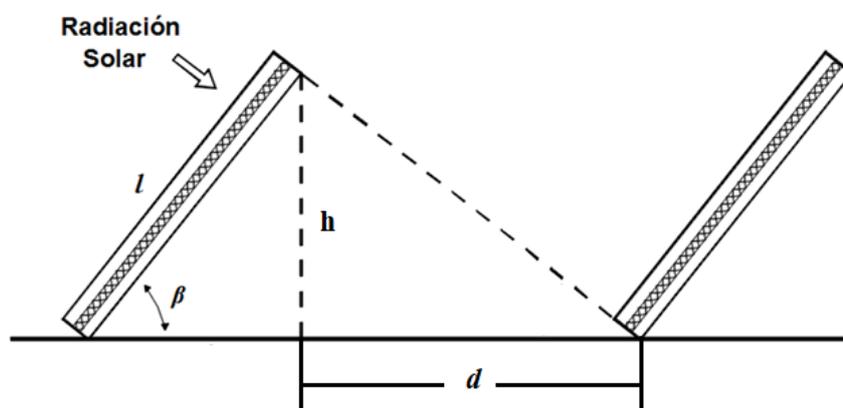


Figura 16. Parámetros que cabe considerar en el cálculo de la distancia entre filas de módulos solares.

Nota. Extraído de (Jomaux, 2015)

La distancia entre filas se calcula de la siguiente manera:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad \text{Ec. (12)}$$

Donde:

d: distancia mínima (m)

h: altura de los paneles respecto a la horizontal (m)

Para calcular la altura de los paneles respecto de la horizontal se hace un simple cálculo trigonométrico conocido el ángulo de inclinación de estos:

$$h = L \times \sin(\beta) \quad \text{Ec. (13)}$$

Donde:

L: longitud de los paneles (m)

β : ángulo de inclinación de los paneles ($^\circ$)

5.4.1.13 Dimensionado de los conductores del SFCR

Para el cálculo de la selección del conductor, se considera tramos de línea característicos de una instalación fotovoltaico conectada a la red (**Figura 17**).

- Tramo 1: conexionado de los módulos.
- Tramo 2: conexionado del generador fotovoltaico al inversor.
- Tramo 3: conexionado del inversor a la caja o cuadro de protecciones y medida.

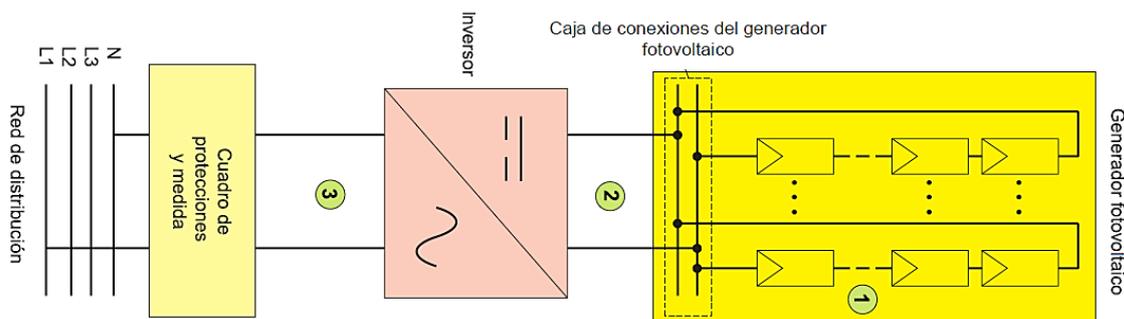


Figura 17. Tramos de línea en un SFCR

Nota. Extraído de (Castejon & Herranz, 2010)

En todos los tramos, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior 25 % de la máxima intensidad del generador y la caída de voltaje entre el generador y el punto de conexión a la red de distribución o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal (Castejon & Herranz, 2010).

$$I_n = 1.25(I_{sc}) \quad \text{Ec. (14)}$$

- **Tramos de corriente continua**

Se determina mediante la siguiente expresión:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times l \times I_n}{\Delta V\% \times V \times \gamma_\theta} \quad \text{Ec. (15)}$$

• **Tramos de corriente alterna**

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times l \times I_n \times \text{Cos } \theta}{\Delta V\% \times V \times \gamma_\theta} \quad \text{Ec. (16)}$$

Donde:

S: sección del conductor (mm²)

γ_θ : conductividad del conductor se debe tomar a la temperatura de servicio.

l: longitud de la línea (m)

I_n : corriente en cada tramo de conexión del sistema fotovoltaico (A)

$\Delta V\%$: caída de voltaje máxima permitido en porcentaje de la tensión de la línea (1.5 %)

V: voltaje de la línea (V)

Cos θ : factor de potencia de la carga al final de la línea

La conductividad del conductor se debe tomar a la temperatura de servicio del cable, para un caso habitual de aislamiento termoestable es a 90°, cuyo valor se puede ver en la **Tabla 5**.

Tabla 5.

Valores de conductividad de cobre y aluminio para distintas temperaturas de operación.

Material	γ_{20} (Sm/mm ²)	γ_{70} (Sm/mm ²)	γ_{90} (Sm/mm ²)
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28

Nota. (Bayod, 2009)

Según la Normativa ecuatoriana de construcción – Instalaciones eléctricas, los conductores de una canalización eléctrica deben utilizar el siguiente código (**Tabla 6**).

Tabla 6.

Código de colores para conductores

CÓDIGO DE COLORES	
CONDUCTOR	COLOR
Neutro	Blanco
Tierra	Verde, verde con franja amarilla
Fase	Rojo, azul, negro, amarillo o cualquier otro color diferente a neutro y tierra.

Nota. (NEC-Instalaciones eléctricas, 2018)

5.4.1.14 Aparatos de maniobra y protección

5.4.1.14.1 Interruptor termomagnético para cada rama del generador fotovoltaico

Según (Castejon & Herranz, 2010) los interruptores termomagnéticos deben ser específicos para corriente continua:

$$I_n \geq 1.25 \times I_{sc} \quad \text{Ec. (17)}$$

$$V_{oc\ GF} = N_p \times V_{ca} \quad \text{Ec. (18)}$$

$$V_n \geq V_{oc\ GF} \quad \text{Ec. (19)}$$

Donde:

I_n : corriente nominal del interruptor termomagnético (A)

I_{sc} : corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A)

V_{ca} : voltaje de circuito abierto del panel fotovoltaico (V)

$V_{oc\ GF}$: voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico en la rama (V).

V_n : voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico en la rama (V).

5.4.1.14.2 Protección de sobrevoltajes

La protección contra los sobrevoltajes (**Figura 18**) que pueden presentarse en el sistema fotovoltaico por descargas atmosféricas se instalan en la caja de conexiones del generador, conectados entre el positivo, negativo y la toma de tierra.

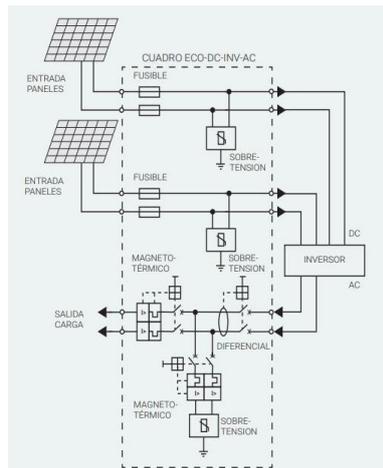


Figura 18. Esquema de protecciones en un sistema fotovoltaico conectado a la red.

Nota. Extraído de (Solarweb, 2021)

$$V_n \geq 1.2 \times V_{s\ oc} \quad \text{Ec. (20)}$$

Donde:

V_n : voltaje nominal del limitador de sobrevoltajes (V)

5.4.1.14.3 Fusibles de los paneles fotovoltaicos

La protección por fusible de las series de paneles fotovoltaicos debe cumplir lo siguiente:

$$I_N > 1.6 \times I_{sc} \quad \text{Ec. (21)}$$

$$I_N < 2.4 \times I_{sc} \quad \text{Ec. (22)}$$

$$V_N \geq \text{Máximo voltaje de entrada en el inversor} \quad \text{Ec. (23)}$$

Donde:

I_N : corriente nominal del fusible (A)

V_N : voltaje nominal del fusible (V)

5.4.1.14.4 Protecciones del inversor

El inversor debe tener a su salida protecciones contra sobrecargas, cortocircuitos (interruptores termomagnéticos) y frente a contactos directos e indirectos (interruptor diferencial) (Castejon & Herranz, 2010).

$$I_n \geq 1.25 \times I_{inv} \quad \text{Ec. (24)}$$

$$V_n = V_{n\ ca} \quad \text{Ec. (25)}$$

I_n : corriente nominal del interruptor termomagnético (A)

I_{inv} : intensidad nominal a la salida del inversor (A)

V_n : voltaje nominal del interruptor termomagnético (V)

$V_{n\ ca}$: voltaje nominal del sistema en corriente alterna (V)

5.4.1.1 Energía generada por el SFCR diaria y anualmente.

Según Potes (2019), para conocer la cantidad de energía generada por el sistema fotovoltaico conectado a la red en un día y en el transcurso del año se utilizan las siguientes ecuaciones

$$E_d = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{Gm\acute{a}x} \times PR}{G_{GEM}} \quad \text{Ec. (26)}$$

El valor de $G_{dm}(\alpha, \beta)$ se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm} * (\text{pérdida de inclinación}) \quad \text{Ec. (27)}$$

Durante un año, la energía puede obtenerse de forma aproximada con la expresión:

$$E_a = E_d \times 365 \quad \text{Ec. (28)}$$

Donde:

E_d : energía diaria producida (kWh/día).

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (kWh/m²día).

$P_{Gm\acute{a}x}$: potencia máxima o pico del generador fotovoltaico (kW)

PR: rendimiento energético de la instalación, expresado en tanto por uno. Valores típicos: 0,65 – 0,8.

G_{GEM} : irradiancia en condiciones estándar de medida (1 kW/m² constante).

E_a : energía anual producida (kWh/año).

5.4.1.2 Monto anual por energía facturada

Para obtener el ahorro que brinda el sistema fotovoltaico, se analiza el comportamiento de demanda – generación. Según la regulación ARCERNNR-008/2023, señala que, “La factura mensual que emita la Distribuidora deberá adjuntar una tabla en la que conste los siguientes valores: energía total requerida por el Consumidor Regulado, energía tomada de la red de distribución (que le corresponde al Consumidor Regulado), energía inyectada o neta del SGDA (que le corresponde al Consumidor Regulado), energía neta, crédito de energía, y saldo total acumulado de energía, correspondientes a los 12 periodos de consumo anteriores”.

A partir del balance neto se determina si existe un remanente negativo o positivo. Si el remanente es negativo, la energía consumida resultante se factura al consumidor con la tarifa correspondiente establecida en el pliego tarifario. Por otro lado, si el balance neto determina que el remanente es positivo, la energía inyectada resultante se considerará como un crédito a favor para el siguiente mes (W. C. D. Otacoma & Jhonatan, 2020).

5.4.1.3 Factor de planta

Para calcular el factor de planta acorde a su capacidad nominal durante un año se determina mediante la relación entre la energía producida y la energía que se produciría el sistema trabajando a su máxima capacidad en un tiempo establecido.

$$F_{pl} = \frac{\text{Generacion de energía real (kWh)}}{\text{Potencia nominal máxima planta (kW)} \times 8760 \text{ (h)}} \quad \text{Ec. (29)}$$

5.4.1.4 Factibilidad Económica

En este apartado, se evalúa la viabilidad económica del proyecto fotovoltaico del Bloque A2 tomando en consideración el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación (PR) de la inversión del proyecto.

5.4.1.4.1 Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) se puede definir como el valor actualizado del saldo entre el flujo de ingresos y egresos en efectivo generados por un proyecto durante su vida útil (Duvergel & Argota, 2017). EL modelo de cálculo del VAN se puede calcular a través de la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_o + \frac{FC_1}{(1+k)^1} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+k)^n} \quad \text{Ec. (30)}$$

Donde:

I_0 : inversión inicial

FC: flujo de caja

n: período de vida útil

k: caja de descuento

Según (Duvergel & Argota, 2017) los criterios de decisión del VAN son:

- $VAN > 0$ El proyecto puede aceptarse, implica que se produce un rendimiento superior al mínimo requerido y el proyecto producirá ganancias.

- $VAN = 0$ Dado que el proyecto no agrega valor monetario, la decisión debería basarse en otros criterios, tales como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado, beneficios sociales, u otros factores. El proyecto no producirá ni ganancias ni pérdidas.

- $VAN < 0$ El proyecto debe rechazarse debido a que éste producirá pérdidas, solo se aceptará un proyecto con VAN menor que cero si éste tiene un alto impacto en la sociedad.

5.4.1.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Tasa interna de retorno, es una tasa de descuento de manera que el VAN sea igual a cero, mide la rentabilidad promedio en un periodo en el cual se genera el dinero que permanece invertido en el proyecto a lo largo de la vida útil del mismo, a mayor TIR mayor posibilidad que el proyecto sea rentable (W. C. D. Otacoma & Jhonatan, 2020).

$$TIR = -I_0 + \frac{FC_1}{(1+k)^1} + \frac{FC_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+k)^n} = 0 \quad \text{Ec. (31)}$$

5.4.1.4.3 Relación Beneficio/Costo (B/C)

Permite determinar la viabilidad de los proyectos (Potes, 2019).

$$\frac{B}{C} = \frac{VA \text{ Beneficios}}{VA \text{ Costos}} \quad \text{Ec. (32)}$$

Donde:

VA Beneficios: valor actual de los ingresos totales netos o beneficios netos.

VA Costos: valor actual de los costos de inversión o costos totales.

$\frac{B}{C} > 1$ es rentable el proyecto.

$\frac{B}{C} = 1$ resulta indiferente la inversión.

$\frac{B}{C} < 1$ no conviene invertir.

5.4.1.4.4 Plazo de recuperación (Playback)

Es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión

$$PR = \frac{I_0}{F} \quad \text{Ec. (33)}$$

Donde:

I_0 : inversión inicial.

F: es el valor de los flujos de caja.

6. Resultados

6.1 Dimensionamiento del SFCR

6.1.1 Irradiación en función del lugar

Mediante el software Solarius-PV, determinamos la irradiación ingresando de manera rápida y sencilla la ubicación deseada a través del mapa interactivo (**Figura 19**) que tiene el software Solarius-PV, los valores de las coordenadas del Bloque A2 se muestran en la **Tabla 2**.

Datos geográficos

Ciudad BLOQUE A2 (EC)

Latitud [°] 4 1 47 S 4°.0297 S

Longitud [°] 79 11 58 W 79°.1994 W

Altitud [m] 2 140

Figura 19. Coordenadas geográficas Bloque A2

Nota. Extraído de Solarius-PV

Una vez ingresada la información geográfica del lugar, se importó los datos de irradiación horizontal global mensual de la base de datos de Meteonorm (**Tabla 7**), además de otros parámetros como: irradiación difusa, directa, representaciones gráficas, etc.

Tabla 7.

Irradiación diaria mensual en el lugar de emplazamiento

Bloque A2 de la FEIRNNR	
Mes	Irradiación diaria mensual (KWh/m ²)
Enero	5.55
Febrero	5.78
Marzo	6.10
Abril	5.91
Mayo	5.66
Junio	5.63
Julio	5.33
Agosto	5.80
Septiembre	6.14
Octubre	6.18
Noviembre	5.85
Diciembre	5.88

Nota. Autor

Para poder visualizar de mejor manera la información de la base de datos utilizada, se muestra en la **Figura 20**.

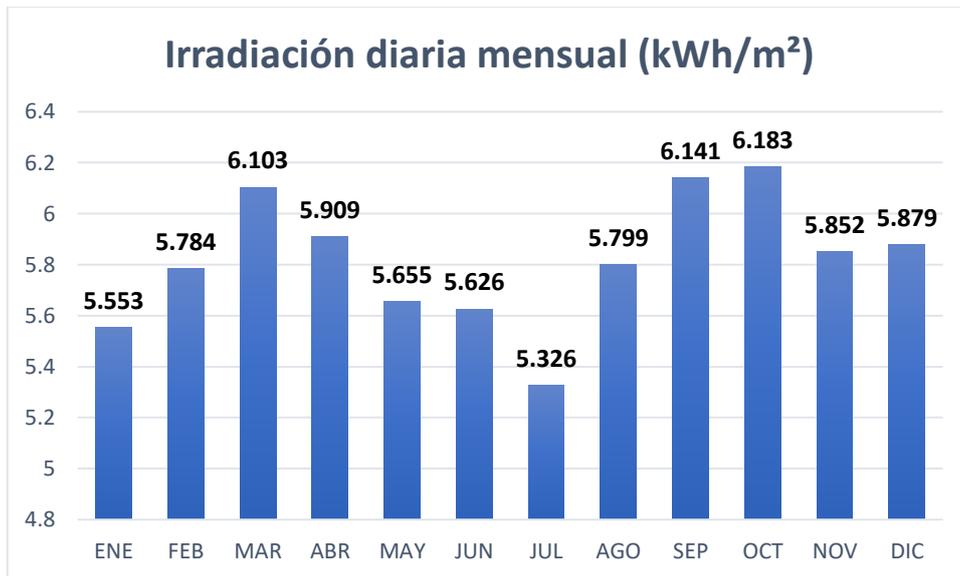


Figura 20. Promedio de irradiación solar

Nota. Autor

6.1.2 Cálculos de Inclinación óptima

Como se puede observar en la **Figura 21**, el primer ángulo es -4.029° lo cual indica la latitud. El signo de la latitud no influye para seleccionar el ángulo de inclinación ya que solo es un indicador de que nos encontramos en el hemisferio Sur. Según la **Tabla 3**, se asume el valor del ángulo de Inclinación $\beta = 15^\circ$ para permitir que la suciedad acumulada pueda ser retirada por la lluvia.



Figura 21. Ubicación geográfica del sitio de emplazamiento del diseño

Para calcular la pérdida angular al subir el nivel del panel fotovoltaico se aplica la Ec.

(1).

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 * [1.2 * 10^{-4} * (15 - 4.029 + 10)^2] = 5.28 \%$$

En cuanto a la inclinación de los paneles estos deben estar orientados hacia el norte porque el lugar de emplazamiento se encuentra en el hemisferio sur.

6.1.3 Demanda de la energía eléctrica diaria del Bloque A2

En la **Tabla 4**, se observa la información detallada de los consumos energéticos dividido por cada mes del año del medidor N° 33614 correspondiente al edificio Bloque A2.

Para calcular el promedio de consumo diario eléctrico se emplea la Ec. (2), cuyos valores se muestran en la **Tabla 8**.

Tabla 8.

Promedio mensual-diario del consumo energético del medidor N.33614

Consumo energético (kWh)				
Mes	2021	2022	Mensual	Diario
Enero	1763.58	2881.50	2322.54	74.92
Febrero	1457.58	3193.62	2325.6	83.06
Marzo	2071.62	4243.20	3157.41	101.85
Abril	1762.56	3992.28	2877.42	95.91
Mayo	2214.42	4847.04	3530.73	113.89
Junio	2473.50	4193.22	3333.36	111.11
Julio	2967.18	4897.02	3932.1	126.84
Agosto	3102.84	4696.08	3899.46	125.79
Septiembre	3453.72	4001.46	3727.59	124.25
Octubre	3842.34	4309.50	4075.92	131.48
Noviembre	4071.84	4839.90	4455.87	148.53
Diciembre	3320.10	3610.80	3465.45	111.79
Promedio Anual			3425.29	112.45

Nota. Autor

6.1.4 Determinación de la curva de carga diaria

Para realizar la curva de carga diaria se exportó los datos de la aplicación Emporia Energy a una hoja de cálculo en Excel. Las mediciones corresponden desde el 7 al 30 de noviembre del año 2023 excluyendo el 17 de noviembre por motivo de feriado, cuya información se registró cada 15 minutos.

6.1.4.1 Tabulación de datos

Para una mejor visualización de los datos obtenidos del equipo de medición de energía se los exporta a una hoja de cálculo, la cual nos permite organizarlos en días laborables y fines de semana en un intervalo de tiempo de 15 minutos, mediante una función lógica obtendremos el promedio permitiéndonos obtener la curva diaria de energía. En la **Figura 22** y **Figura 23** se muestra la curva diaria de los días laborables y fines de semana (sábado y domingo).

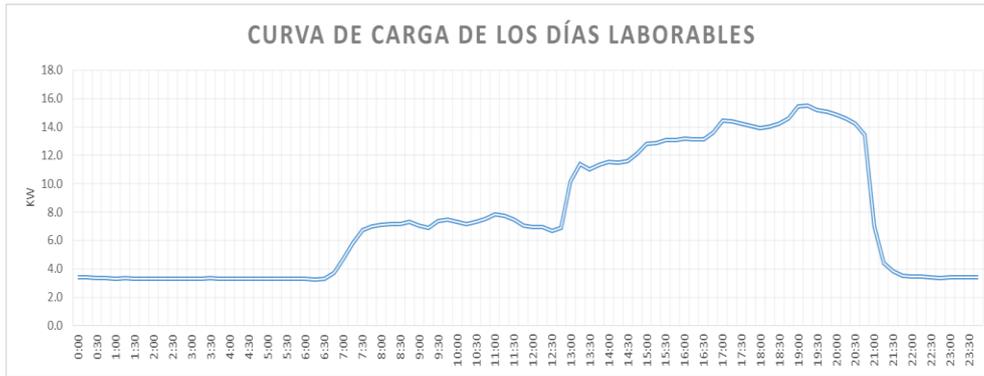


Figura 22. Curva de carga de los días laborables Bloque A2

Nota. Autor

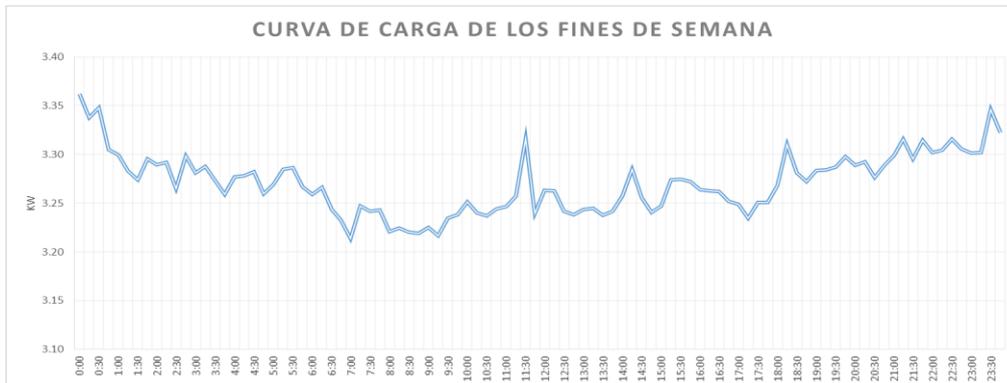


Figura 23. Curva de carga de los fines de semana del Bloque A2

Nota. Autor

6.1.5 Determinación de la relación consumos / radiación

Aplicando la Ec. (3) se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 9.

Relación de Consumo/Radiación solar

Mes	Consumo (kWh/día)	Irradiación diaria mensual (kWh/m ² /día)	Consumo/Radiación C/R
Enero	74920	5.55	13492
Febrero	83060	5.78	14360
Marzo	101850	6.10	16689
Abril	95910	5.91	16231
Mayo	113890	5.66	20140
Junio	111110	5.63	19749
Julio	126840	5.33	23815
Agosto	125790	5.80	21692
Septiembre	124250	6.14	20233
Octubre	131480	6.18	21265
Noviembre	148530	5.85	25381
Diciembre	111790	5.88	19015

Nota. Autor

El valor máximo de relación consumos/radiación es de 25381, correspondiente al mes de noviembre (mes peor). Según Bayod (2009), este valor numérico es coincidente con la potencia mínima de captación (en condiciones STC).

6.1.6 Levantamiento 3D de la instalación

En base a los planos proporcionados, inspecciones y mediciones en el sitio, se procedió a realizar el levantamiento 3D mediante el uso del software Sketchup, especializado en simulación de edificaciones y modelados 3D.

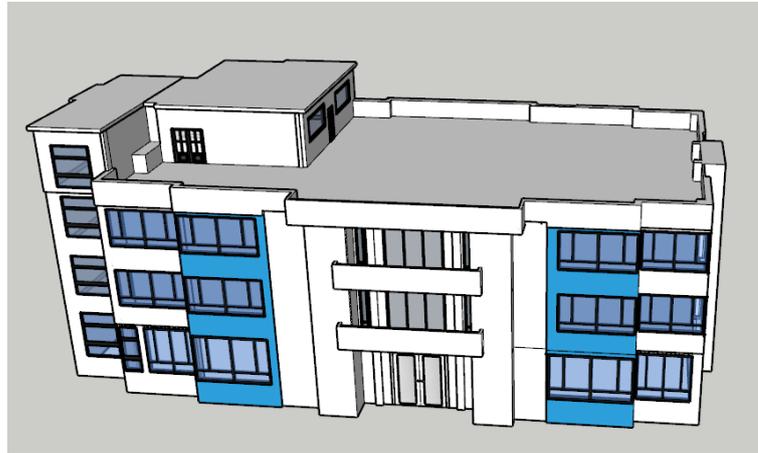


Figura 24. Modelo 3D del Bloque A2.

Nota. Autor

6.1.7 Número de paneles fotovoltaicos

Para este diseño se empleará paneles solares marca JA SOLAR modelo JAM72S30-550 Wp en STC, utilizando la Ec. (4) se obtendrá:

$$N_p = 1.1 \times \frac{C/R_{\max}}{P_p}$$

$$N_p = 1.1 \times \frac{25381 \text{ Wp}}{550 \text{ Wp}}$$

$$N_p = 50,76 \approx 51 \therefore$$

El área mínima necesaria de emplazamiento se obtiene aplicando la Ec. (5)

$$A_{\text{mín}_n} = N_p \times A_p$$

Teniendo en cuenta que el área del panel fotovoltaico se obtiene de la ficha técnica descrita en el **Anexo 1**.

$$A_n = 51 \times A_p$$

$$A_p = 2.278 \text{ m} \times 1.134 \text{ m} = 2.58 \text{ m}^2$$

$$A_n = 51 \times 2.58 \text{ m}^2 = 131.58 \text{ m}^2$$

6.1.8 Determinación del inversor

Debido al creciente uso de sistemas que emplean fuentes de energía renovables, actualmente se encuentran disponibles en el mercado numerosos inversores de excelente calidad. En el presente proyecto se emplean dos inversores suministrados por la empresa Fronius modelo SYMO 15.0-3-M con una capacidad de 15 kW, cuyas especificaciones técnicas se encuentran en el **Anexo 2**. En caso de que ocurra algún fallo, la configuración propuesta garantizará que no se pierda toda la producción de energía, sino únicamente la parte afectada, asegurando así una mayor continuidad operativa.

6.1.9 Área disponible

El Bloque A2 tiene un área de construcción de 2160.17 m² constituida por una planta baja, un primer piso, segundo piso y una terraza. En la **Tabla 10** se indica el área de cada planta.

Tabla 10.

Área de construcción Bloque A2

Bloque A2	Área
Planta baja	523.18 m ²
Primer piso	542.63 m ²
Segundo piso	542.63 m ²
Terraza	551.73 m ²
Total	2160.17 m ²

Nota. Autor

El área disponible para el diseño fotovoltaico es de 399.44 m², cuya área es calculada con el software de diseño Sketchup tal como se muestra en la **Figura 25**.



Figura 25. Área disponible de la terraza del Bloque A2

Nota. Autor

6.1.10 Número máximo de paneles en serie

Aplicando la Ec. (6) , Ec. (7) y Ec. (8) se obtiene el máximo número de paneles:

$$V_{ca(Tc)} = \left(1 + \frac{\beta}{100} \times (Tc - 25^{\circ}\text{C}) \right) \times V_{ca}$$

$$Tc = Tamb + 1.25 \times (\text{NOCT} - 20)$$

$$Tc = 5^{\circ}\text{C} + 1.25 \times (45^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}) = 36.25^{\circ}\text{C}$$

$$V_{ca(Tc)} = \left(1 + \frac{-0.275}{100} \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \times (36.25^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \right) \times 49.90 \text{ V} = 48,35 \text{ V}$$

$$N_{s \text{ máx}} \leq \frac{V_{in \text{ max_inversor}}}{V_{ca(Tc)}} = \frac{1000 \text{ V}}{48,35 \text{ V}} = 20.68 \approx 20 \therefore$$

6.1.11 Número mínimo de paneles en serie

Utilizando la Ec. (9) y Ec. (10) se obtiene el mínimo número de paneles conectados en serie:

$$V_{mp(Tc)} = \left(1 + \frac{\beta}{100} \times (Tc - 25^{\circ}\text{C}) \right) \times V_{mp}$$

$$Tc = 25 + 1.25 \times (45 - 20) = 56.25^{\circ}\text{C}$$

$$V_{mp(Tc)} = \left(1 + \frac{-0.275}{100} \frac{\%}{^{\circ}\text{C}} \times (56.25^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) \right) \times 41.96 \text{ V} = 38.35 \text{ V}$$

$$N_{s \text{ mín}} \geq \frac{V_{in \text{ min_inversor}}}{V_{mp(Tc)}}$$

$$N_{s \text{ mín}} \geq \frac{200 \text{ V}}{38.35 \text{ V}}$$

$$N_{s \text{ mín}} \geq 5.21 \approx 6 \therefore$$

6.1.12 Cantidad de paneles en paralelo

El inversor seleccionado posee 2 seguidores de punto de máxima potencia (MPP) como se ve en su **Anexo 2** y una corriente máxima de entrada de 33 A. Aplicando la Ec. (11) se obtiene:

$$N_p \leq \frac{I_{in \text{ max_inversor}}}{I_{string}}$$

$$N_p \leq \frac{51 \text{ A}}{14 \text{ A}}$$

$$N_p \leq 3.64 \therefore 3$$

Finalmente, el diseño fotovoltaico consta de 51 paneles solares para abastecer el consumo del Bloquea A2 de la FEIRNNR, compuesto por 3 ramales de 13 paneles y un ramal

de 12 paneles. A continuación, en la **Figura 26** se representa la colocación de los 51 paneles solares. con ayuda del software SketchUp y Solarius PV.

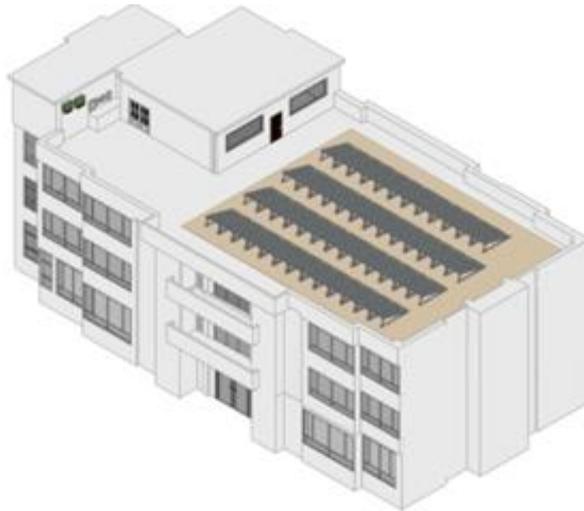


Figura 26. Vista isométrica del generador FV conectado.

Nota. Autor

6.1.12.1 Distancia mínima entre módulo

Tal como indica la sección 5.4.1.12, se hace uso de la Ec. (13) para encontrar la altura proyectada sobre la horizontal de una fila, con los 15° de inclinación y el ancho del panel fotovoltaico.

$$h = L \times \text{sen}(\beta)$$

$$h = 2.28 \text{ m} \times \text{sen}(15^\circ) = 0.59 \text{ m}$$

Al resultado se le añade la altura de las estructuras que se aproxima a no más de 10cm para así evitar dichos obstáculos (Potes & Proaño, 2019).

Conociendo la altura proyectada y la latitud del lugar de emplazamiento, se calcula la distancia aplicando la Ec. (12).

$$d = \frac{h}{\text{Tan}(61^\circ - \text{latitud})}$$

$$d = \frac{0.69 \text{ m}}{\text{Tan}(61^\circ - 4^\circ)} = 0.448 \text{ m}$$

En el presente estudio se considera una distancia de 1 metro (**Figura 27**), para mantenimiento de los paneles y circulación peatonal.

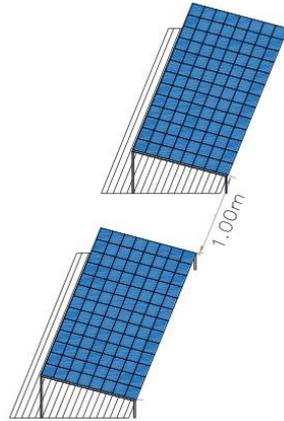


Figura 27. Distancia entre filas verticales.

Nota. Autor

6.1.12.2 Dimensionado de los conductores del SFCR

En todos los tramos, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 25 % de la máxima intensidad del generador. Para una mejor interpretación de los tramos de conexión se puede apreciar en la **Figura 28**.

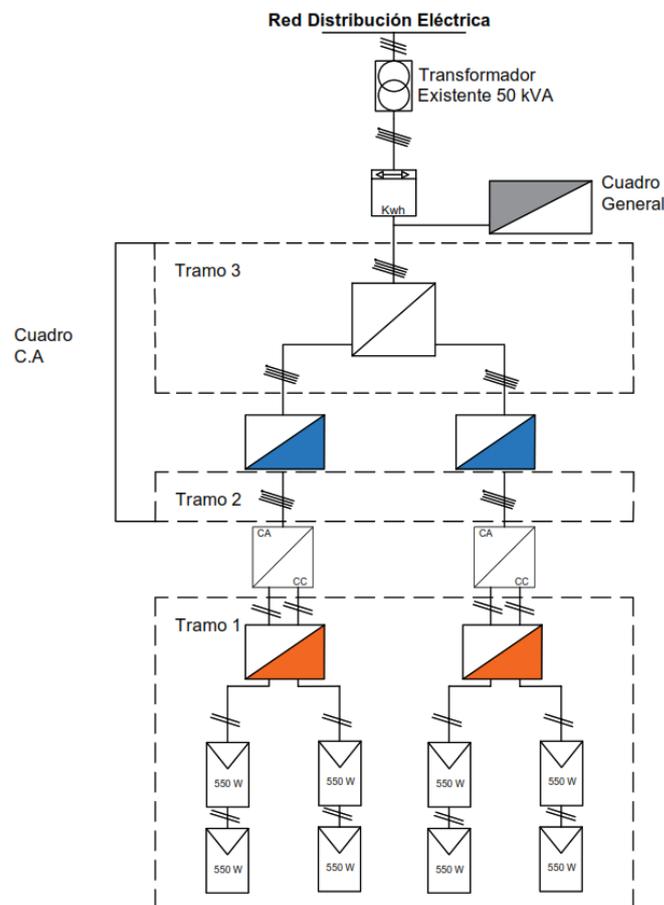


Figura 28. Esquema del Cableado del SFCR.

Nota. Autor

- **Tramo de línea 1:** conexión de los módulos con los inversores.

$$I_n = 1.25(I_{sc})$$

$$I_n = 1.25(14 \text{ A}) = 17.5 \text{ A}$$

En primer lugar, se procederá a dimensionar el cableado de corriente continua, es decir, el que abarca desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor, a través del primer cuadro de protecciones C.C.

Tabla 11.

Cableado desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor

# Serie	Longitud (m)	Voltaje (V)	Caída de voltaje %	γ_{θ} S m/ mm ²
Serie 1	39.5	545.48	1.5	44
Serie 2	36	545.48	1.5	44
Serie 3	31	545.48	1.5	44
Serie 4	28.5	503.52	1.5	44

Nota. Autor

Aplicando la Ec. (15) se tiene:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times l \times I_n}{\Delta V\% \times V \times \gamma_{\theta}}$$

Tabla 12.

Sección comercial desde los módulos fotovoltaicos hasta la entrada del inversor

# Serie	Sección (mm ²)	Sección comercial (mm ²)
Serie 1	3.33	4
Serie 2	3.03	4
Serie 3	2.61	4
Serie 4	2.4	4

Nota. Autor

Para este diseño se utiliza cable solar H1Z2Z2-K DE 4 mm² el mismo que cuenta con certificaciones TÜV, CE, ROHS y EN.

- **Tramos de corriente alterna**
- **Tramo de línea 2:** conexión de los Inversores al cuadro de protección alterna.

Según el criterio la intensidad máxima es:

$$I_{n2} = 1.25 \times (I_{ac \text{ nom}})$$

$$I_{n2} = 1.25 \times (21.7 \text{ A}) = 27.13 \text{ A}$$

Tabla 13.*Cableado del inversor al cuadro de protecciones alterna*

Longitud (m)	Voltaje (V)	Caída de voltaje %	γ_{θ} S m/ mm ²
4	220	1.5	44

Nota. Autor

Aplicando la Ec. (16) se tiene:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times l \times I_{n2} \times \text{Cos}\theta}{\Delta V\% \times V \times \gamma_{\theta}}$$

Según (Bayod, 2009), el valor del factor de potencia (Cos θ) de la corriente inyectada por el inversor se considera la unidad.

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times 4 \text{ m} \times 27.13 \text{ A} \times 1}{1.5 \times 220 \text{ V} \times 44 \text{ m/ mm}^2} = 1.3 \text{ mm}^2$$

El resultado sería de una sección de 1.3 mm², pero según la normativa la sección mínima será de 4mm². El cable comercial en los tramos de corriente de alterna se elegirán cables THHN unifilares de Cu de sección comercial de 5.26 mm²=10 AWG.

- **Tramo de línea 3:** cuadro de protección alterna al medidor.

Según el criterio la intensidad máxima es:

$$I_{n3} = 1.25(43.40 \text{ A}) = 54.25 \text{ A}$$

Tabla 14.*Cableado del cuadro de protección alterna al medidor*

Longitud (m)	Voltaje (V)	Caída de voltaje %	γ_{θ} S m/ mm ²
80	220	1.5	44

Nota. Autor

Aplicando la Ec. (16) se tiene:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times 80 \text{ m} \times 54.25 \text{ A} \times 1}{1.5 \times 220 \text{ V} \times 44 \text{ m/ mm}^2} = 51.77 \text{ mm}^2$$

El cable comercial en los tramos de corriente de alterna es el 1/0 AWG THHN Cu 90°C con una sección comercial de 53.51 mm². Para más detalles ver el **Anexo 3**.

6.1.12.3 Protecciones del sistema fotovoltaico

En primer lugar, es necesario calcular el interruptor termomagnético para cada rama del generador fotovoltaico.

Aplicando la Ec. (17), Ec. (18), y Ec. (19) se obtiene:

$$I_n \geq 1.25 \times I_{sc}$$

$$I_n \geq 1.25 \times 14 \text{ A} = 17.5 \text{ A}$$

$$V_{s\text{ oc}} = N_p \times V_{oc}$$

$$V_{s\text{ oc}} = 13 \times 49.90 \text{ V} = 648.7 \text{ V}$$

$$V_N \geq 648.7 \text{ V}$$

Por tanto, se coloca un interruptor termomagnético marca ABB modelo A1N 125 TMF 20-400 2p FF de 690 V para cada rama del generador fotovoltaico. Después, se dimensiona la protección de sobrevoltajes aplicando la Ec. (20).

$$V_n \geq 1.2 \times V_{s\text{ oc}}$$

$$V_n \geq 1.2 \times 648.7 \text{ V}$$

$$V_n \geq 778.44 \text{ V}$$

Aplicando Ec. (21) se selecciona los fusibles:

$$I_N > 1.6 \times 14 \text{ A} \rightarrow I_N > 22.40 \text{ A}$$

$$I_N < 2.4 \times 14 \text{ A} \rightarrow I_N < 33.60 \text{ A}$$

$$V_N \geq \text{Máximo voltaje de entrada en el inversor}$$

$$V_N \geq 1000 \text{ V}$$

Según el manual del inversor Fronius Symo aconseja elegir el fusible de serie fotovoltaica de 20A -1000V CC 10x38.

Posteriormente aplicando la Ec. (24) y Ec. (25), se calcula un interruptor termomagnético para cada inversor que debe tener a su salida.

$$I_n \geq 1.25 \times I_{inv}$$

$$I_n \geq 1.25 \times 21.7 \text{ A} \rightarrow I_n \geq 27.13 \text{ A}$$

$$V_n \geq V_{n\text{ ca}} \rightarrow V_n \geq 220 \text{ V}$$

Con los valores obtenidos se escoge el interruptor magnetotérmico comercial marca ABB modelo S203-C32.

Así mismo, se dimensiona un interruptor termomagnético general y el diferencial, para proteger a los dos inversores.

$$I_n \geq 1.25 \times I_{inv}$$

$$I_n \geq 1.25 \times 21.7 \text{ A} \times 2$$

$$I_n \geq 54.25 \text{ A}$$

$$V_n \geq V_{n\text{ ca}} \rightarrow V_n \geq 220 \text{ V}$$

Con los valores obtenidos se escoge el interruptor termomagnético comercial marca ABB modelo S203-K60 y un interruptor diferencial ABB 4P 100A modelo F204AC-100/0.3.

La

Tabla 15, muestra un resumen de las protecciones obtenidas para el sistema fotovoltaico conectado a la red.

Tabla 15.

Protecciones del SFV conectado a la red

Protección	Cantidad	Corriente nominal	Voltaje nominal
Fusible 10x38 15A 1000Vdc	8	--	1000
Interrupor magnetotérmico A1N 125	4	20	690
TMF 20-400 2p FF de 690 V			
Interrupor magnetotérmico ABB modelo S203-C32.	2	32	220
Interrupor magnetotérmico ABB modelo S203-K60	1	60	220
Interrupor diferencial ABB 4P 100A modelo F204AC-100/0.3.	1	100	400

Nota. Autor

En la **Figura 29** y **Figura 30** se visualiza la conexión de todos los dispositivos dimensionados que conforma el sistema fotovoltaico conectado a la red. Para una mejor apreciación véase el **Anexo 4** y **Anexo 5**.

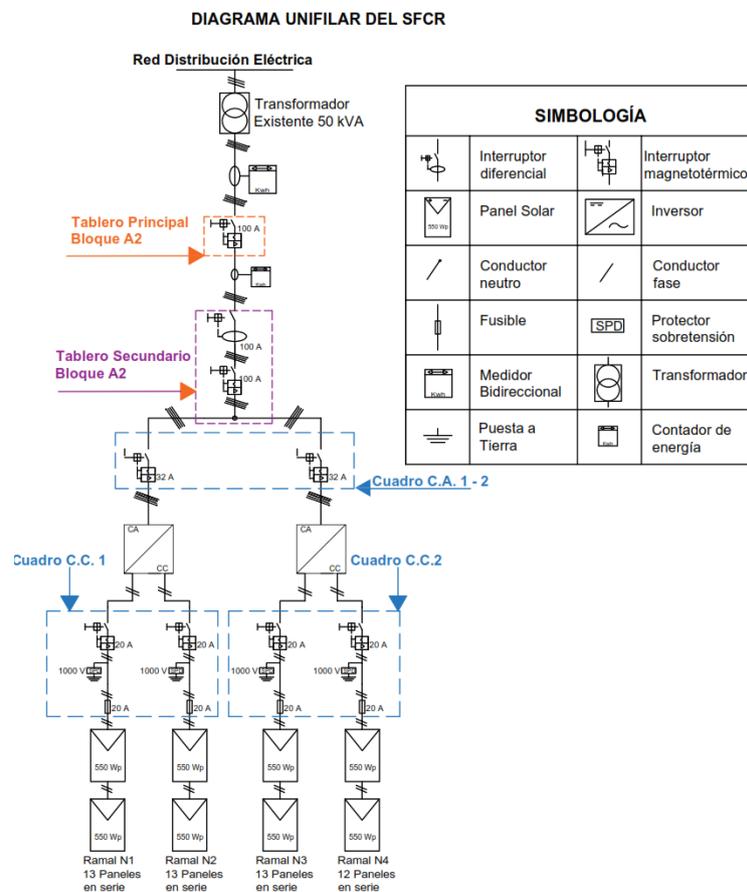


Figura 29. Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica conectada a la red.

Nota. Autor

ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SFCR

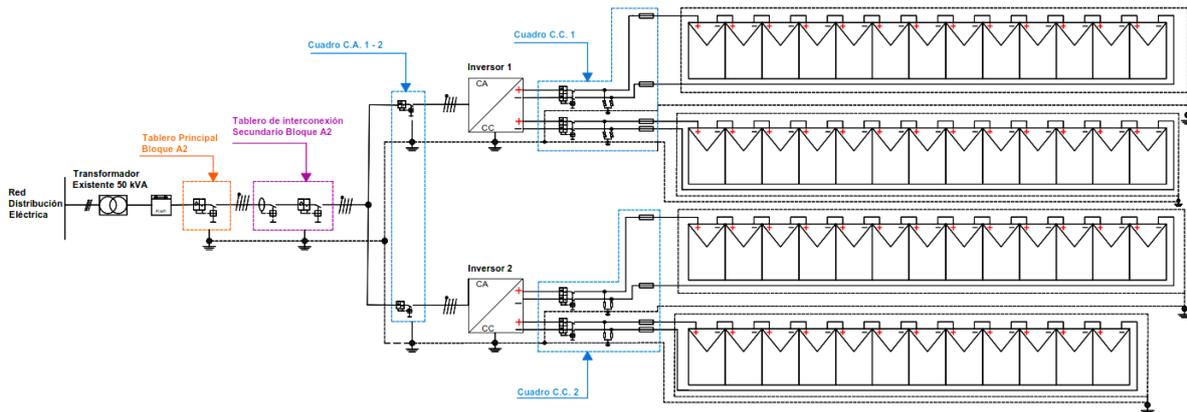


Figura 30. Esquema eléctrico de la instalación fotovoltaica conectada a la red.

Nota. Autor

6.1.12.4 Energía generada por el SFCR diaria y anualmente.

Para conocer la energía diaria del mes de enero, primero debe calcularse $G_{dm}(\alpha, \beta)$ con el valor $5.55 \text{ kWh/m}^2\text{día}$, cuyo valor se obtiene de la **Tabla 7** y las pérdidas por inclinación del apartado **0**.

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 5.55 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{día}} \times (100\% - 5.28\%) = 5.26 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{día}}$$

$$E_d = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{G_{\text{máx}}} \times PR}{G_{\text{GEM}}}$$

El rendimiento energético (PR) de la instalación, expresado en tanto por uno tomamos el valor de 0.7.

$$E_d = \frac{5.26 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{día}} \times 28.05 \text{ kW} \times 0.70}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}}$$

$$E_d = 103.28 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$$

Conociendo que el proceso es igual para todos los meses y por lo cual aplicando las Ec. (26), Ec. (27) y la Ec. (28) se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 16.*Energía diaria, mensual y anual generada por el sistema fotovoltaico*

Mes	Gdm (kWh/m2/día)	Gdm (α, β) (kWh/m2/día)	PR	Energía diaria (kWh/día)	N. Días del mes	Energía mensual (kWh/mes)
Enero	5.55	5.26	0.7	103.28	31	3201.56
Febrero	5.78	5.48	0.7	107.57	28	3012.03
Marzo	6.10	5.78	0.7	113.51	31	3518.66
Abril	5.91	5.60	0.7	109.90	30	3296.92
Mayo	5.66	5.36	0.7	105.17	31	3260.37
Junio	5.63	5.33	0.7	104.63	30	3139.02
Julio	5.33	5.04	0.7	99.05	31	3070.69
Agosto	5.80	5.49	0.7	107.85	31	3343.39
Septiembre	6.14	5.82	0.7	114.21	30	3426.36
Octubre	6.18	5.86	0.7	114.99	31	3564.79
Noviembre	5.85	5.54	0.7	108.84	30	3265.11
Diciembre	5.88	5.57	0.7	109.34	31	3389.52
Energía anual (kWh/año)						39488.41

*Nota. Autor***6.1.12.5 Monto anual por energía facturada**

El sistema fotovoltaico conectado a la red del Bloque A2 es de 28.05 kW y según la

Tabla 16, producirá anualmente 39488.41 kWh. De acuerdo al pliego tarifario, el Bloque A2 se encuentra en Medio Voltaje-Beneficio Público con Demanda de modo que el costo del kWh es de 0.065 USD/kWh.

$$\text{Monto}_{\text{Total}} = 39488.41 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \times 0.065 \frac{\text{USD}}{\text{kWh}} = 2566.75 \frac{\text{USD}}{\text{año}}$$

En base a la demanda mensual anual real, extraída de la facturación realizada por la empresa distribuidora, y conociendo la energía estimada que producirá el generador, se realiza un balance neto correspondiente a los 12 periodos de consumo anteriores siguiendo las recomendaciones de la regulación ARCERNR-008/2023 , tal como se indica en la

Tabla 17.

Tabla 17.*Balance neto de energía mensual*

Mes	Energía tomada de la red (kWh) Año 2022	Energía Neta SFCR (kWh)	Energía neta (kWh)	Crédito de energía (kWh)	Energía en saldo de acumulado (kWh)	Energía facturable (kWh)
Enero	2881.50	3201.56	-320.06	320.06	320.06	0.00
Febrero	3193.62	3012.03	181.59	0.00	138.47	0.00
Marzo	4243.20	3518.66	724.54	0.00	0.00	586.07
Abril	3992.28	3296.92	695.36	0.00	0.00	695.36
Mayo	4847.04	3260.37	1586.67	0.00	0.00	1586.67
Junio	4193.22	3139.02	1054.20	0.00	0.00	1054.20
Julio	4897.02	3070.69	1826.33	0.00	0.00	1826.33
Agosto	4696.08	3343.39	1352.69	0.00	0.00	1352.69
Septiembre	4001.46	3426.36	575.10	0.00	0.00	575.10
Octubre	4309.50	3564.79	744.71	0.00	0.00	744.71
Noviembre	4839.90	3265.11	1574.79	0.00	0.00	1574.79
Diciembre	3610.80	3389.52	221.28	0.00	0.00	221.28

Nota. En esta tabla nos indica si el consumidor dispone de un saldo total acumulado de energía a su favor del mes anterior; si es así, se debitará parte o la totalidad de la energía neta.

Aplicando la **Ec. (29)**, se calcula el factor de la planta:

$$F_{pl} = \frac{\text{Generacion de energía real (kWh)}}{\text{Potencia nominal máxima planta (kW)} \times 8760 \text{ (h)}}$$

Según (W. Otacoma & Quinatoa, 2020), en el caso del sistema fotovoltaico no se considera las 8 760 h, debido a que el sistema de generación funciona 9 h/día, con un total de 3 285 horas al año.

$$F_{pl} = \frac{39488.41 \text{ kWh}}{28.05 \text{ kW} \times 3285 \text{ h}} \times 100\% = 42.82 \%$$

Este parámetro indica que el sistema fotovoltaico ha funcionado al 42.8 % de su capacidad máxima nominal en el transcurso del año.

6.1.12.6 Estudio económico

Se hace referencia al análisis de costos y beneficios de implementar un sistema Fotovoltaico.

6.1.12.6.1 Presupuesto de la instalación

En la **Tabla 18** se presenta el costo de cada uno de los elementos utilizados en la instalación fotovoltaica para el Bloque A2 de la Universidad Nacional de Loja.

Tabla 18.*Presupuesto Total de la instalación fotovoltaica*

Descripción	Unidades	Precio Unitario	Precio Total
Módulo Solar JA SOLAR -550 Wp	51	\$ 265.00	\$ 13,515.00
Inversor Fronius SYMO 15.0-3-M	2	\$ 2,800.00	\$ 5,600.00
Estructura CVE915 15° (6 unidades)	8	\$ 354.00	\$ 2,832.00
Estructura CVE915 15° (1 unidades)	3	\$ 59.00	\$ 177.00
Cable Solar PV H1Z2Z2-K (m)	300	\$ 1.15	\$ 345.00
Cable THHN 10 AWG (m)	25	\$ 1.25	\$ 31.25
Cable THHN 1/0 AWG (m)	210	\$ 8.81	\$ 1,850.10
Terminales MC4	4	\$ 8.96	\$ 35.84
Fusible 10x38 15A 1000Vdc	8	\$ 7.90	\$ 63.20
Portafusibles 10x38 1000V	8	\$ 10.50	\$ 84.00
SPD 1000 V	4	\$ 85.60	\$ 342.40
Interruptor magnetotérmico 20 A	4	\$ 74.85	\$ 299.40
Interruptor magnetotérmico 32 A	2	\$ 80.05	\$ 160.10
Interruptor magnetotérmico 60 A	1	\$ 147.07	\$ 147.07
Interruptor diferencial 100 A	1	\$ 307.08	\$ 307.08
Terminales de compresión, abrazaderas, cinta, etc.	1	\$ 150.00	\$ 150.00
Instalación y puesta en marcha: Diseño eléctrico, elaboración de planos y esquemas eléctricos, mano de obra calificada para instalaciones de apoyo, monitoreo y 1 año de mantenimiento	1	\$ 2,300.00	\$ 2,300.00
Otros	1	\$ 400.00	\$ 400.00
Presupuesto total			\$ 28,639.44

*Nota. Autor***6.1.12.6.2 Cálculo del VAN, TIR y B/C.**

A continuación, se presenta en la **Tabla 19** los flujos de entrada y salida del SFCR con todos los indicadores económicos (VAN, TIR, B/C), su inversión, la tasa de descuento anual y el plazo de duración de 25 años, así como lo establece en la Regulación ARCERNR-008/2023. Un dato que se debe considerar es la tasa de interés activa de 8,60% para proyectos inversión pública, información obtenida del Banco Central del Ecuador (BCE, 2024).

Los costos anuales de operación y mantenimiento OM = 1 % del costo total de la inversión (Muñoz et al., 2018).

Tabla 19.

Evaluación financiera del SFCR del Bloque A2

Inversión 28639.44		Vida útil del proyecto 25 Años		Tasa de interés anual 8.60%
Período	Ingreso	Egreso	FC	Valor Actual
0		O & M	\$-28,639.44	\$ -28,639.44
1	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ -26,359.08
2	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ -24,078.73
3	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ -21,798.37
4	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ -19,518.02
5	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ -17,237.66
6	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ -14,957.31
7	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ -12,676.95
8	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ -10,396.60
9	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ -8,116.24
10	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ -5,835.88
11	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ -3,555.53
12	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ -1,275.17
13	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 1,005.18
14	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 3,285.54
15	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 5,565.89
16	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 7,846.25
17	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 10,126.61
18	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 12,406.96
19	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 14,687.32
20	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 16,967.67
21	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 19,248.03
22	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 21,528.38
23	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 23,808.74
24	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 26,089.09
25	\$ 2,566.75	\$ 286.39	\$ 2,280.36	\$ 28,369.45
VAN				\$-5,494.68
TIR				6%
Relación B/C				0.83

Nota. Autor

El resultado del cálculo de la **Tabla 19**, representa un VAN negativo y el TIR inferior al costo de oportunidad, de acuerdo al análisis económico desarrollado el proyecto no es rentable implementar, al tener una tasa de interés alta hace que el proyecto sea negativo por lo que se optaría por acceder a una tasa de interés inferior para que el proyecto sea rentable.

Por otro lado, con el resultado del Beneficio/Costo por cada dólar invertido en la instalación fotovoltaica en el Bloque A2, la Universidad Nacional de Loja perdería 0,17 USD, por lo que el proyecto no es rentable

6.1.12.6.3 Plazo de recuperación (Playback)

Para saber exactamente cuándo se recupera el dinero desembolsado al comienzo de una inversión se aplica la Ec. (33).

$$PR = \frac{I_o}{F}$$

$$PR = \frac{28639.44 \text{ USD}}{2280.36 \text{ USD/año}} = 12.6 \text{ años}$$

6.2 Simulación en software

Para llevar a cabo la simulación del sistema fotovoltaico, se empleó el software bajo licencia Solarius Pv. Este software permite simular plantas fotovoltaicas en edificios nuevos o existentes, así como parques fotovoltaicos. También permite la disponibilidad de geolocalización de datos climáticos y ofrece la opción de realizar modelados en 3D, partiendo de proyectos previamente ejecutados en formatos DXF/DWG o IFC.

6.2.1 Ajuste y selección del lugar de emplazamiento

Mediante el software se procede a seleccionar el lugar de emplazamiento el cual implica ingresar datos geográficos como la latitud y longitud de la **Tabla 2**. Una vez ingresado las coordenadas geográficas, el software nos permite analizar los datos de la irradiación anual e irradiación diaria media mensual provenientes de la estación meteorológica Meteonorm (**Figura 31**).

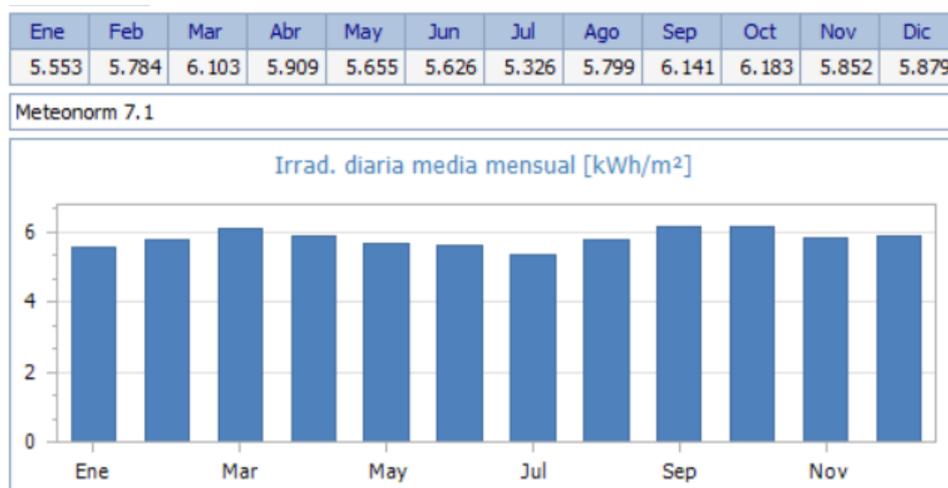


Figura 31. Irradiación solar en el Bloque A2 de la FEIRNNR.

Nota. Autor

El rendimiento que tendrá la instalación fotovoltaica a lo largo del año se determina mediante el análisis de sombras el cual se determina mediante memorias fotográficas destacando los posibles obstáculos que puedan generar sombreado tal como se muestra la **Figura 32**.

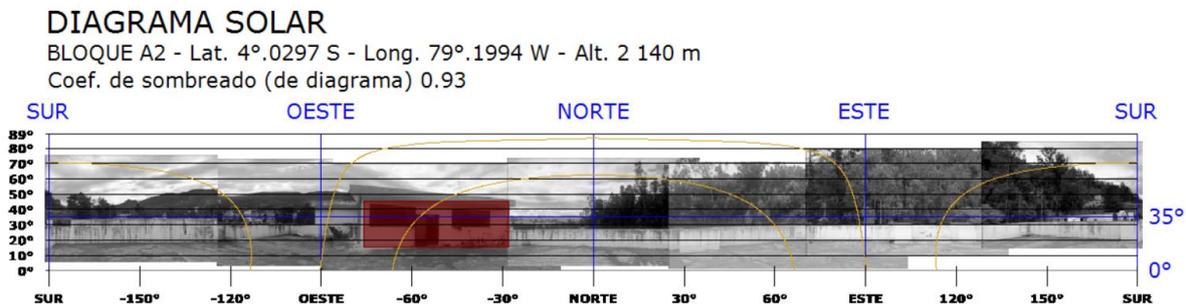


Figura 32. Sombreado en el lugar de emplazamiento.

Nota. Autor

Este método se utiliza para comprobar si el proyecto es energéticamente viable, ya que toma en cuenta todo tipo de obstáculos, dando como resultado un coeficiente de sombreado de 0,93. En la **Tabla 20** se muestra la irradiación diaria mensual considerando el coeficiente de sombras que influye sobre el plano horizontal.

Tabla 20.

Irradiación mensual considerando el coeficiente de sombras

Mes	Irradiación diaria mensual (KWh/m ²)	Irradiación diaria mensual considerando el coeficiente de sombras (KWh/m ²)
Enero	5.55	5.16
Febrero	5.78	5.38
Marzo	6.10	5.68
Abril	5.91	5.50
Mayo	5.66	5.26
Junio	5.63	5.23
Julio	5.33	4.95
Agosto	5.80	5.39
Septiembre	6.14	5.71
Octubre	6.18	5.75
Noviembre	5.85	5.44
Diciembre	5.88	5.47

Nota. Autor

6.2.1.1.1 Integración del modelo en 3D del Bloque A2

Para comenzar con el diseño del sistema fotovoltaico, se procede a realizar la integración arquitectónica del Bloque A2 importando el modelo arquitectónico IFC realizado en Sketchup, hacia Solarius Pv (**Figura 33**).



Figura 33. Bloque A2 exportada a Solarius Pv.

Nota. Autor

6.2.2 Configuración del posicionamiento del sistema del generador fotovoltaico.

Una vez determinado el número de paneles que conforman el generador fotovoltaico, se procede a seleccionar la orientación e inclinación ideal del generador fotovoltaico.

Para este caso de estudio como la ciudad de Loja se encuentra en el hemisferio sur los paneles solares serán orientados al norte con un ángulo acimut de 0° , no coplanario a la superficie e instalados a una estructura fija como se muestra en la **Figura 34**.

Datos generales	
Descripción	Campo fotovoltaico 2
Posicionamiento de los módulos	No coplanario a las superficies
Tipo de estructura	Fija

Posicionamiento e irradiación sobre el plano de los módulos	
Acimut [$^\circ$]	0.0
Tilt [$^\circ$]	15.0
Irradiación anual [kWh/m^2]	1 932.59

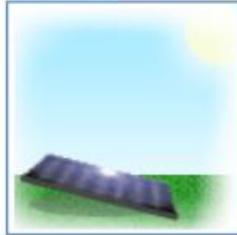



Figura 34. Configuración del generador fotovoltaico

Nota. Autor

En la **Tabla 21**, se muestra el resumen de la configuración, rendimiento e inclinación del generador fotovoltaico.

Tabla 21.

Configuración del arreglo fotovoltaico

Arreglo	Acimut (°)	Ángulo de inclinación (°)	Irradiación anual kWh/m ²	Rendimiento %	Área
Primer arreglo	0	15	1 932.59	96.34	523.18 m ²

Nota. Autor

En la sección **0** se mencionó que los módulos a utilizar son JA SOLAR modelo JAM72S30 550/MR, por lo cual se selecciona en el software y se configura el número de paneles en nuestro caso 51 paneles fotovoltaicos (**Figura 35**). Además, se aprecia la potencia total que es 28050 kW y el área total que ocuparía el arreglo fotovoltaico que es de 131.73 m² siendo esta superficie menor al área disponible.

Módulo

Módulo JA Solar Holdings Co., Ltd. - JAM72S30 530-555/MR -

Tipo material Si monocristalino

Potencia pico [W] 550.0 Superficie módulo [m²] 2.583

Número módulos 51

Figura 35. Selección de los módulos fotovoltaicos.

Nota. Autor

6.2.3 Selección de los inversores

Los inversores seleccionados en el software son los mismos que se eligió en el apartado **6.1.8**, marca Fronius modelo SYMO 15.0-3-M. En la **Figura 36**, se muestran las características generales del inversor seleccionado, el mismo que cuenta con 2 entradas de MPPT (Maximum Power Point Tracker) y una potencia de 15 kW.

Inversor

Inversor Fronius International GmbH - Fronius Symo - SYMO 15

Potencia nominal [W] 15 000 Tipo fase Trifásico

Número inversores 2

Capacidad de almacenamiento integrada [kWh] 0.00

Figura 36. Selección del inversor

Nota. Autor

Para el inversor 1 se configura con 26 paneles fotovoltaicos y se subdivide en 2 ramas de 13 paneles conectado a cada MPPT, y para el inversor 2 se configura con 25 paneles fotovoltaicos y se subdivide en una rama 13 paneles y otra 12 paneles conectado a cada MPPT para una mejor comprensión visualizar la **Figura 37**.

Configuraciones de inversor				
Progresivo	Núm. módulos	Ramas	Pot. módulos [kW]	Pot. inversor [kW]
Inversor 1	26	Entrada MPPT 1: 1 x 13 (Campo fotovoltaico 2) Entrada MPPT 2: 1 x 13 (Campo fotovoltaico 2)	14.3	15.0
Inversor 2	25	Entrada MPPT 1: 1 x 13 (Campo fotovoltaico 2) Entrada MPPT 2: 1 x 12 (Campo fotovoltaico 2)	13.8	15.0

Figura 37. Configuración del generador fotovoltaico según cada MPPT del inversor.

Nota. Autor

6.2.4 Simulación de los conductores en corriente continua y corriente alterna.

A continuación, se procede a analizar los diferentes tramos que fueron diseñados en el apartado **0** que componen sistema fotovoltaico.

- **Tramos en corriente continua**

Considerando el análisis de la sección **0**, se procede a seleccionar los datos para la simulación:

Tramo de conexión de los módulos al cuadro de corriente continua:

Datos generales

Nombre:

Módulo:

Número de módulos: Potencia módulos [W]:

Potencia total [W]:

Cable (Cuadro de campo1 - R)

Normativa: Tipo cable:

Designación: Tipo aislante:

Colocación:

Instalación sobre charolas:

Temperatura amb. [°C]: Núm. circ. en tresbolillo o horiz.:

Sección [mm²]: Núm. conductores en paralelo:

Longitud [m]:

Resultados

Tensión [V]	545	Caída de tensión [%]	1.07
Caída de tensión [V]	5.82	Ampacidad [A]	20.80
Corriente [A]	13.11		

Figura 38. Dimensionamiento del conductor para los cuadros de C.C.1 y el primer ramal de módulos fotovoltaicos.

Nota. Autor

Datos generales

Nombre: R 1.2.1 (13 módulos - Campo fotovoltaico 2)

Módulo: JA Solar Holdings Co., Ltd. - JAM72S30 530-555/MR - JAM72S30-550/MR

Número de módulos: 13 Potencia módulos [W]: 550.0

Potencia total [W]: 7 150.0

Cable (Cuadro de campo1 - R)

Normativa: IEC 60364 (Colocación en aire) Tipo cable: Single-core

Designación: H1Z2Z2-K Tipo aislante: PVC

Colocación: Insulated conductors or single-core cables in conduit in a thermally...

Instalación sobre charolas:

Temperatura amb. [°C]: 30 Núm. circ. en tresbolillo o horiz.: 2

Sección [mm²]: 4 Núm. conductores en paralelo: 1

Longitud [m]: 34.00

Resultados

Tensión [V]	545	Caída de tensión [%]	0.97
Caída de tensión [V]	5.28	Ampacidad [A]	20.80
Corriente [A]	13.11		

Figura 39. Dimensionamiento del conductor para los cuadros de C.C.1 y el segundo ramal de módulos fotovoltaicos.

Nota. Autor

Datos generales

Nombre: R 2.1.1 (13 módulos - Campo fotovoltaico 2)

Módulo: JA Solar Holdings Co., Ltd. - JAM72S30 530-555/MR - JAM72S30-550/MR

Número de módulos: 13 Potencia módulos [W]: 550.0

Potencia total [W]: 7 150.0

Cable (Cuadro de campo2 - R)

Normativa: IEC 60364 (Colocación en aire) Tipo cable: Single-core

Designación: H1Z2Z2-K Tipo aislante: PVC

Colocación: Insulated conductors or single-core cables in conduit in a thermally...

Instalación sobre charolas:

Temperatura amb. [°C]: 30 Núm. circ. en tresbolillo o horiz.: 2

Sección [mm²]: 4 Núm. conductores en paralelo: 1

Longitud [m]: 29.00

Resultados

Tensión [V]	545	Caída de tensión [%]	0.83
Caída de tensión [V]	4.50	Ampacidad [A]	20.80
Corriente [A]	13.11		

Figura 40. Dimensionamiento del conductor para los cuadros de C.C.2 y el tercer ramal de módulos fotovoltaicos.

Nota. Autor

Datos generales

Nombre: R. 2.2.1 (12 módulos - Campo fotovoltaico 2)

Módulo: JA Solar Holdings Co., Ltd. - JAM72S30 530-555/MR - JAM72S30-550/MR

Número de módulos: 12 Potencia módulos [W]: 550.0

Potencia total [W]: 6 600.0

Cable (Cuadro de campo2 - R)

Normativa: IEC 60364 (Colocación en aire) Tipo cable: Single-core

Designación: H1Z2Z2-K Tipo aislante: PVC

Colocación: Insulated conductors or single-core cables in conduit in a thermally...

Instalación sobre charolas:

Temperatura amb. [°C]: 30 Núm. circ. en tresbolillo o horiz.: 2

Sección [mm²]: 4 Núm. conductores en paralelo: 1

Longitud [m]: 26.50

Resultados

Tensión [V]: 504

Caída de tensión [V]: 4.11 Caída de tensión [%]: 0.82

Corriente [A]: 13.11 Ampacidad [A]: 20.80

Figura 41. Dimensionamiento del conductor para los cuadros de C.C.2 y el tercer ramal de módulos fotovoltaicos.

Nota. Autor

- Tramos del cuadro de corriente continua al inversor:

Las características para el dimensionamiento del cable entre el inversor y el cuadro de corriente continua es el mismo para los dos inversores por lo cual se detalla una sola configuración,

Datos generales

Nombre: Cuadro de campo1 IN: 1 Potencia [kW]: 7.15

Cable: Protecciones Esquema unifilar

Cable (Inversor 1 - Cuadro de campo1 (IN 1))

Normativa: IEC 60364 (Colocación en aire) Tipo cable: Single-core

Designación: H1Z2Z2-K Tipo aislante: PVC

Colocación: Insulated conductors or single-core cables in conduit in a thermally...

Instalación sobre charolas:

Temperatura amb. [°C]: 30 Núm. circ. en tresbolillo o horiz.: 2

Sección [mm²]: 4 Núm. conductores en paralelo: 1

Longitud [m]: 2.00

Resultados

Tensión [V]: 545

Caída de tensión [V]: 0.31 Caída de tensión [%]: 0.06

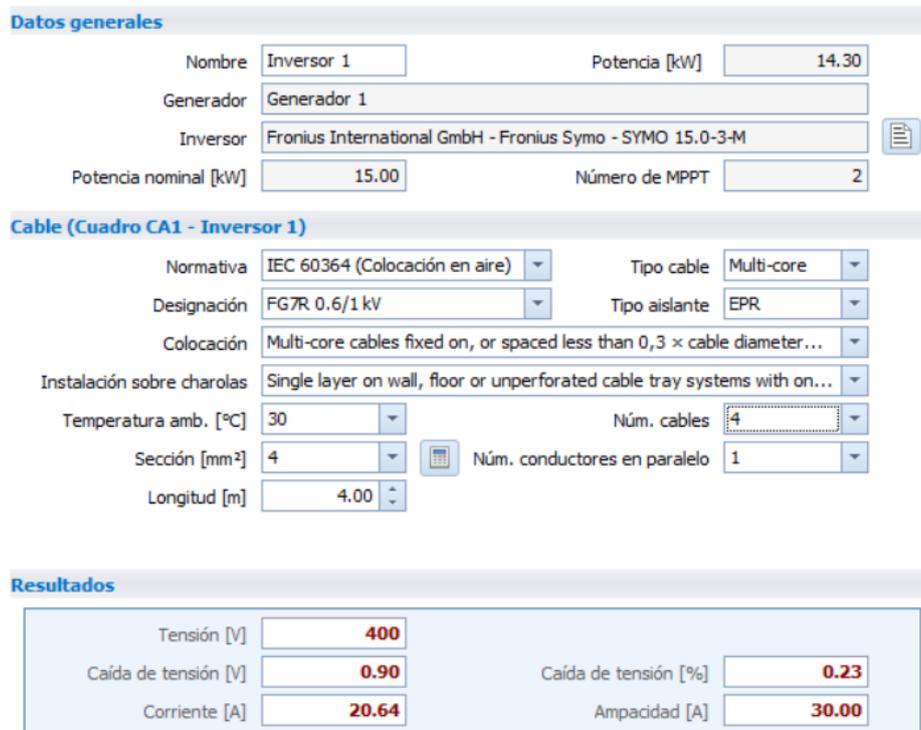
Corriente [A]: 13.11 Ampacidad [A]: 20.80

Figura 42. Dimensionamiento del conductor del inversor 1

Nota. Autor

- **Tramos en corriente alterna.**

En los tramos de salida del inversor hacia el cuadro de corriente alterna, utilizamos el cable modelo FG7R 0.6/1 kV obtenido en la sección 0 con aislante PVC. Las configuraciones para los dos inversores son las mismas, por lo cual solo se muestra la **Figura 43** (correspondiente al inversor 1).



Datos generales

Nombre	Inversor 1	Potencia [kW]	14.30
Generador	Generador 1		
Inversor	Fronius International GmbH - Fronius Symo - SYMO 15.0-3-M		
Potencia nominal [kW]	15.00	Número de MPPT	2

Cable (Cuadro CA1 - Inversor 1)

Normativa	IEC 60364 (Colocación en aire)	Tipo cable	Multi-core
Designación	FG7R 0.6/1 kV	Tipo aislante	EPR
Colocación	Multi-core cables fixed on, or spaced less than 0,3 × cable diameter...		
Instalación sobre charolas	Single layer on wall, floor or unperforated cable tray systems with on...		
Temperatura amb. [°C]	30	Núm. cables	4
Sección [mm²]	4	Núm. conductores en paralelo	1
Longitud [m]	4.00		

Resultados

Tensión [V]	400	Caída de tensión [%]	0.23
Caída de tensión [V]	0.90	Ampacidad [A]	30.00
Corriente [A]	20.64		

Figura 43. Dimensionamiento del conductor del inversor 1 al cuadro de C.A.1.

Nota. Autor

Finalmente se configuró la salida de los dos inversores juntos. La configuración se muestra en la **Figura 44**.

Datos generales

Nombre: Cuadro CA1 IN: 1 Potencia [kW]: 14.30

Cable Protecciones Esquema unifilar

Cable (Cuadro general - Cuadro CA1 (IN 1))

Normativa: IEC 60364 (Colocación en aire) Tipo cable: Single-core

Designación: FG7R 0.6/1 kV Tipo aislante: EPR

Colocación: Insulated conductors or single-core cables in conduit in a thermally...

Instalación sobre charolas: []

Temperatura amb. [°C]: 30 Núm. circ. en tresbolillo o horiz.: 3

Sección [mm²]: 70 Núm. conductores en paralelo: 1

Longitud [m]: 80.00

Resultados

Tensión [V]	400	Caída de tensión [%]	0.25
Caída de tensión [V]	1.00	Ampacidad [A]	125.30
Corriente [A]	20.64		

Figura 44. Dimensionamiento del conductor del cuadro general al cuadro de C.A.1.

Nota. Autor

6.2.5 Configuración de las protecciones en CC y CA

El Software Solarius PV nos permite dimensionar las protecciones eléctricas tanto en el tramo de corriente continua y corriente alterna; tomando en cuenta que en el lado de CA el software Solarius Pv sólo maneja tensiones trifásicas de 400V debido que toma como referencia las tensiones normalizadas en España, por lo cual se procede a utilizar dispositivos estándar con similares características.

- **Protecciones en CC.**

En la **Figura 45**, se muestra las protecciones del cuadro general

Datos generales

Nombre Potencia [kW]

Cable Protecciones **Esquema unifilar**

Protección en salida

Protecciones salida (*)

Artículo

SPD salida Artículo

(*) Representa el Dispositivo General

Protección sobre entradas

Entrada	Dispositivo de protección	Artículo
Cuadro CA1	Interruptor magnetotérmico	ABB - S120520
Cuadro CA1	Interruptor magnetotérmico	ABB - S120520

Dispositivo

Artículo

Figura 45. Protecciones de salida y entrada del cuadro general.

Nota. Autor

Seguido se dimensiona las protecciones a la salida de cada inversor al cuadro de corriente alterna.

Datos generales

Nombre IN Potencia [kW]

Cable Protecciones **Esquema unifilar**

Protección en salida

Protecciones salida

Artículo

SPD salida Artículo

Protección sobre entradas

Entrada	Dispositivo de protección	Artículo
Inversor 1	Interruptor magnetotérmico	ABB - S120089

Dispositivo

Artículo

Figura 46. Protección a la salida de cada inversor.

Nota. Autor

Por último, se dimensiona las protecciones del campo fotovoltaico.

Las protecciones para los cuatro ramales fotovoltaicos son las mismas, por lo cual solo se muestra en la **Figura 47**, las protecciones del primer ramal correspondiente al inversor 1.

Datos generales

Nombre Cuadro de campo2 IN 2 Potencia [kW] 6.60

Cable Protecciones Esquema unifilar

Protección en salida

Protecciones salida Interrupción magnetotérmico

Artículo ABB - A1N 125 TMF 20-400

SPD salida Artículo

Protección sobre entradas

Entrada	Dispositivo de protección	Artículo	Diodo	Fusible	SPD
R 2.2.1 (12 módulos - Ca...	Interrupción magnetotérmico	ABB - XT...	No	Fusible	Sí

Dispositivo Interrupción magnetotérmico

Artículo ABB - XT1B 160 TMD 20-450

Diodo presente Descripción

Fusible/Seccionador Fusible Artículo ABB - M213576

SPD presente Artículo

Figura 47. Protecciones del campo fotovoltaico.

Nota. Autor

En la **Figura 48**, se visualiza el diagrama unifilar que nos determina el software de todos los dispositivos dimensionados que conforma el sistema fotovoltaico conectado a la red. Para una mejor apreciación véase el **Anexo 6**.

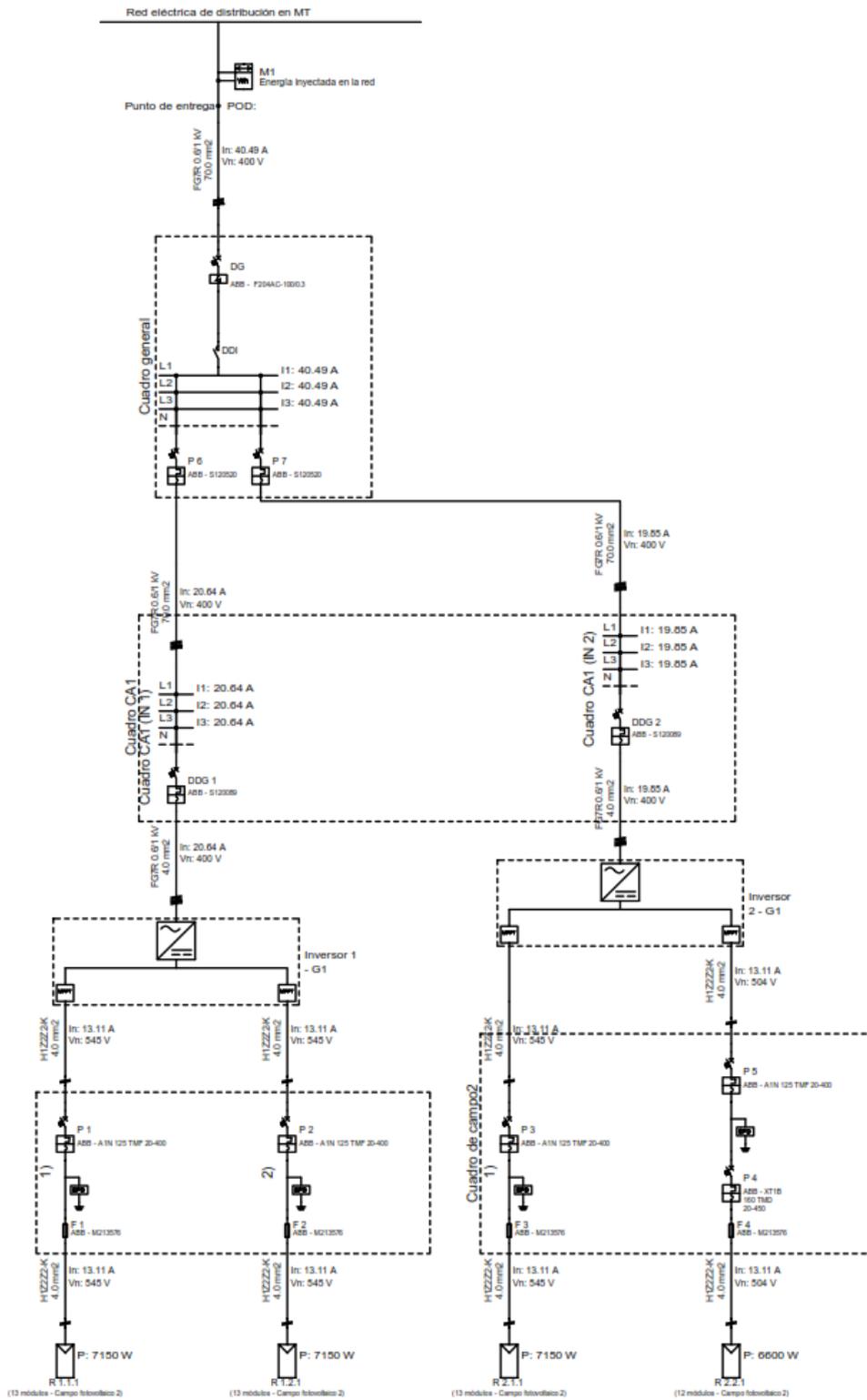


Figura 48. Diagrama unifilar con el software Solarius Pv

Nota. Autor

6.2.6 Producción mensual y anual del SFCR.

Una vez determinado el diseño y sus configuraciones, el software Solarius Pv nos proporciona los datos de producción mensual y anual de energía, como se muestra en la **Figura 49**.

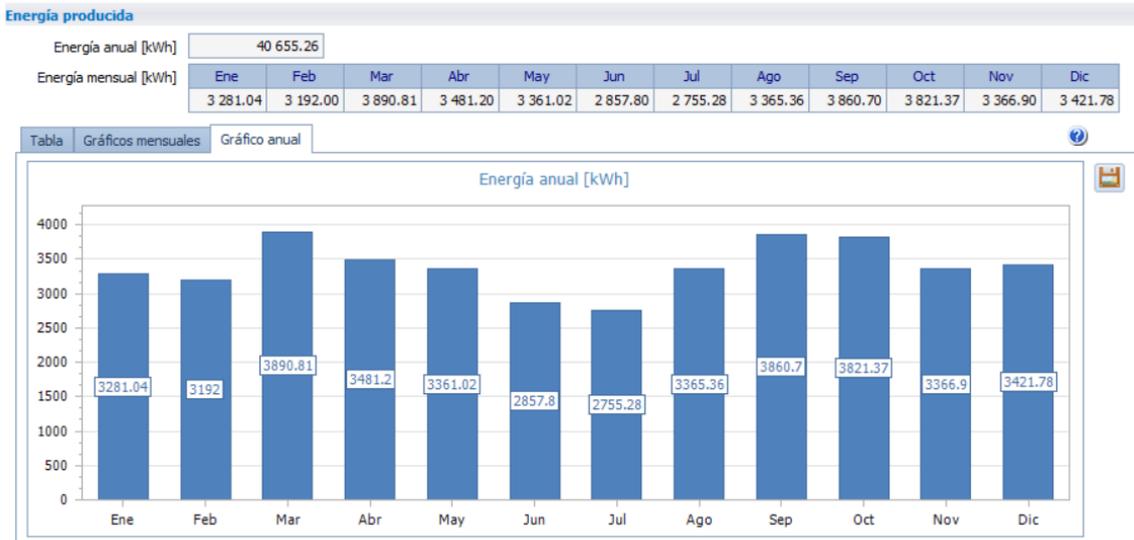


Figura 49. Producción mensual del sistema fotovoltaico.

Nota. Autor

6.2.7 Demanda vs Producción.

6.2.7.1 Consumo mensual facturado año 2022

Tomando como base las planillas generadas por la EERSSA, cuyos valores están reflejados en la **Figura 50**, se lleva a cabo una comparación entre la energía facturada en el año 2022 y las proyecciones de generación mensual.

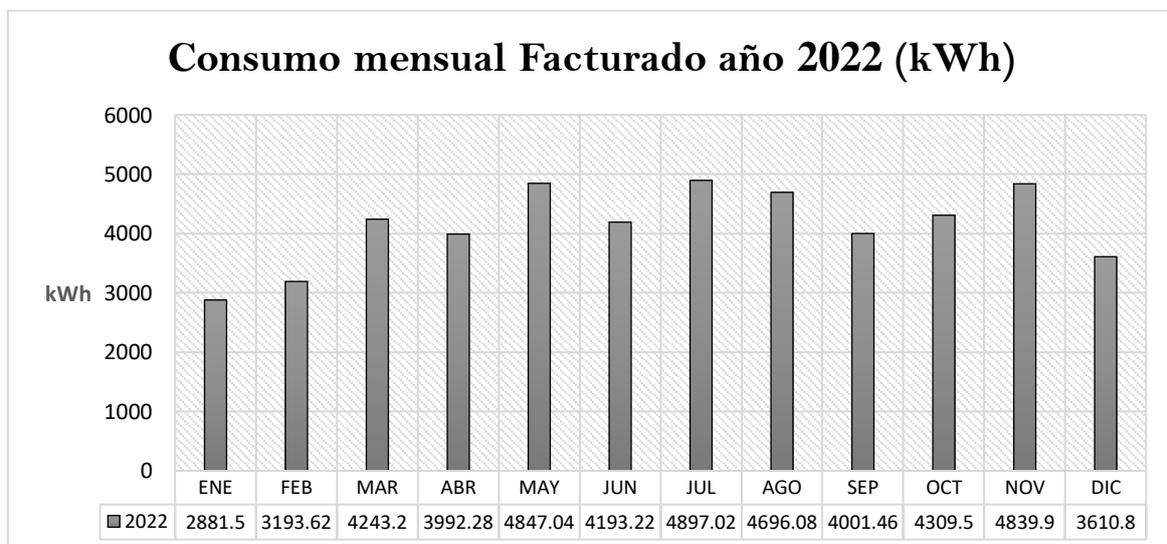


Figura 50. Consumo mensual año 2022

Nota. Autor

6.2.7.2 Valores netos de energía mensual

En la **Figura 51**, se muestran los valores de la energía que abarcaría la instalación cuando empiece a funcionar y la energía que consume el Bloque A2, teniendo una diferencia entre la energía facturada y energía generada.

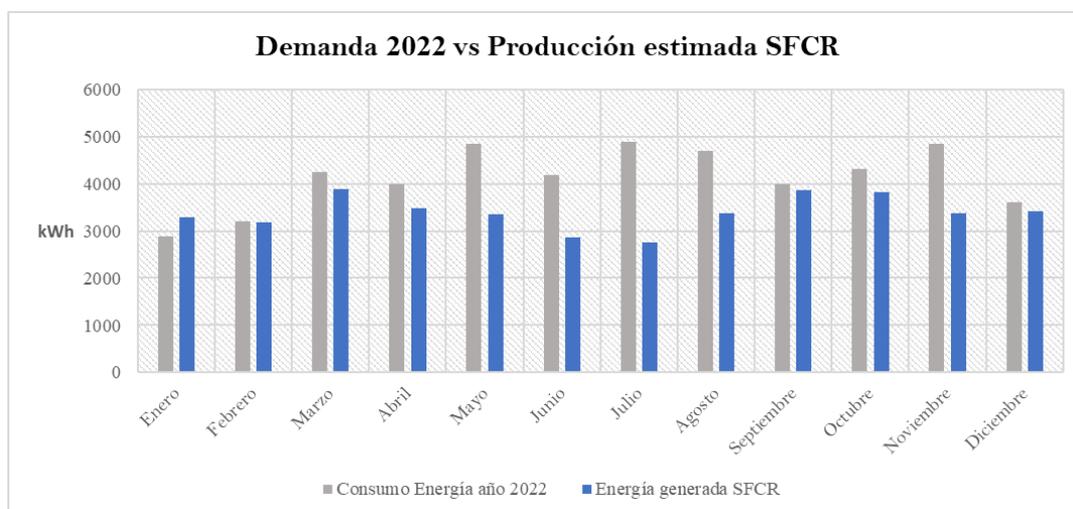


Figura 51. Comparación de la energía consumida y generada correspondiente al año 2022.

Nota. Autor

Conociendo la demanda mensual y la energía estimada que producirá el generador, se realiza un balance neto correspondiente a los 12 periodos de consumo anteriores siguiendo las recomendaciones de la regulación ARCERNR-008/2023 , tal como se indica en la **Tabla 22**.

Tabla 22.

Balance neto considerando la energía del SFCR obtenida en el Software Solarius Pv

Mes	Energía tomada de la red (kWh) Año 2022	Energía Neta SFCR (kWh)	Energía neta (kWh)	Crédito de energía (kWh)	Energía en saldo de acumulado (kWh)	Energía facturable (kWh)
ENE	2881.50	3281.04	-399.54	399.54	399.54	0.00
FEB	3193.62	3192.00	1.62	0.00	397.92	0.00
MAR	4243.20	3890.81	352.39	0.00	45.53	0.00
ABR	3992.28	3481.20	511.08	0.00	0.00	465.55
MAY	4847.04	3361.02	1486.02	0.00	0.00	1486.02
JUN	4193.22	2857.80	1335.42	0.00	0.00	1335.42
JUL	4897.02	2755.28	2141.74	0.00	0.00	2141.74
AGO	4696.08	3365.36	1330.72	0.00	0.00	1330.72
SEP	4001.46	3860.70	140.76	0.00	0.00	140.76
OCT	4309.50	3821.37	488.13	0.00	0.00	488.13
NOV	4839.90	3366.90	1473.00	0.00	0.00	1473.00
DIC	3610.80	3421.78	189.02	0.00	0.00	189.02

Nota. Autor

6.2.8 Emisiones evitadas

En la **Figura 52**, se muestra los valores de los gases que se estaría evitando mandar a la atmosfera durante los 25 años de vida útil.

General data				
Energía total anual [kWh]	40 655.26	Pérdidas de eficiencia [%]	0.90	
Previsión de vida de la instalación [años]	25			
Emisiones de gas de efecto invernadero evitadas				
Fuente de datos	2016 UK Greenhouse gases (GHG) Conversion Factors			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total GHG
Factor de emisión [kg/kWh]	0.29570	0.00044	0.00236	0.2985
Emisiones evitadas durante un año [kg]	12 021.76	17.89	95.95	12 135.60
Emisiones evitadas en 25 años [Kg]	270 218.12	402.08	2 156.63	272 776.83
TOE salvado				
Fuente de datos	World Energy Council 2007			
Factor de conversión TOE a eléctrico MWh [TOE/MWh]	0.220			
TOE salvado durante un año	8.94			
TOE salvado durante 25 años	201.04			

Figura 52. Emisiones evitadas

Nota. Autor

Finalmente, en la **Figura 53**, se muestra un resumen del análisis financiero del proyecto.

Resumen			
Potencia total [kW]	28.050	Tiempo de reembolso [años]	12
Energía total anual [kWh]	40 655.26	VAN a 25 años [\$]	-3 643.28
Consumo total anual [kWh]	0.00	TIR a 25 años [%]	6.96

Figura 53. Resumen análisis financiero

Nota. Autor

6.3 Análisis comparativo con el software Solarius Pv

Una vez simulado el software Solarius Pv. Se puede concluir que los cálculos de diseño de forma analítica y los valores obtenidos del software son similares con un porcentaje mínimo de diferencia como se representa en la **Tabla 23**.

Tabla 23.

Análisis comparativo software Solarius Pv - Cálculo manual

	Tesista	Solarius PV	% de Error
Energía producida anual	39488.41kWh/año	40655.26 kWh/año	2.95%
Plazo de recuperación	12.6 año	12 año	4.76%

Nota. Autor

7. Discusión

El propósito de este proyecto fue dimensionar un sistema solar fotovoltaico para la producción de energía eléctrica en el Bloque A2 de la Facultad de la Energía las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables con el fin de aprovechar la energía fotovoltaica para reducir costos en la facturación.

Para obtener la curva diaria de consumo del Bloque A2, se instaló el equipo Emporia Energy considerando el estudio realizado por el autor (Martínez, 2023) permitiendo medir en tiempo real el consumo de energía del Bloque A2 en intervalos de 15min obteniendo dos curvas una para los días laborables y otra curva para fines de semana (sábado y domingo).

Para el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red se basa en la metodología planteada por el autor (Bayod, 2009), que consiste en emplear el “método del peor mes”, el cual realiza un balance de energía entre la radiación disponible del lugar y la energía que consumirá en el mes más crítico. El valor de Consumo/Radiación para el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red es de 25381, cuyo valor corresponde al mes de noviembre con un consumo diario de 148.53 kWh y una radiación 5.85 kWh/m²/día con respecto al estudio realizado por (Vera, 2021) utiliza los valores del mes de Julio con un consumo de 60.05 kWh y una radiación de 3.26 kWh/m²/día.

El lugar de emplazamiento se encuentra en el hemisferio sur por lo cual la orientación ideal de las placas solares será orientada hacia el norte para obtener la máxima generación de energía comparando con el estudio de (Ortega, 2023) y (Romero, 2020) los cuales plantean que los paneles siempre deben estar orientados hacia el sur, cuya orientación influye en el rendimiento del sistema planteado.

La instalación fotovoltaica del Bloque A2, constará de una potencia instalada de 28.05 kW conformada de 51 módulos en serie de 550Wp el cual generará $39488.41 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$ aplicando el método analítico y simulando en el software Solarius Pv el SFCR generará $40655.26 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$, obteniendo un porcentaje de error de 2.95 %, comparando con el estudio realizado por (Vera, 2021) el cual plantea un sistema fotovoltaico conectado a la red utilizando el método analítico y el software Homer Pro obteniendo un porcentaje de error 2.37 %, ambas investigaciones tienen un porcentaje de error aceptable.

Una parte destacada del proyecto realizado es el retorno de la inversión para este proyecto se necesita 12.6 años para recuperar el total de la inversión sin considerar el valor del dinero en el tiempo, además de obtener un valor de VAN de -5494.68 y un TIR del 6% cuyo valor es inferior a la tasa de interés propuesta, comparando con el estudio realizado por (Ortega,

2023), el cual obtiene un VAN -10266.77 y TIR de 5%, se puede determinar que muchos de estos proyectos terminan siendo no rentables debido a que la Regulación ARCERNNR-008/2023 no beneficia ni tiene incentivos económicos por los excedentes de energía inyectada a la red, debido a que la regulación establece que en el lapso de 2 años se resetea el crédito energético del sistema.

8. Conclusiones

- La utilización del software Solarius Pv permite estimar la producción solar fotovoltaica a partir de datos reales de la irradiación solar disponible en un lugar específico.
- La caracterización del consumo eléctrico por medio de la generación de las curvas de carga diaria permite comprender la dinámica energética del Bloque A2, evidenciando que las demandas horarias es progresivo que empiezan desde la mañana (6:00 AM) y se extiende hasta la tarde y noche (10:00 PM aproximadamente), principalmente de lunes a viernes.
- El balance neto económico establecido por la Regulación ARCERNNR-008/2023 que realiza mensualmente la EERSSA no incentiva a la implementación de SFCR debido a que el precio de energía para instituciones públicas en el Ecuador según el pliego tarifario es muy bajo (0,065 USD/kWh).
- La utilización del software Solarius Pv permite al usuario verificar y confirmar la confiabilidad del proyecto de investigación ya que, al comparar y observar el margen de comportamiento, se evidencia que el resultado es similar en relación a los datos obtenidos de forma manual
- Los resultados del estudio económico obtenidos de forma analítica y mediante el software, nos permite determinar que el proyecto no es viable ya que registran un VAN negativo y el TIR no alcanza la rentabilidad suficiente para la inversión.

9. Recomendaciones

- El Estado ecuatoriano debe emitir más políticas que incentiven al uso de fuentes de energía renovables no convencionales, como por ejemplo implementar la venta de energía a las empresas eléctricas distribuidoras y la facilidad de adquisición de estos equipos.
- Para instalar el dispositivo Emporia Vue se debe utilizar siempre el equipo de protección personal y apagar la tensión de los sistemas eléctricos para evitar algún accidente además hay que tener en cuenta que los datos de potencia obtenidos del dispositivo serán en un intervalo cada 15 min.
- Establecer un sistema de monitoreo continuo, con el fin de observar y analizar el rendimiento del sistema fotovoltaico garantizando la eficiencia a lo largo del tiempo.
- Familiarizarse con la regulación ARCERNNR-008/2023 la cual está relacionada con generación distribuida para el autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica con el fin de asegurarse de cumplir con todos los requisitos y obtener las aprobaciones necesarias antes de proceder con la implementación.

10. Bibliografía

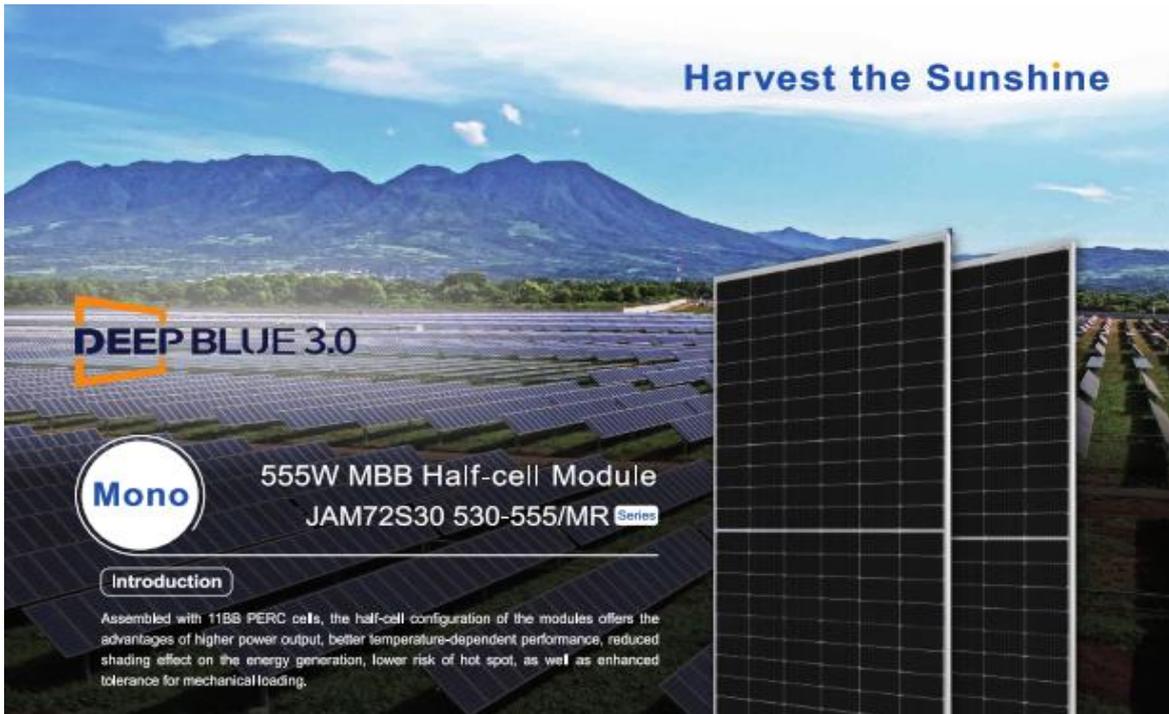
- Aguilera, J., Hontoria, L., & Muñoz, F. (2011). Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos. *Grupo Idea, Departamento de Electrónica*.
- Ahumada, C. (2013). *Diseño de estrategias de control predictivas para microrredes mediante curvas de estatismo*. Universidad de Chile.
- ARCERNNR-008/2023. (n.d.-b). *REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-008/23* (Issue Resolución Nro. ARCERNNR-0xx/2020).
<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/08/Proy.-Alumbrado-Público-General.pdf>
- Bayod, Á. (2009). *Sistemas fotovoltaicos*.
- Biomass Users Network, B.-C. (2002). *Manuales sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica*.
- Calvo, F. (2009). *Análisis de viabilidad para la implementación de sistemas de generación eléctrica usando energía solar para uso residencial*.
- Castejon, A., & Herranz, S. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*.
- Chávez, V., Puma, P., & Beltrán, N. (2020). Diseño, implementación y análisis económico de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) de 3 kW con convertidores cc/cc analizado en las condiciones geográficas y climatológicas la ciudad de Juliaca. *ÑAWPARISUN*, 3, 13–21.
<https://doi.org/https://doi.org/10.47190/nric.v3i1.122>
- Chura, V. (2020). *Diseño, Implementación y Análisis Económico de un Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (SFCR) de 3kW con Inversor String Analizado en las Condiciones Geográficas y Climatológicas de la Ciudad de Juliaca*.
<https://doi.org/10.47190/unajpunoart1>
- Duvergel, Y., & Argota, L. (2017). Estudio de factibilidad económica del producto Sistema automatizado cubano para el control de equipos médicos. *3C Tecnología_Glosas de Innovación Aplicadas a La Pyme*, 6(4), 46–63.
<https://doi.org/10.17993/3ctecno.2017.v6n4e24.46-63>
- HelioEsfera. (2020, October 10). *La radiación solar*. <https://www.helioesfera.com/la-radiacion-solar/>
- Inca Yajamín, G. S., Cabrera Carrión, D. F., Villalta Gualán, D. F., Bautista Zurita, R. C., & Cabrera Carrion, H. D. (2023). Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador: avances, desafíos y perspectivas. *Ciencia Latina Revista*

- Científica Multidisciplinar*, 7(3), 9493–9509.
https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v7i3.6835
- Jomaux, J. (2015). *Modélisation et optimisation économique de micro-réseaux alimentés par des sources photovoltaïques et éoliennes* (Issue June 2011).
<https://doi.org/10.13140/RG.2.1.3835.1205>
- Márquez Romero, C. J. (2020). Dimensionamiento De Sistemas Fotovoltaicos Conectados a La Red Eléctrica En El Ecuador En Baja Tensión. In *Universidad Nacional De Loja*.
http://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/17025/1/TESIS_WILSON_FERNANDO.pdf
- Martínez, L. (2023). *Metodología de eficiencia eléctrica aplicada a usuarios residenciales del barrio Ciudad Victoria de la ciudad de Loja, considerando la norma ISO 50001-2018. Trabajo*.
- MERNNR. (2019). *Plan Maestro de Electricidad*.
<https://www.rekursyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- Muñoz, J., Rojas, M., & Barreto, C. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius*, 19, 60–68. <https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.06>
- NEC-Instalaciones eléctricas. (2018). *Instalaciones Eléctricas*.
- Ortega, K. (2023). *Análisis comparativo de diseño y valoración económica para un sistema fotovoltaico domiciliario conectado a red*.
- Otacoma, W. C. D., & Jhonatan, Q. V. (2020). Estudio de un sistema solar fotovoltaico residencial conectado a la red para el sector de saquisilí con la normativa del arconel 003/18". *Universidad Técnica de Cotopaxi*, 1, 101.
- Otacoma, W., & Quinatoa, J. (2020). Estudio de un sistema solar fotovoltaico residencial conectado a la red para el sector de saquisilí con la normativa del arconel 003/18". In *Universidad técnica de cotopaxi* (Vol. 1).
<http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/4501/1/PI-000727.pdf>
- Perpiñan, O. (2020). *Energía Solar Fotovoltaica*. <https://github.com/oscarperpinan/esf>
- Potes, P. (2019). *Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a La red en el bloque B de la Universidad Técnica de Cotopaxi*.
- Prado, J. (2023). Dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico para una electrolinera. In *Universidad Nacional De Loja*.
- Ramírez, C., Corral, C., Ñeco, R., García, L., & Hernández, M. (2016). Sustentabilidad Dimensionado de una estación para carga de dispositivos móviles a base de energía

- solar fotovoltaica Resumen Introducción Metodología. *Cultura Científica y Tecnológica.*, 13(S1), 265–272.
- Repsol. (2023). *Energía solar: qué es, características y ventajas principales* / Repsol. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-solar/index.cshtml>
- Rivas, E. (2015). *Análisis de factibilidad de un sistema de generación fotovoltaica para el sector Residencial de La ciudad de Loja*. UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA.
- Romero, C. J. (2020). Dimensionamiento De Sistemas Fotovoltaicos Conectados a La Red Eléctrica En El Ecuador En Baja Tensión. In *Universidad Nacional De Loja*.
- SOLARTIA. (2018, September 18). *Solartia pone en marcha las plantas solares fotovoltaicas de “San Pedro” y “Tambo” de 1MW en Ecuador - Solartia*. <https://solartia.com/2018/09/18/solartia-pone-en-marcha-las-plantas-solares-fotovoltaicas-de-san-pedro-y-tambo-de-1mw-en-ecuador/>
- Sun Conservation S.A. (n.d.). *No Title*. <https://www.sunconservation.com/proyectos>
- Vaca, D., & Ordóñez, F. (2020). Mapa solar del Ecuador 2019. In *Scinergy*. https://www.ingenieriaverde.org/wp-content/uploads/2020/01/Mapa_Solar_del_Ecuador_2019.pdf
- Vásquez, F., Urdiales, L., Espinoza, J., & García, M. (2015). Energía Solar en el Ecuador. In *Energías renovables en el Ecuador. Situación actual, tendencias y perspectivas* (Issue January).
- Vera, K. (2021). *Diseño de un sistema de microgeneración fotovoltaico, conectado a la red de distribución de baja tensión para la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales no Renovables considerando la regulación Arconel 003/18* [Universidad Nacional de Loja]. <https://dspace.unl.edu.ec/handle/123456789/14070>
- Villegas, E. S., & Alcivar, L. E. (2020). *Diseño de un sistema fotovoltaico para la escuela de educación básica Simón Bolívar en la comunidad Masa 2, Golfo de Guayaquil*. Universidad Politécnica Salesiana de Ecuador-Sede Guayaquil.

11. Anexos

Anexo 1. Datos técnicos del módulo fotovoltaico



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

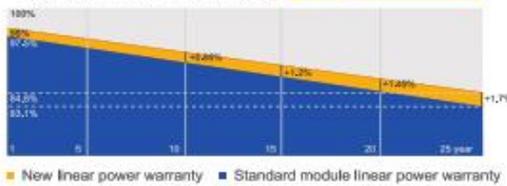


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing



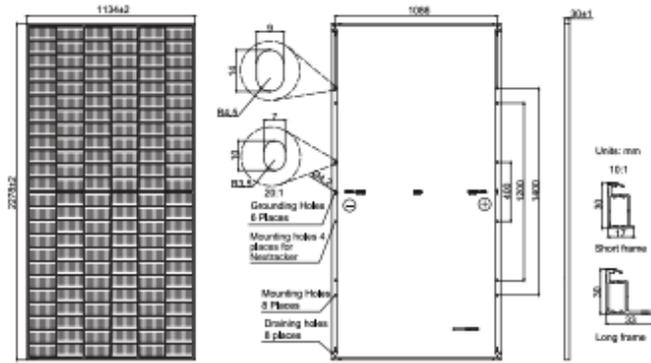
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of first interpretation.



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	27.3kg
Dimensions	2278±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) / 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-351/ MC4-EVO2A
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 200mm(+)/300mm(-); 800mm(+)/800mm(-)(Leapfrog) Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet 720pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	530	535	540	545	550	555
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90	50.02
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96	42.11
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.72	13.79	13.85	13.93	14.00	14.07
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.83	12.90	12.87	13.04	13.11	13.18
Module Efficiency [%]	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Iso(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

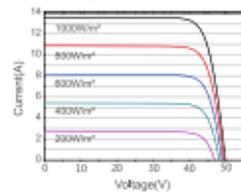
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(P _{max}) [W]	401	405	408	412	416	420	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68	46.85	Operating Temperature -40 C ~+85 C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43	39.66	Maximum Series Fuse Rating 25A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17	11.21	Maximum Static Load Front* 5400Pa(112lb/ft ²) Maximum Static Load Back* 2400Pa(50lb/ft ²)
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55	10.59	NOCT 45±2 C
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class Class II
							Fire Performance UL Type 1

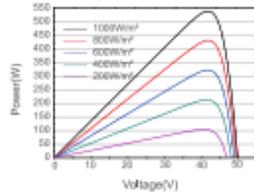
*For NextTracker installations, maximum static load please take compatibility approve letter between JA Solar and NextTracker for reference.

CHARACTERISTICS

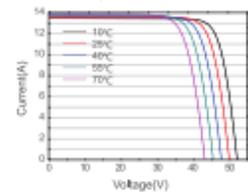
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Anexo 2. Inversor Fronius Symo 15, 0-3-M

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS SYMO

Máxima flexibilidad para las aplicaciones del futuro



Tecnología SnapInverter



Comunicación de datos integrada



Seguimiento inteligente GMP



Smart Grid Ready



Diseño SuperFlux



Inyección auto



Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, el Fronius Symo es el inversor trifásico sin transformador para todo tipo de instalaciones. Gracias a su flexible diseño, el Fronius Symo es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones.

La conexión a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen del Fronius Symo uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Número de seguidores MPPT	1	2	2	2	2	2
Máx. corriente de entrada (I _{sc} max.)	16 A	16 A	16 A	16 A	16 A	16 A
Máxima corriente de cortocircuito de MPPT / MPPT ¹⁾ de pu ²⁾	31 A	31 A	31 A	31 A	31 A	31 A
Rango de tensión de entrada CC (E _{oc} max. - V _{oc} min.)	150 - 1000 V					
Tensión de puesta en servicio E _{oc} nominal	200 V					
Rango de tensión MPPT	150 - 800 V					
Número de entradas CC	3	3	3	3	3	3
Máx. salida por generador PV (P _{pv} max.)	6,0 kW _{pv}	7,4 kW _{pv}	9,0 kW _{pv}	6,0 kW _{pv}	7,4 kW _{pv}	9,0 kW _{pv}
DATOS DE SALIDA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Potencia nominal CA (P _{ca})	3,000 W	3,700 W	4,500 W	3,000 W	3,700 W	4,500 W
Máxima potencia de salida	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA
Corriente de salida CA (I _{ca} max.)	6,3 A	6,3 A	6,3 A	6,3 A	6,3 A	6,3 A
Ajustamiento a la red (rango de tensión)	3-NET: 100 V / 230 V a 5-NET: 190 V / 230 V (+20 % / -30 %)					
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (43 - 63 Hz)					
Coefficiente de distorsión en línea	≤ 3 %					
Factor de potencia (cos φ ac)	0,90 - 1 ind. / cap.					
DATOS GENERALES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	643 x 411 x 204 mm					
Peso	16,0 kg			15,3 kg		
Tipo de protección	IP 65					
Clase de protección	I					
Categoría de sobretensión (CC / CA) ³⁾	2 / 3					
Consumo reactivo	≤ 3 W					
Concepto de inversor	Sin transformador					
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada					
Instalación	Instalación interior y exterior					
Margen de temperatura ambiente	-20 - +60 °C					
Humedad de aire admisible	0 - 100 %					
Máxima altitud	2.000 m / 3.000 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)					
Tecnología de conexión CC	3 x CC+ y 3 x CC- bornas rosca 2,5 - 16 mm ²⁾			4 x CC+ y 4 x CC- bornas rosca 2,5 - 16 mm ²⁾		
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornas rosca 2,5 - 16 mm ²⁾			5 polos CA bornas rosca 2,5 - 16 mm ²⁾		
Certificados y cumplimiento de normas	DVE / ONORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1, A1, VDE AR N 4103, IEC 62109-1-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, GR3/2, UNE 206007-1, SI 4777 ⁴⁾ , CEI 0-21 ⁵⁾ , NKS 0107					
País de fabricación	Austria					

¹⁾ Esto se aplica a Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M and 4.5-3-M. ²⁾ De acuerdo con IEC 62109-1. ³⁾ 16 mm²⁾ sin necesidad de bornas de conexión. ⁴⁾ In pv = In max + In (STC) x 1,25, de acuerdo, por ejemplo, a IEC 60364-7-712, NEC 2020, AS/NZS 5033:2021. Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Número de seguidores MPPT			2		
Max. corriente de entrada (I _{in,max} ; 170s max. II)	27 A / 16,9 A ¹⁾		35 A / 27 A		
Max. corriente de entrada total (I _{in,max} 1 + I _{in,max} 2)	43,5 A		51 A		
Maxima corriente de cortocircuito de MPPT / MPPT (I _{sc,mppt} ²⁾	56 A / 34 A		68 A / 56 A		
Rango de tensión de entrada CC (U _{in,cc} min. - U _{in,cc} max.)			200 - 1000 V		
Tensión de punto de potencia (U _{in,cc,mppt})			200 V		
Rango de tensión MPPT			200 - 900 V		
Número de entradas CC			4+5		
Max. salida del generador PV (P _{in,max})	13,0 kW _{peak}	18,8 kW _{peak}	22,5 kW _{peak}	26,3 kW _{peak}	30,0 kW _{peak}

DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA (P _{out}) ³⁾	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Maxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Corriente de salida CA (I _{out,max})	14,4 A	18,0 A	21,7 A	23,3 A	28,9 A
Aceptamiento a la red (rango de tensión)	3-30kV 400 V / 230 V a 3-30kV 380 V / 230 V (+20 % / -30 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión en línea	1,8 %	2,0 %	1,3 %	1,3 %	1,3 %
Factor de potencia (cos φ _{ac}) ⁴⁾	0 - 1 ind. / exp.				

DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)			725 x 510 x 225 mm		
Peso	14,8 kg		11,4 kg		
Tipo de protección			IP 66		
Clase de protección			1		
Categoría de sobretensión (CC / CA) ⁵⁾			2 / 3		
Consumo en espera			~ 1 W		
Concepto de inversor			Sin transformador		
Refrigeración			Refrigeración de aire forzada		
Instalación			Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente			-40 - +60 °C		
Humedad de aire admisible			0 - 100 %		
Maxima altura	2.000 m / 1.400 m (rango de tensión sin modificaciones / con modificaciones)				
Tecnología de conexión CC			6 x CC+ y 6 x CC menos max. cable 2,3 - 16 mm ²		
Tecnología de conexión principal			3 polos CA menos max. cable 2,5 - 28 mm ²		
Certificados y cumplimiento de normas	OVE / ONORM E 6051-4-712, DIN V VDE 0126-1-1(A1), VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 5100, AS 4777-2, AS 4777-3, IEC 60399, G83/2, UNE 206007-1, BS 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NKS 037				
País de fabricación	Austria				

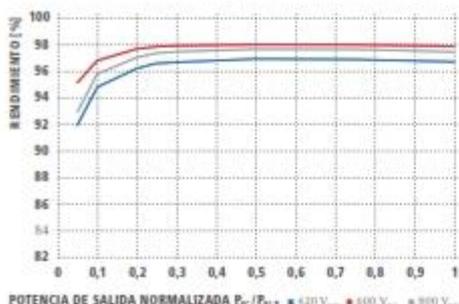
¹⁾ 14 A para tensiones < 420 V

²⁾ De acuerdo con IEC 62109-1. Carel DIN disponible para protección de sobretensiones de tipo 1+ 2 o tipo 2.

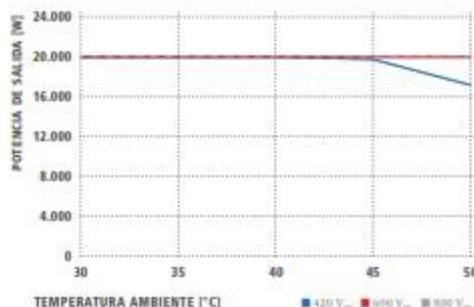
³⁾ I_{ac} p_{ac} = I_{ac,max} x I_{sc} (STC) x 1,25, de acuerdo, por ejemplo, a IEC 60364-7-712, NEC 2020, AS/NZS 5033:2021.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 20.0-3-M



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 20.0-3-M



DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento		98,0 %		98,1 %	
Rendimiento europeo (STC)	97,4 %	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
Rendimiento de adaptación MPV			= 99,3 %		
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC			SI		
Comparación de sobrecarga		Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia			
Secundario CC			SI		
Protección contra polaridad inversa			SI		
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solarweb, Modbus TCP / Modbus, Fronius Solar API (IS3M)			
8 inputs y 4 incorporaciones digitales		Interfaz integrada del control de carga			
USB (Conector A) ¹		Diálogo por protocolo de comunicación de datos			
2 conectores RJ 45 (RJ-45) ¹		Fronius SolarWeb			
Salida de audio ¹		Gestión de la energía (salida de voltaje más de potencia)			
Developer and Webserver		Incluido			
Input externo ¹		Interfaz 50-Meter / Input para la protección contra sobretensiones			
RS485		Módulo RTU / Interfaz a conexión de contacto			

¹ También disponible en la versión light.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

TRES UNIDADES DE NEGOCIO, UNA MISMA PASIÓN: TECNOLOGÍA QUE ESTABLECE ESTÁNDARES.

Lo que en 1945 comenzó como una empresa unipersonal, en la actualidad marca los estándares tecnológicos en los sectores de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica y carga de baterías. En la actualidad contamos en todo el mundo con 4.350 empleados y 1.241 patentes concedidas por desarrollos de productos, poniendo de manifiesto nuestro innovador espíritu. La expresión „desarrollo sostenible“ significa para nosotros fomentar aspectos sociales y relevantes para el medio ambiente, teniendo en cuenta los factores económicos. Nuestro objetivo siempre ha sido el mismo: ser líderes en innovación.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite www.fronius.com - 10/ May 2018 ES

Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial LA CARPETANIA
Miguel Faraday 2
28906 Getafe (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241 0
Fax +43 7242 241-953940
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

ADM 10014 25/12/2018 2023

Todos los derechos reservados. El contenido en el documento es informativo. No se garantiza la exactitud de los datos. Reservados todos los derechos de reproducción. Copyright © 2011 Fronius AG. Todos los derechos reservados.

Anexo 3. Datos técnicos del cable solar



Líderes

CENTELSA®
CABLES DE ENERGÍA Y DE TELECOMUNICACIONES S.A.
Una empresa Viakable

CABLES FOTOVOLTAICOS para sistemas de energía solar

TIPO AMERICANO
PV XLPE Cu 90°C 2 kV SR RoHS

TIPO EUROPEO
H1Z2Z2-K CuSn 90°C 1 kV HF FR RoHS

Diseñados para alimentar circuitos de baja tensión en instalaciones de energía solar fotovoltaica.

EXPERIENCIA
Y RESPALDO
QUE DAN VIDA
A TUS PROYECTOS

www.centelsa.com

CENTELSA H1Z2Z2-K CuSn 90 °C 1.0/1.0 kV (1.5 kV DC) HF FR

CENTELSA PV FOTOVOLTAICO Cu 90 °C XLPE 2 kV SR

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO H1Z2Z2-K 1,0 kV AC (1,5 kV DC) 90°C HF FR

Conductor		Aislamiento		Cubierta		Peso Total Aproximado	Ampacidad ⁽¹⁾		
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diametro Aproximado	Espesor Nominal	Diametro Aproximado		Un Cable al Aire	Un Cable Sobre una Superficie	Dos Cables en Contacto Sobre Superficie
mm ²	Ω/km	mm	mm	mm	mm	kg/km	A		
1,5	13,2980	0,70	3,06	0,80	4,74	31	30	29	24
2,5	7,9693	0,70	3,53	0,80	5,21	42	41	39	33
4	4,9408	0,70	4,08	0,80	5,76	58	55	52	44
6	3,2906	0,70	4,66	0,80	6,34	78	70	67	57
10	1,8928	0,70	5,65	0,80	7,33	120	98	93	79
16	1,2036	0,70	6,54	0,90	8,44	183	132	125	107
25	0,7717	0,90	8,21	1,00	10,31	280	176	167	142
35	0,5484	0,70	9,38	1,10	11,66	380	218	207	176
50	0,3815	1,00	11,08	1,20	13,58	537	276	262	221
70	0,2689	1,10	13,05	1,20	15,55	752	347	330	278
95	0,2038	1,10	15,24	1,30	17,94	980	416	395	333
120	0,1592	1,20	17,26	1,30	19,96	1254	488	464	390
150	0,1281	1,40	19,31	1,40	22,23	1549	566	538	453
185	0,1048	1,60	21,40	1,60	24,72	1893	644	612	515
240	0,0793	1,70	27,77	1,70	31,31	2593	775	736	620

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO PV XLPE 2000 V 90°C SR

Conductor		Aislamiento		Peso Total Aproximado	Ampacidad ⁽²⁾	
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diametro Aproximado		Un Cable al Aire	Hasta Tres Conductores en Ducto
AWG	Ω/km	mm	mm	kg/km	A	
14	8,4443	1,90	5,92	50	30	23
12	5,3149	1,90	6,42	65	41	30
10	3,3436	1,90	7,06	88	56	41
8	2,1021	2,16	8,36	126	78	55
6	1,3226	2,16	9,42	182	106	73
4	0,8478	2,16	10,44	263	141	96
2	0,5332	2,16	11,98	389	190	129
1/0	0,3351	2,67	14,94	604	259	172
2/0	0,2659	2,67	16,08	739	300	194
4/0	0,1688	2,67	19,52	1140	405	260
250	0,1429	3,05	21,56	1365	455	290
300	0,0728	3,05	30,69	2650	703	430

Notas:

Los datos aquí registrados son nominales y están sujetos a las tolerancias según las normas y las prácticas normales de fabricación. Otras configuraciones y calibres no especificados en este catálogo, están disponibles bajo pedido.

(1) Criterios de ampacidad según UNE (Tabla A.3), temperatura conductor de 120°C y temperatura ambiente de 60°C.

(2) Capacidad de corriente según NTC 2050 (NEC), temperatura conductor de 90°C y temperatura ambiente de 30°C.

Líderes



ALAMBRES Y CABLES THHN/THWN-2

RoHS



- Temperatura de operación en lugares secos, húmedos y mojados: 90 °C.
- Tensión de operación 600 V.
- Retardante a la llama (FR) VW - 1.
- Resistente a los rayos solares (SR) - Aislamiento en color Negro.
- Libre de sustancias peligrosas (RoHS).
- Configuración del conductor sólido o cableado.
- Extradeslizables: Desde calibres 8 AWG y mayores.
- Resistente a la abrasión.



Para los datos de los certificados, así como de los datos de los productos específicos, pueden ser visitados en nuestra página web.

Síguenos en nuestras redes sociales:



www.centelsa.com

Calibre	Área	Resistencia Nominal DC a 20°C	Espesor de Aislamiento	Espesor de Nylon	Diámetro Exterior Aproximado	Ampacidad (*)	Tensión Máxima de Halado	Radio mínimo de curvatura	
	mm ²	Ohm / km	mm	mm	mm	A	Kg-F	mm	
AWG	14	2,08	0,444	0,38	0,10	2,89	25	15	12
	12	3,31	0,315	0,38	0,10	3,36	30	23	14
	10	5,26	0,344	0,51	0,10	4,21	40	37	17
	8	8,37	2,102	0,76	0,13	5,53	55	59	22,12
	6	13,3	1,323	0,76	0,13	6,47	75	93	25,88
	4	21,15	0,832	1,02	0,15	8,23	95	148	32,92
	2	33,63	0,523	1,02	0,15	9,72	130	235	38,88
	1/0	53,51	0,329	1,27	0,18	12,03	170	375	48,12
	2/0	67,44	0,261	1,27	0,18	13,12	195	472	52,48
	3/0	85,03	0,207	1,27	0,18	14,35	225	595	57,4
kcmil	4/0	107,22	0,164	1,27	0,18	15,74	260	751	62,96
	250	126,68	0,139	1,52	0,20	17,86	290	887	71,44
	300	152,01	0,116	1,52	0,20	19,22	320	1064	76,88
	350	177,35	0,099	1,52	0,20	20,46	350	1241	81,84
	400	202,68	0,087	1,52	0,20	21,61	380	1419	86,44
	500	253,35	0,069	1,52	0,20	23,73	430	1773	94,92

TABLA 3

* Ampacidad según NTC 2050 (NEC) tablas 310-5 . temperatura del conductor 90°C, temperatura ambiente 30°C. Los datos aquí registrados están sujetos a las tolerancias normales de fabricación y pueden ser modificados sin previo aviso.

** Los valores reportados son para cables en cobre.

Construcción Cable THHN/THWN-2.

1 Conductor de cobre suave o aluminio serie 8000.

CENTELSA C THHN/THWN-2 90°C 600 V RoHS

3 Cubierta externa (chaqueta) de nylon.

2 Aislamiento en policloruro de vinilo (PVC) retardante a la llama (FR), resistente a la abrasión, calor y humedad.

Normas de Fabricación:

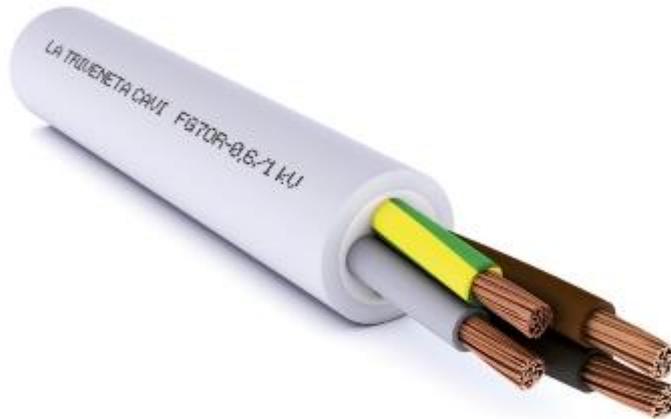
UL 93 / NTC 1332 / "CABLES Y ALAMBRES AISLADOS CON MATERIAL TERMOPLÁSTICO"



Baja tensión - Energía, señalación y comando

FG7R-0,6/1 kV FG7OR-0,6/1 kV

Construcción, requisitos eléctricos, físicos y mecánicos:	CEI 20-13
	IEC 60502-1
	CEI UNEL 35375 (cables de 1 a 5 conductores)
	CEI UNEL 35377 (cables de señalación y comando)
No propagación del incendio:	CEI 20-22 II
No propagación de la llama:	EN 60332-1-2
Gases corrosivos o halogenhídricos:	EN 50267-2-1
Directiva Baja Tensión:	2014/35/UE
Directiva RoHS:	2011/65/UE



www.la triforreta.com



revisión Nº 008 de 09/05/19

Descripción

- Conductor: cobre rojo, formación flexible, clase 5
- Aislamiento: goma, calidad G7
- Relleno: termoplástico, penetrante entre los conductores aislados (solo en los cables multipolares)
- Vaina: PVC, calidad Rz
- Color: gris

Características funcionales

- Tensión nominal U_o/U: 0,6/1 kV
- Temperatura máxima de ejercicio: 90°C
- Temperatura mínima de ejercicio: -15°C (en ausencia de sollicitaciones mecánicas)
- Temperatura máxima de corto circuito: 250°C

Características especiales

Buena resistencia a grasa y aceites industriales. Buen comportamiento ante bajas temperaturas.

Colores de los conductores

UNIPOLARES	●
BIPOLARES	● ●
TRIPOLARES	● ● ● ○ ● ● ● ●
CUADRUPOLES	● ● ● ● ● ○ ● ● ● ● ● ●
PENTAPOLARES	● ● ● ● ● ● ○ ● ● ● ● ● ● ● ●

Los conductores en los cables multiples para senalización y mando son negros y numerados, con o sin Verde/Amarillo

Marcado

Made in Italy LA TRIVENETA CAVI FG7(O)R 0,6/1 kV [form.] IEMMEQU CEI 20-22 II Pb free [año] [pedido] [metric]

Condiciones de uso

- Temperatura mínima de uso: 0°C
- Radio mínimo de curvatura recomendado: 4 veces el diámetro del cable
- Máximo esfuerzo de tracción recomendado: 50 N/mm² de sección del cobre

Empleo y tipo de uso

Apto para la alimentación y transporte de comandos y/o señales en la industria, en obras en construcción, en la edificación residencial. Para instalación fija en interior y exterior. Instalación en mamposterías y estructuras metálicas, en pasarelas, tuberías, canaletas y sistemas similares. Se admite el uso enterrado incluso no protegido.

Unipolares

Formación	Ø indicativo del conductor	Espesor medio aislante	Espesor medio vaina	Ø externo máx.	Resistencia eléctrica máx. a 20°C	Peso indicativo del cable	Caudal de corriente A					
							en aire a 30°C	en tubo en aire a 30°C	enterrado a 20°C			
									K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km						
1 x 1,5	1,5	0,7	1,4	6,7	13,3	43	24	20	26	24	23	21
1 x 2,5	2,0	0,7	1,4	7,2	7,98	54	33	28	34	31	29	27
1 x 4	2,5	0,7	1,4	7,8	4,95	68	40	37	43	40	38	35
1 x 6	3,0	0,7	1,4	8,4	3,30	81	58	48	55	51	48	44
1 x 10	4,0	0,7	1,4	9,4	1,91	140	80	66	73	68	64	59
1 x 16	5,0	0,7	1,4	10,4	1,21	190	107	88	96	89	83	77
1 x 25	6,2	0,8	1,4	12,2	0,780	280	141	117	124	115	108	100
1 x 35	7,4	0,8	1,4	13,6	0,554	370	176	144	150	139	131	121
1 x 50	8,9	1,0	1,4	15,4	0,386	510	210	175	186	173	162	150
1 x 70	10,5	1,1	1,4	17,3	0,272	700	278	222	228	212	199	184
1 x 95	12,2	1,1	1,5	19,4	0,206	905	342	269	270	250	234	217
1 x 120	13,8	1,2	1,5	21,4	0,161	1140	400	312	312	289	271	251
1 x 150	15,4	1,4	1,6	23,8	0,129	1420	464	355	356	330	310	287
1 x 185	16,9	1,6	1,6	26,0	0,106	1725	533	417	401	371	348	323
1 x 240	19,5	1,7	1,7	29,2	0,0801	2300	634	480	471	436	409	378
1 x 300	23,0	1,8	1,8	32,0	0,0641	2800	736	-	533	483	463	429
1 x 400	26,5	2,0	1,9	36,5	0,0486	3700	868	-	621	575	540	500
1 x 500 (*)	28,5	2,2	2,1	37,1	0,0384	4605	998	-	705	650	610	560
1 x 630 (*)	33,0	2,4	2,3	42,2	0,0287	6125	1151	-	823	762	716	663

(*) = Esta formación es sin certificado IMQ
 Nota: los valores de caudal de corriente se refieren a:
 - N°3 conductores activos
 - profundidad de uso 0,8 m para los cables enterrados

Nota: K=1: resistividad térmica del terreno 1,0 K·m/W
 K=1,5: resistividad térmica del terreno 1,5 K·m/W

Bipolares

Formación	Ø indicativo del conductor	Espesor medio aislante	Espesor medio vaina	Ø externo máx.	Resistencia eléctrica máx. a 20°C	Peso indicativo del cable	Caudal de corriente A					
							en aire a 30°C	en tubo en aire a 30°C	enterrado a 20°C		tubo enterrado a 20°C	
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km			K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5
2 x 1,5	1,5	0,7	1,8	12,0	13,3	120	26	22	28	20	25	23
2 x 2,5	2,0	0,7	1,8	13,0	7,98	150	36	30	37	30	32	30
2 x 4	2,5	0,7	1,8	14,2	4,95	195	49	40	48	40	41	39
2 x 6	3,0	0,7	1,8	15,4	3,30	250	63	51	60	56	52	49
2 x 10	4,0	0,7	1,8	17,3	1,91	365	85	69	80	76	70	66
2 x 16	5,0	0,7	1,8	19,4	1,21	510	115	91	105	99	91	86
2 x 25	6,2	0,9	1,8	23,0	0,780	700	149	119	135	128	118	111
2 x 35	7,4	0,9	1,8	25,7	0,554	1010	185	140	165	156	144	135
2 x 50	8,9	1,0	1,8	29,3	0,386	1390	225	175	205	193	179	168

Nota: los valores de caudal de corriente se refieren a:
 - N° 2 conductores activos
 - profundidad de uso 0,8 m para los cables enterrados

Nota: K=1: resistividad térmica del terreno 1,0 K-m/W
 K=1,5: resistividad térmica del terreno 1,5 K-m/W

Tripolares

Formación	Ø indicativo del conductor	Espesor medio aislante	Espesor medio vaina	Ø externo máx.	Resistencia eléctrica máx. a 20°C	Peso indicativo del cable	Caudal de corriente A					
							en aire a 30°C	en tubo en aire a 30°C	enterrado a 20°C		tubo enterrado a 20°C	
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km			K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5
3 x 1,5	1,5	0,7	1,8	12,0	13,3	135	23	19	23	22	20	19
3 x 2,5	2,0	0,7	1,8	13,0	7,98	170	32	26	30	29	27	25
3 x 4	2,5	0,7	1,8	14,2	4,95	230	42	35	39	37	34	32
3 x 6	3,0	0,7	1,8	16,2	3,30	300	54	44	50	47	43	41
3 x 10	4,0	0,7	1,8	18,2	1,91	445	75	60	67	63	58	56
3 x 16	5,0	0,7	1,8	20,6	1,21	640	100	80	88	83	76	72
3 x 25	6,2	0,9	1,8	24,0	0,780	950	127	105	113	107	99	93
3 x 35	7,4	0,9	1,8	27,3	0,554	1280	158	128	139	131	121	114
3 x 50	8,9	1,0	1,8	31,2	0,386	1780	182	154	172	162	149	141
3 x 70	10,5	1,1	1,9	35,6	0,272	2474	246	194	212	200	184	174
3 x 95	12,2	1,1	2,0	40,0	0,206	3160	298	233	251	237	218	206
3 x 120	13,8	1,2	2,1	44,4	0,161	4020	346	268	290	274	252	238
3 x 150	15,4	1,4	2,3	49,5	0,129	5240	399	300	332	313	288	272
3 x 185	16,9	1,6	2,4	55,2	0,106	6365	456	340	373	352	324	306
3 x 240	19,5	1,7	2,6	61,9	0,0801	8270	538	398	439	414	382	360
3 x 300	22,0	1,8	2,8	68,0	0,0641	10210	621	-	-	-	-	-

Nota: los valores de caudal de corriente se refieren a:
 - N°3 conductores activos
 - profundidad de uso 0,8 m para los cables enterrados

Nota: K=1: resistividad térmica del terreno 1,0 K-m/W
 K=1,5: resistividad térmica del terreno 1,5 K-m/W

Cuadripolares

Formación	Ø indicativo del conductor	Espesor medio aislante	Espesor medio aislante	Ø externo máx.	Resistencia eléctrica máx. a 20°C	Peso indicativo del cable	Caudal de corriente A					
							en aire a 30°C	en tubo en aire a 30°C	enterrado a 20°C		tubo enterrado a 20°C	
									K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km						
4 x 1,5	1,5	0,7	1,8	13,4	13,3	155	23	19	23	22	20	19
4 x 2,5	2,0	0,7	1,8	14,0	7,98	205	32	26	30	29	27	25
4 x 4	2,5	0,7	1,8	16,0	4,95	275	42	35	39	37	34	32
4 x 6	3,0	0,7	1,8	17,5	3,30	365	54	44	50	47	43	41
4 x 10	4,0	0,7	1,8	19,8	1,91	550	75	60	67	63	58	55
4 x 16	5,0	0,7	1,8	22,4	1,21	790	100	80	88	83	76	72
4 x 25	6,2	0,9	1,8	26,8	0,780	1200	127	105	113	107	99	93
3x35+25	7,4/6,2	0,8/0,9	1,8	29,2	0,554/0,780	1520	158	128	138	131	121	114
3x50+25	8,9/6,2	1,0/0,9	1,8	32,4	0,385/0,780	2015	192	154	172	162	149	141
3x70+35	10,5/7,4	1,1/0,9	1,9	37,0	0,272/0,254	2800	246	194	212	200	184	174
3x95+50	12,2/8,9	1,1/1,0	2,1	42,0	0,205/0,380	3635	298	233	251	237	218	206
3x120+70	13,8/10,5	1,2/1,1	2,2	46,9	0,161/0,272	4685	346	268	290	274	252	238
3x150+95	15,4/12,2	1,4/1,1	2,4	52,5	0,129/0,205	6050	399	300	332	313	288	272
3x185+120	16,9/12,2	1,6/1,1	2,5	57,3	0,105/0,205	7150	456	340	373	352	324	306
3x240+150	18,5/15,4	1,7/1,4	2,7	65,5	0,0801/0,129	9310	538	398	439	414	382	360
3x300+150	22,0/15,4	1,8/1,4	2,9	70,8	0,0641/0,129	11420	621	455	-	-	-	-

Nota: los valores de caudal de corriente se refieren a:
- N°3 conductores activos
- profundidad de uso 0,8 m para los cables enterrados

Nota: K=1: resistividad térmica del terreno 1,0 K·m/W
K=1,5: resistividad térmica del terreno 1,5 K·m/W

Pentapolares

Formación	Ø indicativo del conductor	Espesor medio aislante	Espesor medio vaina	Ø externo máx.	Resistencia eléctrica máx. a 20°C	Peso indicativo del cable	Caudal de corriente A					
							en aire a 30°C	en tubo en aire a 30°C	enterrado a 20°C		tubo enterrado a 20°C	
									K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km						
5G1,5	1,5	0,7	1,8	14,4	13,3	180	23	19	23	22	20	19
5G2,5	2,0	0,7	1,8	15,0	7,98	235	32	26	30	29	27	25
5G4	2,5	0,7	1,8	17,3	4,95	320	42	35	39	37	34	32
5G6	3,0	0,7	1,8	18,9	3,30	430	54	44	50	47	43	41
5G10	4,0	0,7	1,8	21,5	1,91	650	75	60	67	63	58	55
5G16	5,0	0,7	1,8	24,4	1,21	905	100	80	88	86	76	72
5G25	6,2	0,9	1,8	29,3	0,780	1460	127	105	113	107	99	93
5G35	7,4	0,9	1,8	32,8	0,554	1960	158	128	138	131	121	114
5G50	8,9	1,0	2,0	38,2	0,380	2930	192	154	172	162	149	141

Nota: los valores de caudal de corriente se refieren a:
- N°3 conductores activos
- profundidad de uso 0,8 m para los cables enterrados

Nota: K=1: resistividad térmica del terreno 1,0 K·m/W
K=1,5: resistividad térmica del terreno 1,5 K·m/W

Múltiples/ señalación y comando

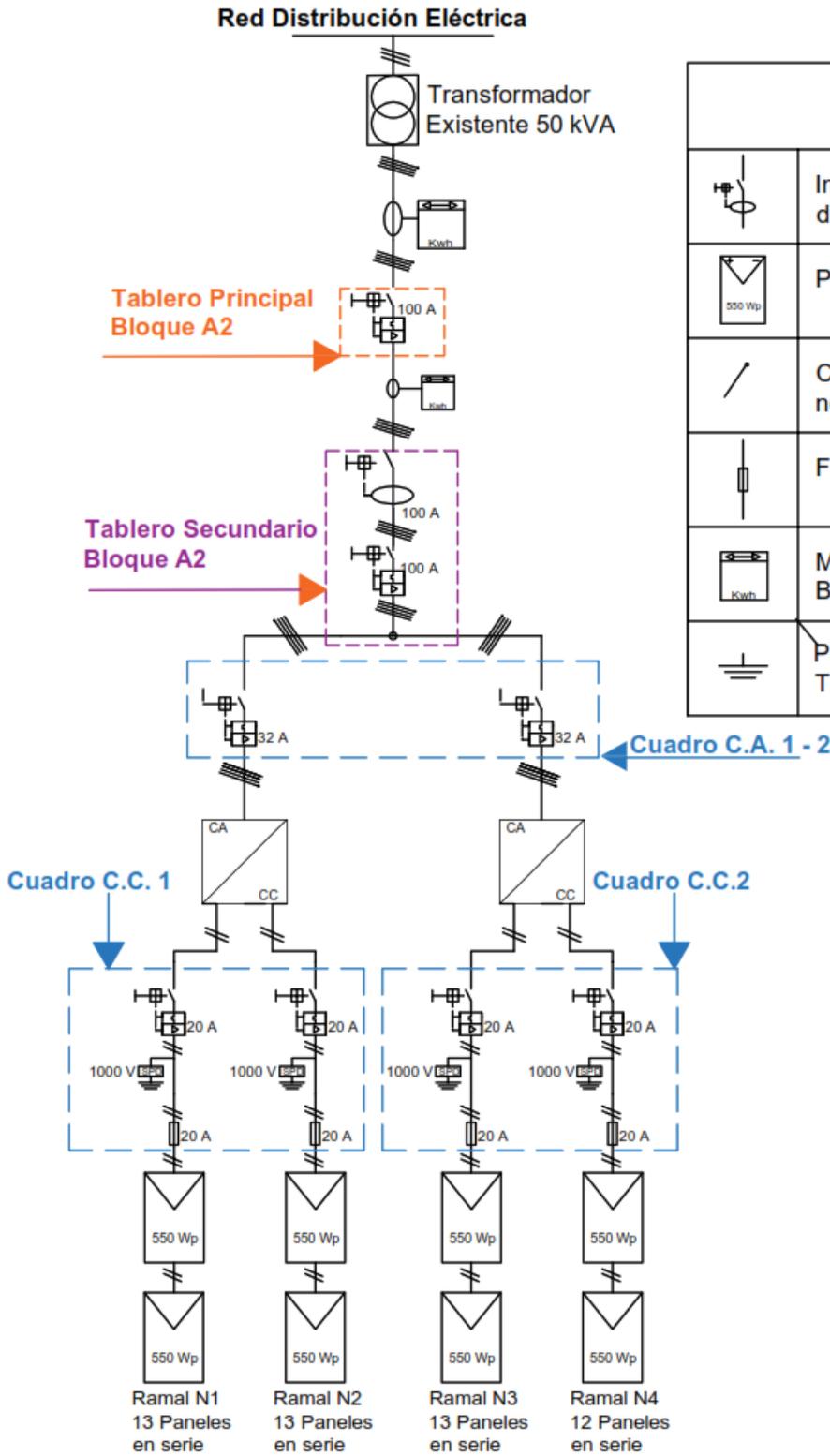
Formación (*)	Ø indicativo del conductor	Espesor medio aislante	Espesor medio valna	Ø externo máx.	Resistencia eléctrica máx. a 20°C	Peso indicativo del cable	Caudal de corriente A			
							en aire a 30°C	en tubo en aire a 30°C	tubo enterrado a 20°C	
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km	kg/km			K = 1	K = 1,5
7G1,5	1,5	0,7	1,8	15,4	13,3	220	13	11,5	18,5	16
10G1,5	1,5	0,7	1,8	18,7	13,4	300	13	11,5	18,5	16
12G1,5	1,5	0,7	1,8	19,3	13,4	330	11	9,5	14,5	12,5
16G1,5	1,5	0,7	1,8	21,1	13,4	430	11	9,5	14,5	12,5
19G1,5	1,5	0,7	1,8	22,1	13,4	470	9	8	13	11,5
24G1,5	1,5	0,7	1,8	25,4	13,5	575	9	8	13	11,5
7G2,5	2,0	0,7	1,8	16,8	7,99	305	17,5	10,5	24	21
10G2,5	2,0	0,7	1,8	20,6	8,06	415	17,5	10,5	24	21
12G2,5	2,0	0,7	1,8	21,3	8,06	470	13,5	12	20	17,5
16G2,5	2,0	0,7	1,8	23,3	8,06	605	13,5	12	20	17,5
19G2,5	2,0	0,7	1,8	24,5	8,06	680	12	10,5	16	14
24G2,5	2,0	0,7	1,8	28,3	8,10	835	12	10,5	16	14

(*) También disponible sin conductor amarillo/verde
 Nota: los valores de caudal de corriente se refieren a:
 - todos los conductores activos (excepto el conductor amarillo/verde)
 - profundidad de uso 0,8 m para los cables enterrados

Nota: K=1: resistividad térmica del terreno 1,0 K-m/W
 K=1,5: resistividad térmica del terreno 1,5 K-m/W

Anexo 4. Diagrama unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red.

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SFCR



SIMBOLOGÍA			
	Interruptor diferencial		Interruptor magnetotérmico
	Panel Solar		Inversor
	Conductor neutro		Conductor fase
	Fusible		Protector sobretensión
	Medidor Bidireccional		Transformador
	Puesta a Tierra		Contador de energía



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

Nombre	Pedro Rivera
Dib.	Ing. Carlos Samaniego
Rev.	Febrero 2024
Fecha	

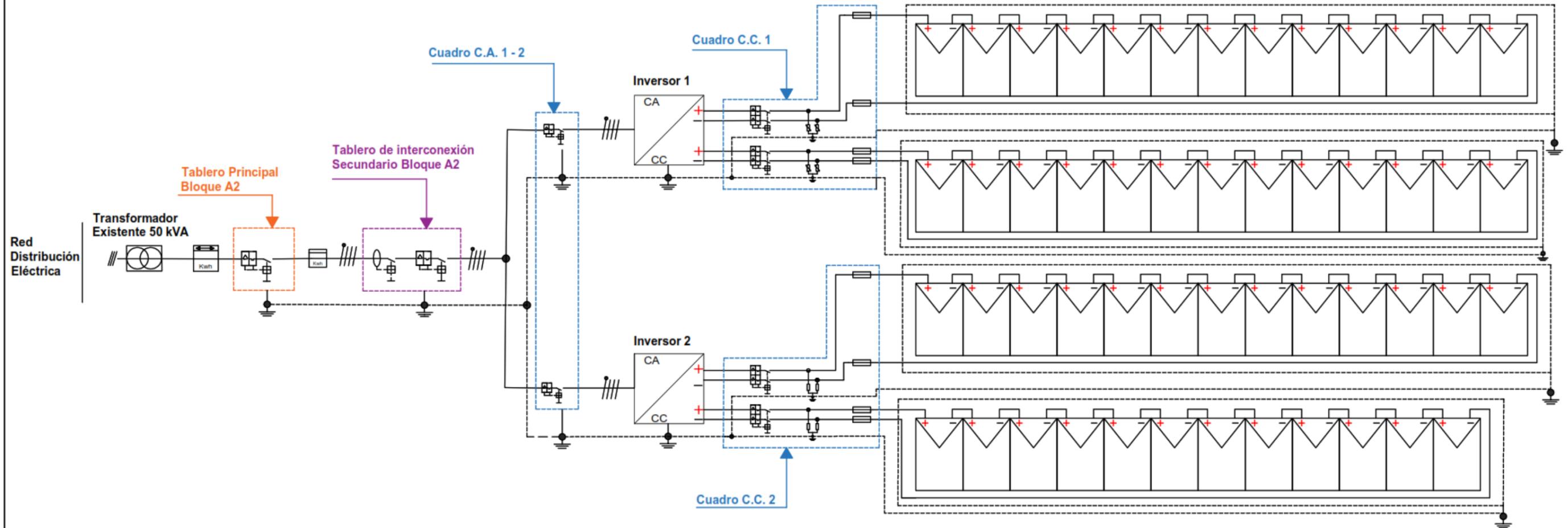
Denominación:
Diagrama unifilar SFCR

Escala:
N/A

Numero de dibujo:
Ingeniería Electromecánica

Lámina:
Lámina 2

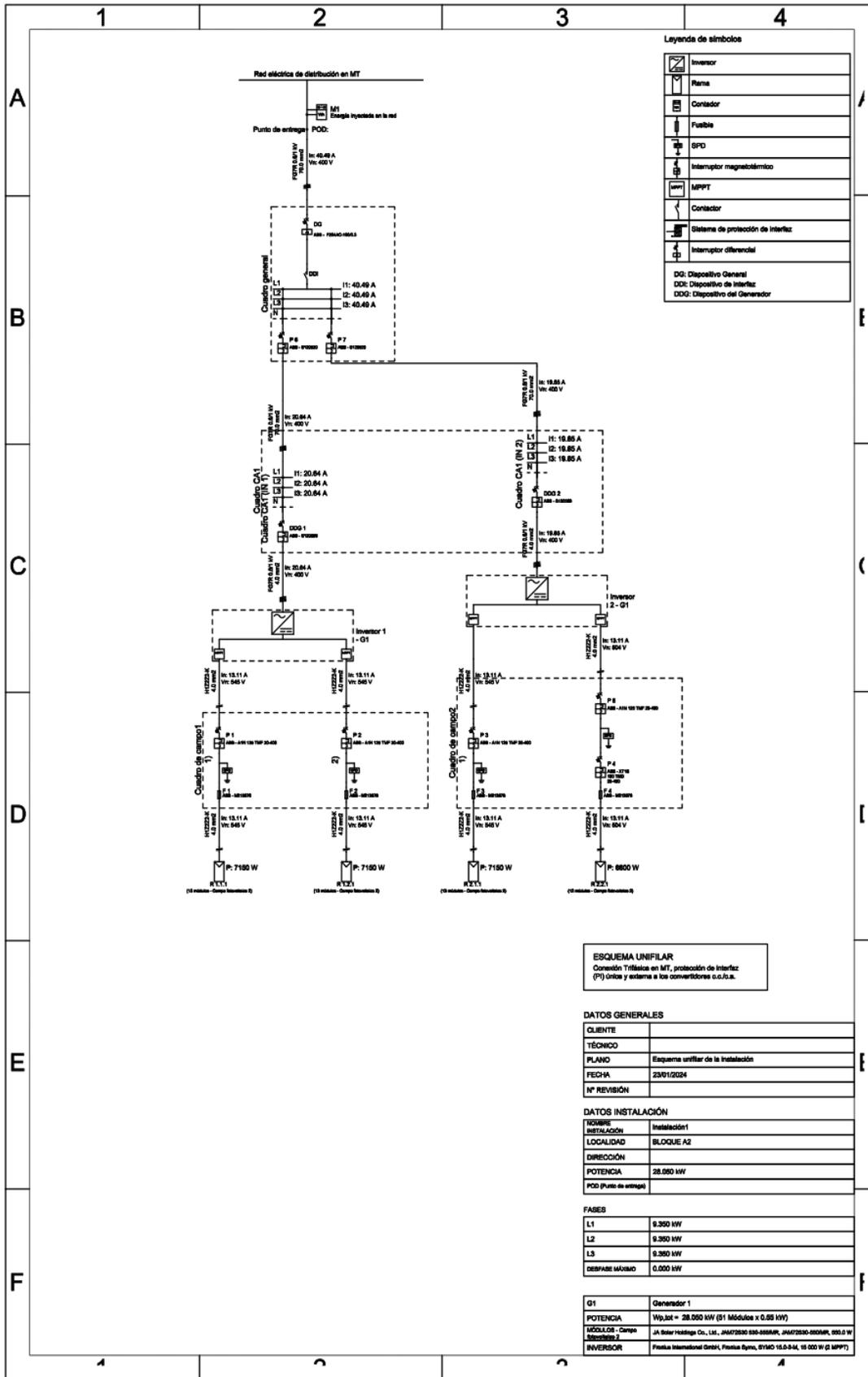
ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SFCR



SIMBOLOGÍA			
	Interruptor diferencial		Interruptor magnetotérmico
	Panel Solar		Inversor
	Conductor neutro		Conductor fase
	Fusible		Protector sobretensión
	Medidor Bidireccional		Transformador
	Puesta a Tierra		

Universidad Nacional de Loja		UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA	
Nombre	Denominación:	Escala:	
Dib. Pedro Rivera	Esquema eléctrico SFCR	N/A	
Rev. Ing. Carlos Samaniego			
Fecha Febrero 2024			
	Lámina:		
	Lámina 3		
	Ingeniería Electromecánica		

Anexo 6. Diagrama unifilar Software Solarius Pv



Anexo 7. Certificación de traducción del resumen.

Certificado de Traducción al Idioma Inglés

René Mauricio Gómez González, Licenciado en Ciencias de la Educación mención idioma Inglés, Máster Univeritario en Enseñanza del Inglés, con C.I: 1105140865.

Certifico:

Que el texto traducido al idioma inglés que ocmpone el **Resumen** del Trabajo de Titulación denominado: **“Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica para el Bloque A2 de la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales No Renovables de la Universidad Nacional de Loja”** correspondiente al Sr. **Pedro Jair Rivera Mendoza**, con número de cédula 1105375610, fue realizado y verificado bajo mi supervisión.

Es todo en cuanto puedo indicar en honor a la verdad, facultando al interesado hacer uso del presente documento para los fines pertinentes.

Loja, 24 de julio de 2024



Firma: **Isic. René Gómez Mg.**

C.I: 1105140865

Celular: 0989419049