



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**DISEÑO E IMPACTO DE UN SISTEMA FV EN EL
EDIFICIO ADMINISTRATIVO EN CONSTRUCCIÓN DE LA
UPS SEDE CUENCA**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
título de Ingeniero Eléctrico

**AUTORES: ADRIÁN FERNANDO MALDONADO MOGROVEJO
JOSÉ FERNANDO PRIETO PORGYO**

TUTOR: ING.FLAVIO ALFREDO QUIZHPI PALOMEQUE, MGTR.

Cuenca - Ecuador
2025

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Adrián Fernando Maldonado Mogrovejo con documento de identificación N° 0106203466 y José Fernando Prieto Pogyo con documento de identificación N° 0350189676; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Cuenca, 27 de marzo del 2025

Atentamente,



Adrián Fernando Maldonado
Mogrovejo
0106203466



José Fernando Prieto Pogyo
0350189676

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Nosotros, Adrián Fernando Maldonado Mogrovejo con documento de identificación N° 0106203466 y José Fernando Prieto Pogyo con documento de identificación N° 0350189676, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del Proyecto técnico: "Diseño e impacto de un sistema FV en el edificio administrativo en construcción de la UPS sede Cuenca", el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribimos este documento en el momento que hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 27 de marzo del 2025

Atentamente,

Adrián Fernando Maldonado
Mogrovejo
0106203466

José Fernando Prieto Pogyo
0350189676

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque con documento de identificación N° 0102257482, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DISEÑO E IMPACTO DE UN SISTEMA FV EN EL EDIFICIO ADMINISTRATIVO EN CONSTRUCCIÓN DE LA UPS SEDE CUENCA, realizado por Adrián Fernando Maldonado Mogrovejo con documento de identificación N° 0106203466 y por José Fernando Prieto Pogyo con documento de identificación N° 0350189676, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, 27 de marzo del 2025

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
**FLAVIO ALFREDO
QUIZHPI PALOMEQUE**

Ing. Flavio Alfredo Quizhpi Palomeque
0102257482

AGRADECIMIENTO

Quisiera, en primer lugar, agradecer a Dios por haberme otorgado la fuerza, sabiduría, paciencia y motivación vitales para superar cada dificultad en este proceso. A mi madre, por su amor incondicional y su apoyo constante a lo largo de mi vida. Ella ha sido el pilar fundamental que me ha permitido enfrentar cada obstáculo con determinación y perseverancia. A mis tíos, quienes, experiencia, tanto en el ámbito profesional como en el personal, me han guiado a lo largo de mi vida. Los valores que me han transmitido han sido cruciales para mantenerme firme en la consecución de mis metas. Agradezco también a la Universidad Politécnica Salesiana, por permitirme adquirir conocimientos en un entorno académico tan enriquecedor, y a los docentes, cuyo conocimiento y dedicación me han preparado para enfrentar los retos profesionales que hoy se presentan ante mí. Finalmente, quiero agradecer a mi compañero de tesis por su apoyo y colaboración durante todo este proceso.

Adrián Fernando Maldonado Mogrovejo

Quiero comenzar agradeciendo a Dios por brindarme la fuerza y la sabiduría para seguir adelante a lo largo del camino que he recorrido hasta esta etapa de mi vida. A mi madre, a quien agradezco por ser un pilar fundamental que me ha permitido llegar hasta donde estoy. A mis abuelos y tíos, quienes me vieron crecer y siempre han estado presentes para apoyarme cuando lo he necesitado. Junto con mi madre, su respaldo incondicional y sus consejos han sido mi mayor motor y guía. A mis hermanos y a mi padre, por estar siempre a mi lado, brindándome su compañía y apoyo en cada etapa de este proceso. Además, quiero agradecer a mis amigos, quienes me han brindado su apoyo y con quienes he compartido risas, momentos de aprendizaje y experiencias inolvidables a lo largo de esta etapa. Su compañía y aliento han sido fundamentales en este camino. A mi compañero de tesis, con quien he compartido este camino académico y cuya constancia, responsabilidad y compromiso han sido esenciales tanto en este trabajo como en toda nuestra formación profesional. Su apoyo y dedicación han sido pilares fundamentales en la finalización de este trabajo. Asimismo, agradezco a mi tutor de tesis, cuyo apoyo y orientación han sido esenciales en la realización de el mismo.

José Fernando Prieto Pogyo

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, por brindarme la fuerza y conocimiento para superar cada reto. A mi madre, por su amor, sacrificio y apoyo incondicional, que siempre me han dado el impulso necesario para seguir adelante. A mi familia, por enseñarme que el camino hacia el éxito se construye con esfuerzo, perseverancia y fe. Este logro es el reflejo de su constante influencia y todo lo que me han transmitido a lo largo de mi vida.

Adrián Fernando Maldonado Mogrovejo

Dedico este trabajo a Dios, quien ha sido la luz que ha guiado mi camino. A mi familia, por su apoyo constante mientras llevaba a cabo este proyecto, por su comprensión, paciencia y confianza, así como por su capacidad para escucharme y motivarme en cada etapa del proceso. A mis amigos, con quienes he compartido momentos inolvidables a lo largo de la carrera y que siempre me han brindado su apoyo. A mi tutor de tesis, profesores y miembros de la constructora por su guía y valiosos consejos, que han sido fundamentales para la culminación de este trabajo

José Fernando Prieto Pogyo

Glosario

AC corriente alterna.

DC corriente continua.

FC Factor de Carga.

FV Fotovoltaico/a.

Isc Corriente de cortocircuito.

MPPT Seguimiento del Punto de Máxima Potencia.

NOCT Nominal Operating Cell Temperature.

PIR Período de Recuperación de la Inversión.

RBC Relación Beneficio-Costo.

SFCR Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red.

STC Condiciones Estándar de Prueba.

TIR Tasa Interna de Retorno.

TMAR Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento.

TOE Tonelada Equivalente de Petróleo.

VAN Valor Actual Neto.

Vmp Voltaje en el punto de máxima potencia.

Voc Voltaje de circuito abierto.

RESUMEN

Este estudio presenta el diseño de un sistema [FV](#) para la edificación administrativa en construcción de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca, capaz de cubrir el 20 % de la demanda energética, en cumplimiento con los estándares de sostenibilidad de la certificación EDGE.

Para ello, se determinó la irradiación solar del sitio mediante bases de datos y herramientas especializadas en sistemas fotovoltaicos, así como la orientación del edificio y el área disponible, considerando los diferentes obstáculos que podrían generar sombras y afectar la generación. El sistema se diseñó con base en estas características y en las limitaciones técnicas de los componentes, asegurando el dimensionamiento adecuado de paneles, inversor, conductores y protecciones, considerando caídas de tensión y corrientes máximas.

Se utiliza los programas Solarius PV, AutoCAD y Excel los cuales permiten el correcto dimensionamiento y análisis del sistema.

Se realizó un análisis económico utilizando criterios financieros como el [VAN](#), [TIR](#), [PIR](#) y [RBC](#), lo que demuestra la rentabilidad económica del proyecto.

Además, se efectuó una evaluación ambiental considerando la tonelada equivalente de petróleo (TOE) y factores de conversión para gases responsables del efecto invernadero, entre ellos, dióxido de carbono, metano y óxido nitroso.

Los resultados muestran que el sistema diseñado es capaz de generar la energía suficiente para cumplir con los requerimientos de la certificación, contribuyendo a la reducción del consumo energético del edificio. Además, el proyecto es económicamente viable y tiene un impacto ambiental positivo.

Palabras clave: Irradiación solar, Sistema fotovoltaico, Certificación EDGE, Demanda, Paneles, Inversor, Económico, Ambiental.

Índice

Glosario	7
1. Marco Teórico	13
1.1. Energía Solar Fotovoltaica	13
1.2. Radiación Solar	13
1.3. Sistemas Fotovoltaicos	13
1.4. Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	14
1.4.1. Sistemas Conectados a la Red Eléctrica (SFCR)	14
1.4.1.1. Sobre el suelo	14
1.4.1.2. Sobre edificaciones	15
1.4.2. Sistemas Autónomos	15
1.5. Ángulo de Inclinación Óptima y Orientación de los Módulos Fotovoltaicos	16
1.6. Módulos Fotovoltaicos	16
1.6.1. Paneles Monocristalinos	16
1.6.2. Paneles Policristalinos	16
1.6.3. Soportes de paneles	17
1.7. Inversor	17
1.8. Conductores	17
1.8.1. Aplicado a sistemas Fotovoltaicos	17
1.8.2. Aplicado a sistemas en Alterna	18
1.9. Protecciones	19
1.9.1. Fusibles	19
1.9.2. Interruptor Termo-magnético	19
1.10. Normativas aplicables	19
1.10.1. Normativa Europea	20
1.10.2. Normativa en Norteamérica	20
1.10.3. Normativa en Ecuador	20
1.11. Simulador SolariusPV	21
1.12. Índices económicos	21
1.12.1. Valor Actual Neto	22
1.12.2. Tasa interna de retorno (TIR)	22
1.12.3. Periodo de recuperación de la inversión (PIR)	22
1.12.4. Relación beneficio costo (RBC)	22
1.12.5. Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR)	22
2. Áreas del Trabajo de Grado para ABET	23

3. Requerimientos Técnicos	26
3.1. Datos de ubicación del proyecto	26
3.2. Inclinação y Orientación de Paneles	26
3.3. Datos Meteorológicos	28
4. Pre-diseño de Sistema Fotovoltaico	37
4.1. Potencia del generador	37
4.2. Estimación del número de paneles solares	41
5. Diseño de Sistema Fotovoltaico	43
5.1. Área Disponible	43
5.1.1. Disposición de paneles	45
5.2. Potencia nominal del inversor	46
5.3. Arreglo Fotovoltaico	47
5.3.1. Configuración y número de paneles por inversor	54
5.4. Dimensionamiento del Conductor y Protecciones	55
5.5. En corriente continua	55
5.6. En corriente alterna	60
5.7. Puesta a tierra	62
6. Simulación	64
7. Análisis económico	73
7.1. Recursos	73
7.2. Índices Económicos	73
8. Análisis ambiental	79
9. Análisis de resultados	81
10. Conclusiones	83
11. Recomendaciones	85
12. Anexos	90
12.1. Esquema de Instalación	90
12.2. Ficha Técnica del Panel Solar	91
12.3. Ficha Técnica del Inversor	93
12.4. Ficha Técnica de Portafusibles	95
12.5. Ficha Técnica de Fusibles	102
12.6. Catálogo de Cables Fotovoltaicos	107
12.7. Ficha Técnica del Breaker	115

12.8. Boletín Alambres y Cables THHN THWN-2 RoHS	118
--	-----

Índice de figuras

1. Ubicación Geográfica	26
2. Vista Satelital Cuadrículada	27
3. Ángulo de orientación de los paneles con respecto al norte	28
4. Coordenadas ingresadas en la herramienta PVGIS	29
5. Gráfica ilustrativa del grado de orientación en PVGIS	29
6. Datos ingresados en la herramienta PVGIS a 3 grados	30
7. Resumen de resultados para 3 grados	31
8. Irradiación promedio mensual a 3 grados	32
9. Perfil del horizonte a 3 grados	32
10. Datos ingresados en la herramienta PVGIS a 5 grados	34
11. Resumen de resultados para 5 grados	34
12. Irradiación promedio mensual a 5 grados	35
13. Perfil del horizonte a 5 grados	35
14. Horas Solares Pico	38
15. Panel JAM72S30 530-555/MR características mecánicas	41
16. Planos de la Terraza	43
17. Área construcción ascensor	44
18. Dimensiones y distancias entre filas de paneles	45
19. Número total de paneles según el área disponible (Elaborado por autores).	46
20. Panel JAM72S30 530-555/MR Parámetros eléctricos en NOCT y condiciones estándar de operación	47
21. Rango de temperaturas en Cuenca-Ecuador	48
22. Panel JAM72S30 530-555/MR Parámetros eléctricos en condiciones STC	49
23. Datos Inversor MAC 30-50KTL3-X2	53
24. Fusible gPV cilíndrico 14x51mm	56
25. Portafusibles gPV cilíndrico 14x51mm	56
26. Disposición de strings	57
27. Cable Fotovoltaico de 4 mm ²	59
28. Interruptor de caja moldeada Fórmula A2C 1SDA066777R1	61
29. Tabla de cables THHN/THWN-2	62
30. Irradiación solar - Base de datos Meteonorm	64
31. Vista 2D del sitio de instalación	65
32. Vista 3D del sitio de instalación	65
33. Especificaciones técnicas del panel solar en el programa	66

34.	Especificaciones técnicas del inversor en el programa	67
35.	Irradiación sobre el panel	68
36.	Creación del generador fotovoltaico	68
37.	Selección del inversor dentro del programa	69
38.	Configuración de series y paralelo del inversor	69
39.	Resumen de datos del campo fotovoltaico	70
40.	Resumen de resultados de la instalación	70
41.	Presupuesto inicial en el programa	71
42.	Demanda estimada en el programa	71
43.	Resumen de rentabilidad en el programa económica	72

Índice de tablas

1.	Áreas del Trabajo de Grado	23
2.	Tabla resumen de valores extrapolados	52
3.	Presupuesto del proyecto	73
4.	Flujo de Caja para los años 0 al 4	75
5.	Flujo de Caja para los años 5 al 11	76
6.	Flujo de Caja para los años 12 al 18	77
7.	Flujo de Caja para los años 19 al 25	78
8.	Indices económicos del proyecto	78
9.	Ahorro de Combustible	79
10.	Emisiones Atmosféricas Evitadas	80

“DISEÑO E IMPACTO DE UN SISTEMA FV EN EL EDIFICIO ADMINISTRATIVO EN CONSTRUCCIÓN DE LA UPS SEDE CUENCA”

1. Marco Teórico

1.1 Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar directa o energía solar fotovoltaica se refiere a un sistema que convierte la radiación solar directamente en una forma de energía eléctrica utilizando células fotovoltaicas [1], presenta varias ventajas que la hacen una opción atractiva para la generación de energía. Esta energía reduce la dependencia de las reservas de combustibles fósiles y proporciona menos contaminantes que la planta a base de carbón [2]. Se caracteriza por convertir energía de forma silenciosa, su diseño es sencillo lo que facilita tanto la instalación como su integración en edificios. Además, tiene una larga vida útil y requiere poco mantenimiento. Es liviana y fácil de transportar, lo que permite su uso en diversos entornos. Por último, su costo ha ido disminuyendo, lo que la hace más accesible para proyectos de diferentes escalas desde pequeñas viviendas hasta grandes instalaciones industriales.

1.2 Radiación Solar

La mayor parte de la energía que el Sol envía a la Tierra llega en forma de radiación electromagnética [3]. La energía solar que impacta sobre una unidad de área se expresa en W/m^2 , y se denomina irradiancia solar o insolación. A su vez, la suma de esta irradiancia durante un período determinado se expresa en J/m^2 . Es importante destacar que, en muchos casos, tanto la irradiancia como la radiación solar se designan con las mismas unidades de medida.

1.3 Sistemas Fotovoltaicos

Un sistema solar fotovoltaico es un conjunto de componentes en su mayoría eléctricos que relacionados entre sí, tienen la función de convertir la radiación solar en energía [4]. Presenta varias ventajas, en primer lugar, contribuyen a la reducción de costos energéticos, ya que permiten generar electricidad a partir del Sol, disminuyendo la dependencia de la red eléctrica y, como resultado, los costos de energía. Además, son sostenibles, ya que no producen emisiones contaminantes ni generan residuos durante su funcionamiento, lo que los hace amigables.

bles con el medio ambiente. Otra ventaja es su bajo mantenimiento, ya que no tienen partes móviles y solo requieren limpieza periódica y revisiones básicas. Finalmente, los sistemas solares fotovoltaicos pueden ser implementados ya sea conectados a la red (on grid) o de forma aislada de la red eléctrica (off grid) denominado sistema autónomo.

1.4 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

1.4.1 Sistemas Conectados a la Red Eléctrica (SFCR)

Se conoce como Sistema Fotovoltaico Conectado a la Red (**SFCR**) al sistema capaz de producir energía eléctrica para ser inyectada a la red convencional [5]. Este sistema se compone de un generador fotovoltaico, un inversor capaz de convertir **DC-AC** y sus respectivas protecciones eléctricas. En general, la energía generada por el **SFCR** se consume en áreas cercanas al punto de generación. Sin embargo, en caso de producirse un excedente, este se inyectará a la red para su distribución.

Es común que, para este tipo de sistemas, existan mecanismos de retribución para quienes los implementan. Inicialmente, la compensación económica puede recibirse independientemente de si la energía se consume en los alrededores del punto de generación. Otra modalidad de retribución consiste en otorgar créditos por el excedente energético, los cuales pueden ser utilizados cuando el **SFCR** no produce suficiente energía.

En muchos casos, el **SFCR** se diseña sin la necesidad de satisfacer un consumo específico. Por ello, la finalidad principal de este tipo de sistema es incrementar la generación de energía, sin considerar el nivel de consumo local.

1.4.1.1 Sobre el suelo

Un **SFCR** instalado sobre el suelo tiene como prioridad maximizar la producción anual de energía al menor coste posible, y utilizando la menor cantidad de terreno [5]. Existen diferentes configuraciones para estos sistemas. En primer lugar, los sistemas estáticos, en los cuales tanto el ángulo de inclinación como la orientación permanecen fijos. Por otro lado, están los sistemas con seguimiento, que mediante diversas técnicas, algunas más costosas que otras debido a su complejidad, buscan captar la mayor cantidad de radiación solar directa posible y reducir las pérdidas por reflexión.

Los sistemas **FV** instalados sobre suelo generalmente superan

una potencia de 100 kW y, en algunos casos, pueden alcanzar o superar los 50 MW. Debido a su magnitud, suelen contar con su propio sistema de media tensión. En este tipo de sistemas, se presta especial atención a la forma en que los módulos fotovoltaicos se interconectan para formar el generador, así como a la selección adecuada de los inversores, al sistema de despacho de energía y a la correcta implementación de la puesta a tierra.

1.4.1.2 Sobre edificaciones

El diseño de un [SFCR](#) para edificaciones suele presentar un nivel de complejidad mayor en comparación con los sistemas instalados en suelo [\[5\]](#), debido a que la integración del sistema [FV](#) con la edificación obliga a considerar varios factores que pueden influir en la ubicación de los paneles y en su inclinación. Por ello, es esencial asegurar que exista una sinergia adecuada entre el edificio y el generador [FV](#), de manera que no interfieran entre sí.

Estos sistemas generalmente no superan los 100 kW de potencia, y su interconexión con la red suele realizarse en baja tensión. Además, se debe tener en cuenta las canalizaciones del sistema para su correcta conexión. Aunque es recomendable utilizar canalizaciones exclusivas para el [SFCR](#), los criterios de seguridad eléctrica aconsejan que tanto el edificio como el [SFCR](#) compartan la misma puesta a tierra.

1.4.2 Sistemas Autónomos

Los sistemas aislados o autónomos son aquellos que, mediante el uso de un sistema de acumulación de energía, alimentan cargas eléctricas que no están conectadas a la red eléctrica convencional [\[5\]](#). Estos sistemas permiten afrontar los periodos en los que el consumo supera a la generación.

Existen diversas topologías para los sistemas aislados. Una de las más simples incluye únicamente un regulador, baterías y un generador, siendo adecuada para cargas que operan en corriente continua ([DC](#)). En casos donde hay cargas en corriente alterna ([AC](#)), es necesario incluir un inversor. También es posible integrar un grupo electrógeno como respaldo, en situaciones en las que el sistema no logra cubrir el consumo o para reducir el tamaño del generador [FV](#) y del sistema de almacenamiento de energía.

1.5 Ángulo de Inclinación Óptima y Orientación de los Módulos Fotovoltaicos

Entre los parámetros más importantes que afectan el rendimiento de un sistema fotovoltaico (FV) se encuentran la orientación y el ángulo de inclinación seleccionados para la instalación del conjunto, que determinan la cantidad de radiación solar que recibe la superficie de los módulos fotovoltaicos [6]. Varios factores influyen en el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos, como la radiación solar disponible, las sombras que puedan generar elementos cercanos como edificios o montañas, y el coeficiente de albedo, que se refiere a la capacidad de reflexión de la superficie donde se instala el sistema. Para un sistema con un plano inclinado fijo, el ángulo de inclinación óptimo suele coincidir con la latitud del lugar, lo que maximiza la captación de energía solar. Esta relación entre el ángulo y la latitud ha sido validada por múltiples estudios y se utiliza comúnmente en el diseño de sistemas FV.

1.6 Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se componen de múltiples celdas solares interconectadas de manera específica para producir una potencia de salida adecuada [7]. Esto se debe a que una sola celda fotovoltaica no puede generar un voltaje lo suficientemente alto para ser útil en aplicaciones prácticas. Por esta razón, las celdas se conectan en serie o en paralelo, lo que permite aumentar tanto la corriente como el voltaje que produce el módulo.

Entre los tipos más comunes de módulos fotovoltaicos se encuentran los monocristalinos y los policristalinos [8].

1.6.1 Paneles Monocristalinos

La producción de paneles monocristalinos se basa en bloques de silicio los cuales tienen una forma cilíndrica. Para optimizar el rendimiento y reducir los costos, estos bloques se recortan en láminas de silicio, las cuales se utilizan posteriormente para formar el panel monocristalino.

1.6.2 Paneles Policristalinos

Los paneles policristalinos se forman a partir de varias regiones de silicio cristalizado, unidas por enlaces covalentes y apartadas por límites de grano. La forma rectangular de estas celdas se debe a su proceso de fabricación, en el cual el silicio fundido se solidifica en lingotes de forma cuadrada, de los que posteriormente se cortan las celdas. Las interconexiones entre los granos afectan considerablemente la eficiencia de la celda.

1.6.3 Soportes de paneles

La estructura metálica es un elemento auxiliar en el sistema FV, pero es importante para dar unión, soporte y fijación de los paneles solares; existe una variedad de estructuras que van de acuerdo al tipo de instalación de los paneles FV [9].

Instalación fija: Son las más comunes y económicas. No permiten cambios de inclinación o dirección una vez instaladas. Este montaje puede ser sobre el suelo, pared y sobre el techo.

Instalación ajustable: Permiten modificar la inclinación manualmente en diferentes épocas del año para mejorar la captación solar.

Instalación móvil: Sistemas dinámicos que orientan los paneles automáticamente hacia el Sol. Pueden ser: Seguidores de un eje (movimiento horizontal o inclinado). Seguidores de dos ejes (siguen al Sol en dos direcciones para maximizar la captación).

1.7 Inversor

Es un equipo electrónico encargado de convertir DC en AC. Habitualmente en sistemas fotovoltaicos autónomos el inversor está conectado a una batería, mientras que en un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica el inversor está conectado directamente al generador fotovoltaico [10]. Existen varios tipos de inversores, entre ellos los inversores de cadena, que conectan varios paneles en serie y ofrecen una solución eficiente y económica, aunque su rendimiento puede verse afectado si algún panel tiene sombras. Los micro inversores, instalados en cada panel, mejoran la eficiencia en sistemas con variaciones de radiación, pero son más costosos. También están los inversores híbridos, que permiten integrar baterías para almacenar energía, y los inversores centrales, utilizados en grandes instalaciones por su capacidad para gestionar grandes volúmenes de energía. La elección del inversor dependerá de las características de la instalación y las necesidades de almacenamiento o gestión de la energía.

1.8 Conductores

Los conductores eléctricos son elementos que permiten la transmisión de energía eléctrica que viaja desde la fuente de generación o distribución hasta los dispositivos y equipos que la emplean.

1.8.1 Aplicado a sistemas Fotovoltaicos

Los conductores o cables para sistemas fotovoltaicos deben reunir una serie de propiedades [11], ya que están expuestos a condiciones extremas por su instalación a la intemperie, entre las más importantes

están:

- Ser resistentes a la radiación ultravioleta.
- Contar con un buen aislamiento contra la humedad.
- Soportar temperaturas extremas, desde -20°C hasta $+120^{\circ}\text{C}$.
- Tolerar cambios bruscos de temperatura.
- Resistir condiciones atmosféricas.
- Soportar el ataque de roedores.
- Tener buena resistencia mecánica.
- No propagar incendios y estar libres de halógenos.

Este tipo de conductores especiales se instalarán en el circuito de corriente continua, entre las cajas de conexiones de los paneles solares y el inversor.

1.8.2 Aplicado a sistemas en Alterna

Según [11] nos presenta algunos tipos de conductores y cables:

- **Conductor aislado** Conjunto que incluye el conductor, su aislamiento y sus eventuales pantallas.
- **Conductor flexible** Conductor constituido por alambres suficientemente finos y reunidos de forma que puedan utilizarse como un cable flexible.
- **Cable** Conductor constituido por: Uno o varios conductores aislados. Un eventual revestimiento individual. La eventual protección del conjunto. El o los eventuales revestimientos de protección que dispongan. Uno o varios conductores no aislados.
- **Cable flexible** Cable diseñado para garantizar una conexión deformable en servicio y estructura y la elección de los materiales son tales que cumplen las exigencias correspondientes.
- **Cable unipolar** Cable que tiene un solo conductor aislado.
- **Cable multiconductor** Cable que incluye más de un conductor, alguno de los cuales pueden no estar aislados.

Los conductores eléctricos se clasifican en tres tipos principales según su función en una instalación:

- **Conductores activos:** Son los encargados de la transmisión de energía eléctrica. Incluyen los conductores de fase en AC y los cables polares en DC.

- **Conductor neutro:** Se conecta al punto neutro de la red y puede contribuir al transporte de electricidad.
- **Conductor de protección (CP o PE):** Se emplea para prevenir choques eléctricos y se conecta a elementos como la toma de tierra, el borne principal de tierra y las masas metálicas de la instalación.

1.9 Protecciones

Las protecciones permiten garantizar la seguridad y funcionamiento adecuado de un sistema FV o de cualquier otro tipo de instalación. Su principal función es prevenir daños en las partes del sistema como los inversores y paneles, al detectar y reaccionar ante condiciones anormales, como sobrecargas, cortocircuitos o fallas a tierra.

En DC, las protecciones son más complejas que en AC, ya que la interrupción de corriente debe ser reducida hasta anularse, lo que permite extinguir el arco. En cambio, en corriente alterna existe un paso de la corriente por el cero de cada semiperíodo, el cual corresponde un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito [12].

1.9.1 Fusibles

Como dispositivos de protección contra sobrecorriente, los fusibles son los más simples y económicos usualmente utilizados en redes de distribución. Además, se consideran altamente confiables, ya que pueden operar de manera efectiva durante largos periodos sin requerir mantenimiento. El principio de funcionamiento del fusible, se basa inicialmente en la fusión de un elemento conductor; una vez iniciado el proceso de fusión, se produce el arco eléctrico dentro del fusible, siendo posteriormente apagado por diferentes mecanismos [13].

1.9.2 Interruptor Termo-magnético

El interruptor termo-magnético es un equipo diseñado para interrumpir la corriente eléctrica cuando supera ciertos valores máximos. Su operación se basa en los efectos magnético y térmico (efecto Joule) producidos por la corriente en un circuito. Estos combinan diferentes sistemas de protección en un solo dispositivo. Poseen tres sistemas de desconexión: manual, térmico y magnético [14].

1.10 Normativas aplicables

Las normativas y regulaciones establecen requisitos técnicos, de seguridad y operativos para el diseño, instalación y operación de sistemas FV. Su objetivo es garantizar la seguridad, compatibilidad con la red eléctrica y cumplimiento de estándares de calidad y eficiencia energética.

1.10.1 Normativa Europea

- **ITC-BT-40:** Regula la instalación de sistemas de generación conectados a la red en baja tensión, estableciendo requisitos de diseño, protección y conexión para garantizar la seguridad y eficiencia de las instalaciones FV [15].
- **Norma IEC 61727:** Indica los requisitos generales necesarios para la interconexión de sistemas de tipo fotovoltaicos a la red pública de distribución, asegurando la compatibilidad entre los generadores solares y la infraestructura eléctrica.
- **Normativa UNE (Asociación Española de Normalización):** Da a conocer los parámetros técnicos de equipos a utilizar y las condiciones que se debe regir para su correcto uso [15].

1.10.2 Normativa en Norteamérica

- **National Electrical Code (NEC artículo 690):** Diseño e implementación de sistemas FV la cual destaca aspectos relacionados con cableado, protecciones y compatibilidad con la red eléctrica [15].
- **IEEE 1547:** Es el estándar técnico principal para la interconexión de sistemas de generación distribuida, incluyendo los fotovoltaicos, con la red eléctrica en Estados Unidos. Define parámetros de calidad de energía, respuesta ante perturbaciones y compatibilidad con la infraestructura eléctrica.
- **National Electrical Safety Code(NESC):** Destaca los niveles de tensión de línea aérea, dimensionamiento de seguridad y conexiones a tierra, cargas admitidas y aislamiento [15].

1.10.3 Normativa en Ecuador

- **Resolución Nro. ARCERNNR-031/2023:** Regula la generación distribuida y el autoconsumo con energías renovables, estableciendo los requisitos técnicos y administrativos para la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica. Define los procedimientos de solicitud, las condiciones para la conexión y los límites de capacidad según el tipo de instalación.
- **Regulación Nro. ARCERNNR-008/23:** Establece las condiciones para la inyección de excedentes de energía generada a la red, regulando los mecanismos de medición neta y compensación energética. Además, define los procedimientos técnicos y comerciales para la interacción entre los sistemas FV y la red de distribución [15].

1.11 Simulador SolariusPV

El programa Solarius PV es una herramienta informática diseñada para el desarrollo y análisis de sistemas fotovoltaicos [16]. Es ideal tanto para instalaciones en edificios nuevos como existentes, y posee un alcance geográfico amplio gracias a su base de datos global. Además, incluye funcionalidades avanzadas que permiten estimar la producción de energía y analizar la factibilidad del proyecto. Dentro de las herramientas que tiene se encuentra.

- **Cálculo de la irradiación solar con datos climáticos METEONORM o PVGIS:** Solarius PV estima la producción fotovoltaica (FV) a partir de datos de irradiación solar disponibles para múltiples ubicaciones en todo el mundo, obtenidos de sus bases de datos. La localidad puede configurarse ingresando las coordenadas de latitud y longitud.
- **Modelador 3D/BIM:** Solarius PV permite diseñar la instalación fotovoltaica en un entorno visual, donde es posible modelar el área de colocación a partir de diversas fuentes de archivo, como DXF/DWG de AutoCAD o un modelo BIM IFC de Edificios, Revit, ArchiCAD, entre otros. Esto facilita el diseño rápido de volumetrías, superficies y obstáculos eventuales. Además, incluye objetos dedicados para la representación de cuadros eléctricos, generadores fotovoltaicos e inversores, junto con una amplia biblioteca de objetos 3D. De esta manera, se puede identificar la superficie destinada a la instalación de los paneles fotovoltaicos, permitiendo analizar su correcta integración en función de las condiciones reales del sitio.
- **Herramientas guía en el diseño y dimensionamiento de la instalación fotovoltaica:** El programa cuenta con herramientas que emiten alertas en caso de que el diseño presente anomalías o errores. Además, permite el modelado correcto del cableado tanto en corriente continua (DC) como en corriente alterna (AC), a partir de la configuración de los paneles. También genera automáticamente el diagrama unifilar, el cual incluye los cuadros de carga y las protecciones pertinentes.

1.12 Índices económicos

Los indicadores económicos permiten analizar la factibilidad y el rendimiento económico de un proyecto [17]. A través de métricas como el VAN, TIR, PIR, RBC, es posible determinar si un proyecto generará ganancias o pérdidas en el futuro.

1.12.1 Valor Actual Neto

El **VAN** es una métrica financiera esencial que compara el valor actual de los flujos de caja futuros con el monto inicial de inversión. Si este es mayor a cero, se considera que la propuesta generará un valor superior a su costo, lo que lo hace viable y rentable. En cambio, si es menor a cero, la propuesta no será capaz de cubrir su costo inicial, lo que resultaría en pérdidas. Por ultimo, cuando es igual a cero, el proyecto no generará ingresos ni egresos.

1.12.2 Tasa interna de retorno (TIR)

La **TIR** es el índice que iguala el valor presente de los flujos de ingresos esperados con la inversión inicial; en otras palabras, el **VAN** se iguala a 0. Este es un indicador ampliamente utilizado que da nociones de viabilidad. Si el TIR es positivo, el proyecto se podrá ejecutar con la confianza de que generará ganancias. Por otro lado, si es negativo, esto indicará que el proyecto no será viable. Si es igual a 0, desde el ámbito financiero se considera que no existe un incentivo para aplicar el proyecto, ya que generará un valor igual a su inversión inicial.

1.12.3 Periodo de recuperación de la inversión (PIR)

El **PIR** hace referencia al tiempo que le tomará al proyecto recuperar la inversión inicial. Se determina mediante el flujo de caja anual, sumando los valores anuales hasta que estos sean iguales al costo inicial.

1.12.4 Relación beneficio costo (RBC)

El **RBC** tiene como base la comparación de los beneficios que tendrá un proyecto contra los costos que generará el mismo. En caso de que los primeros sean superiores a los segundos, se considera que el proyecto puede ser aplicado. Por otro lado, si ocurre lo contrario, es decir, si los costos son mayores que los beneficios, el proyecto será rechazado inicialmente [18].

1.12.5 Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR)

El **TMAR** hace referencia a la expectativa de retorno que tiene un inversor con respecto al riesgo de invertir en cierto proyecto, esto es, un incremento con respecto a lo depositado para el proyecto, es decir, el rendimiento mínimo aceptable esperado para que el proyecto sea viable [19].

2. Áreas del Trabajo de Grado para ABET

Tabla 1: Áreas del Trabajo de Grado

Título del Trabajo:	Diseño e impacto de sistema FV en el edificio administrativo en construcción de la UPS		
Restricciones múltiples (dos o más)	Accesibilidad		Estética
	Códigos		Construtibilidad
	Costos	7	Ergonomía
	Extensibilidad		Funcionalidad
	Impacto Ambiental	8	Impacto Social
	Interoperabilidad		Consideraciones Legales
	Mantenibilidad		Manufacturabilidad
	Mercadeo		Política
	Regulaciones	3,2	Cronogramas
	Normativas	5,5	Sostenibilidad
23	Usabilidad		Otros:
Normas relevantes (dos o más)	NEC Artículo 690	5,4	
	REGULACIÓN Nro. ARCONEL-005 /24	4,1	
Elementos del proceso	Identificación de oportunidades	5,1,1	Generación de soluciones múltiples
	Desarrollo de requerimientos	3	Evaluación de soluciones
	Procesos iterativos		Consideración de riesgos
	Realizar compromisos o tratos		
Basado en trabajos anteriores	Protecciones	5.4	Iluminación
	Optimización de sistemas		Alta Tensión
	Energías alternativas	4.1	Distribución
	Máquinas eléctricas		Otros temas

De la Tabla 1 se desprende que las restricciones múltiples aplicables a este trabajo incluye los siguientes aspectos:

- **Costos:** En la sección 7 el estudio considera el costo de implementación del proyecto, además de que considera índices económicos con el fin de determinar la rentabilidad del proyecto.
- **Impacto Ambiental:** El impacto ambiental del proyecto se estudia en la sección 8, donde se evalúa, a partir de factores de conversión, la reducción de gases de efecto invernadero y el ahorro de fuentes de energía convencionales gracias al uso de energía fotovoltaica.
- **Regulaciones:** En la sección 3.2, con respecto al ángulo de inclinación de los paneles solares, se hace referencia a una regulación española establecida en el Código Técnico de Edificación, la cual establece una inclinación mínima de 5º para garantizar la autolimpieza y facilitar el mantenimiento.
- **Normativas:** En la sección 5.5, se emplea la NEC, Artículo 690, para calcular correctamente la corriente de protección, aplicando un factor de seguridad del 125 % sobre la corriente máxima. Cabe mencionar que esta misma normativa también se aplica en la sección 5.6.

■ **Sostenibilidad:**

Los sistemas fotovoltaicos son formas de generación más sostenibles, ya que tienen un impacto ambiental mínimo y no emiten gases lo que se analiza en la sección 8

Así como también se identifica algunos elementos del proceso:

- **Identificación de oportunidades:** La determinación de la distancia mínima entre filas de paneles solares en la sección 5.1.1 mejora el uso del espacio, maximiza la producción al reducir sombras y disminuye costos. Además, facilita el mantenimiento y garantiza el cumplimiento normativo para una instalación eficiente y sostenible.
- **Desarrollo de requerimientos:** En la sección 3 se establecen requerimientos técnicos como la ubicación (latitud y longitud), los ángulos de inclinación y orientación de los paneles, junto con los datos meteorológicos (irradiación solar), que son clave para determinar la viabilidad y el rendimiento del sistema fotovoltaico. Estos factores mejoran la captación de energía, definen la configuración de los paneles y garantizan un diseño eficiente según las condiciones del sitio.

- **Evaluación de soluciones:** En la sección 5.3.1 se evalúa y determina que el número óptimo de paneles para el sistema tomando en cuenta varios factores

Adicional se tiene basados en trabajos anteriores:

- **Protecciones:** En la sección 5.4 se identifican las protecciones necesarias para los circuitos de corriente continua y corriente alterna, con el fin de respaldar la seguridad y el adecuado funcionamiento del sistema fotovoltaico. Asimismo, según [20], se establecen los valores adecuados para la caída de tensión, que debe ser inferior al 3 %.
- **Energías alternativas:** En la sección 4.1 se identifica la potencia del generador solar fotovoltaico como una forma de energía alternativa. Además, según [21], el diseño y dimensionamiento de un generador para el funcionamiento de las bombas de succión del acueducto en Tibasosa, Boyacá, destaca la importancia de la radiación solar y la selección de componentes, evidenciando el potencial de la energía fotovoltaica como alternativa sostenible.

3. Requerimientos Técnicos

3.1 Datos de ubicación del proyecto

A través del uso de la herramienta Google Maps, es posible determinar la ubicación precisa del edificio administrativo en construcción de la Universidad Politécnica Salesiana, sede Cuenca. Esta información permite obtener los datos de longitud y latitud, los cuales son factores clave para determinar la irradiación solar en el sitio.

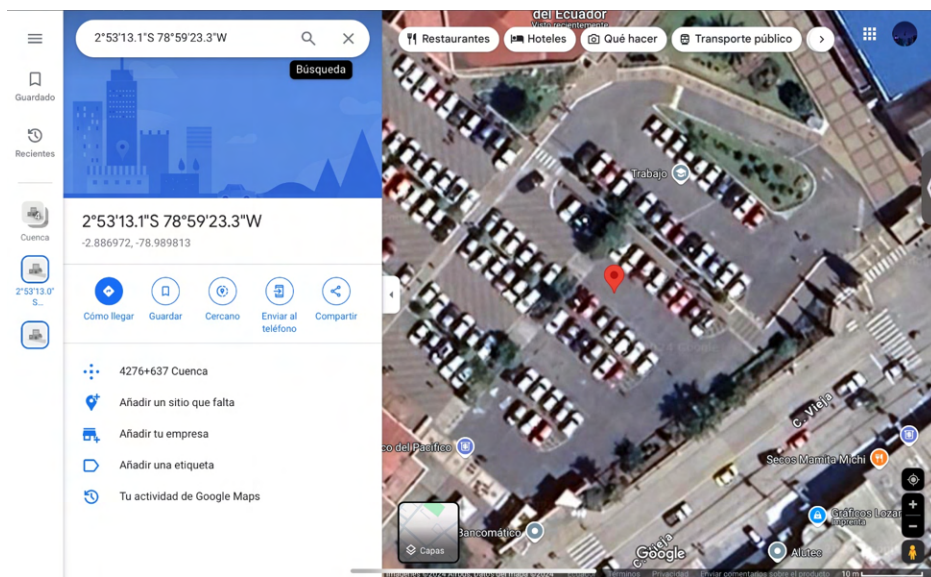


Figura 1: Ubicación Geográfica [22].

Los datos de la ubicación del proyecto son los siguientes:

Latitud: $-2,886972^{\circ}$

Longitud: $-78,989813^{\circ}$

3.2 Inclinación y Orientación de Paneles

Inclinación: Para determinar una inclinación adecuada para el aprovechamiento de la irradiación solar, se recomienda que esta sea similar a la latitud del lugar de estudio. Esto se debe a que la latitud proporciona un ángulo de referencia que permite que la recolección de energía solar durante el transcurso del año sea la máxima posible. En este caso, la latitud corresponde a $-2,886972^{\circ}$, por lo que se aproxima al valor entero más cercano, eliminando los decimales, por ende la inclinación propuesta será de 3° .

Por otro lado, según la regulación española definida en el Código Técnico de Edificación [23], se establece que la inclinación mínima de los paneles debe ser de 5° . Este valor tiene fines funcionales, ya que facilita tanto la limpieza como el mantenimiento de los paneles. Además, permite que las precipitaciones ayuden a limpiar la superficie de los mismos de manera natural.

Orientación: La correcta orientación de los paneles es fundamental para la eficiencia en la captación de energía solar. En este caso, considerando que la ubicación del proyecto se encuentra en la región Sur, la mejor disposición sería orientarlos en dirección Norte.

Para analizar la orientación del edificio en construcción, se utilizó la herramienta Google Earth, que, gracias a su cuadrícula, permite identificar con precisión las coordenadas cardinales. Esto facilita determinar la posición exacta del edificio en relación con las direcciones Norte, Sur, Este y Oeste.



Figura 2: Vista Satelital Cuadriculada [24].

En el análisis realizado, se identificó que la ubicación del edificio no está directamente alineada hacia el Norte, sino que presenta un ángulo de desviación respecto a este. Este ángulo representa un factor clave que influirá en la recolección de energía solar, debido a que se seguirá la disposición del edificio para la colocación de los paneles.

Con AutoCAD y los planos del proyecto, se determinó el ángulo de orientación de los paneles solares trazando las coordenadas cardinales

[illegible]

De esta manera, se ha determinado que el ángulo de orientación de los paneles solares con respecto al Norte es de 49° hacia el Oeste.

Para determinar la irradiación en el sitio, se utilizó una herramienta en línea denominada PVGIS. Esta herramienta, a partir de ciertos parámetros configurables, proporciona los resultados de la simulación. Inicialmente, es necesario ingresar las coordenadas de latitud y longitud obtenidas previamente (3.1).

del ángulo de orientación de 49° al Noroeste, se efectuó una resta de este valor a los 180° definidos por la herramienta para obtener el azimut correspondiente. Como resultado, se determinó que el ángulo final es de 131° .

Una particularidad interesante del programa es que permite la selección de dos tipos de montaje los cuales influyen en la ventilación de los paneles. El primer tipo es el montaje libre, que se refiere a una instalación en la que la estructura y su entorno permiten una circulación de aire sin restricciones. El segundo tipo es el montaje sobre tejado o integrado en la estructura, donde la ventilación de los paneles está limitada por las características de la propia estructura.

Además, se tiene en cuenta que la herramienta PVGIS permite ingresar parámetros adicionales que se consideran cuando el sistema fotovoltaico está completamente diseñado. Sin embargo, dado que nos encontramos en la fase inicial del proyecto, se utilizan los parámetros necesarios para definir la irradiación solar.

- **Con 3 grados de inclinación:** Se ingresará los parámetros previamente determinados y la herramienta PVGIS generará los siguientes resultados.

RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV CONECTADO A RED

Base de datos de radiación solar* PVGIS-ERA5

Tecnología FV* Silicio cristalino

Potencia FV pico instalada [kWp]* 1

Pérdidas sistema [%]* 14

Opciones de montaje fijo

Posición de montaje* Sobre el tejado / integrado en el edif

Inclinación [°]* 3

Azimut [°]* 131

☐ Optimizar inclinación

☐ Optimizar inclinación y azimut

☐ **Precio electricidad FV**

Coste sistema FV [su divisa]

Interés [%/año]

Vida útil [años]

Figura 6: Datos ingresados en la herramienta PVGIS a 3 grados [25].

Los resultados obtenidos son:

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	-2.887,-78.990
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-ERA5
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	1
Pérdidas sistema [%]:	14
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	3
Ángulo de azimut [°]:	131
Producción anual FV [kWh]:	1254.6
Irradiación anual [kWh/m ²]:	1626.12
Variación interanual [kWh]:	43.88
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-3.08
Efectos espectrales [%]:	NaN
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-7.44
Pérdidas totales [%]:	-22.85

Figura 7: Resumen de resultados para 3 grados [25].

Adicional se presenta la irradiación promedio mensual:

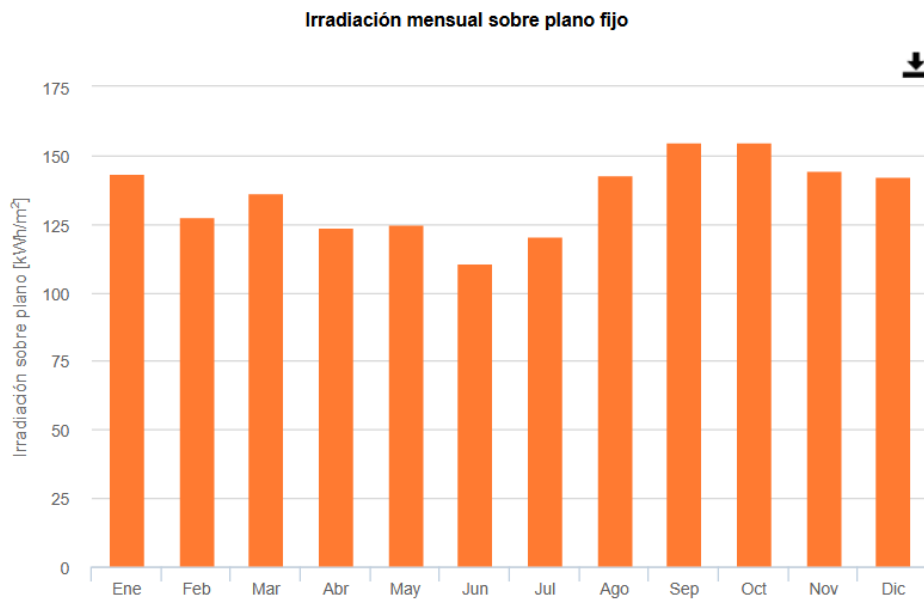


Figura 8: Irradiación promedio mensual a 3 grados [25].

Así como también el perfil del horizonte que permite analizar las obstrucciones alrededor del sitio donde se instalará el sistema [FV](#).

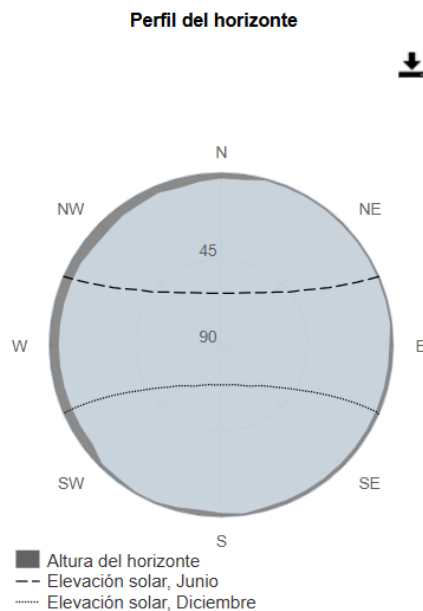


Figura 9: Perfil del horizonte a 3 grados [25].

Este gráfico muestra la altura del horizonte en todas las direcciones cardinales (N, NE, E, SE, S, SW, W, NW), lo cual es fundamental para evaluar cómo los obstáculos, como montañas, edificios o árboles, pueden bloquear la luz solar. En la figura 9, el área sombreada representa la altura del horizonte, mientras que las líneas punteadas indican la trayectoria del sol durante el solsticio de verano (Junio) y el solsticio de invierno (Diciembre). Si las trayectorias del sol quedan por encima del contorno sombreado, el sol estará visible en esas direcciones, lo que garantiza la captación de irradiación solar. Sin embargo, si las trayectorias quedan por debajo del perfil sombreado, el sol estará bloqueado por obstáculos, reduciendo la disponibilidad de energía solar. Este análisis es clave para determinar la ubicación y orientación óptimas de los paneles solares, ya que asegura una mayor exposición al sol y, por ende, un mejor rendimiento del sistema FV conectado a la red.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos se puede identificar que el dato más importante es el de la irradiación anual que tiene un valor de:

$$Irradiacion\ Anual = 1626,12 \frac{kWh}{m^2} \quad (1)$$

- **Con 5 grados de inclinación:** Para este caso el proceso es el mismo pero tomando como base un ángulo de 5 grados. Los datos ingresados son los siguientes:


RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV CONECTADO A RED


Base de datos de radiación solar*
PVGIS-ERA5

Tecnología FV*
Silicio cristalino

Potencia FV pico instalada [kWp]*
1

Pérdidas sistema [%]*
14

Opciones de montaje fijo

Posición de montaje*
Sobre el tejado / integrado en el edif

Inclinación [°]*
5

Azimut [°]*
131

☐ Optimizar inclinación

☐ Optimizar inclinación y azimut

☐ **Precio electricidad FV**

Coste sistema FV [su divisa]

Interés [%/año]

Vida útil [años]

Figura 10: Datos ingresados en la herramienta PVGIS a 5 grados [25].

Los resultados obtenidos son:

Datos proporcionados:	
Localización [Lat/Lon]:	-2.887,-78.990
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-ERA5
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada [kWp]:	1
Pérdidas sistema [%]:	14
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	5
Ángulo de azimut [°]:	131
Producción anual FV [kWh]:	1249.86
Irradiación anual [kWh/m²]:	1619.64
Variación interanual [kWh]:	43.51
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-3.08
Efectos espectrales [%]:	NaN
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-7.41
Pérdidas totales [%]:	-22.83

Figura 11: Resumen de resultados para 5 grados [25].

La irradiación promedio mensual:

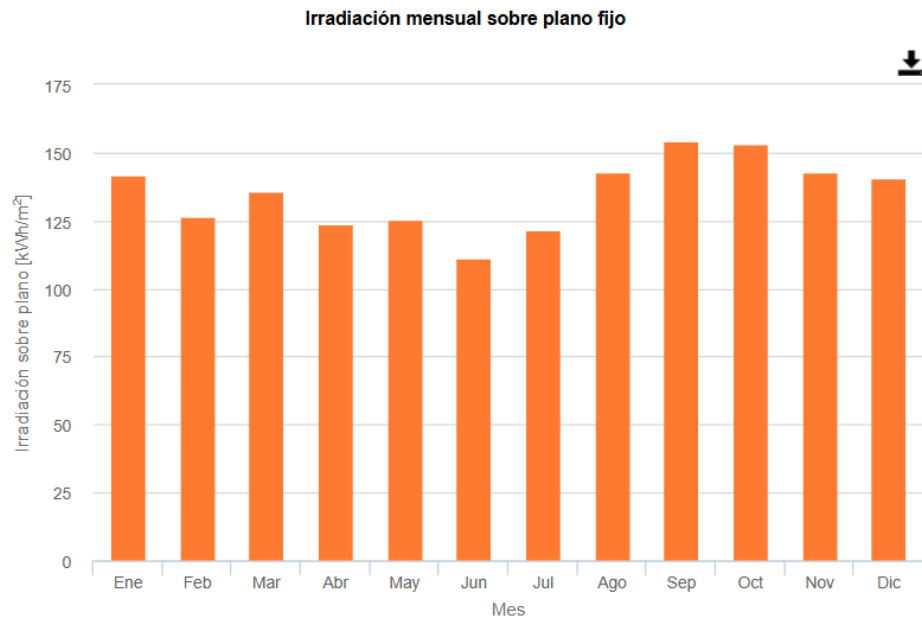


Figura 12: Irradiación promedio mensual a 5 grados [25].

El perfil del horizonte:

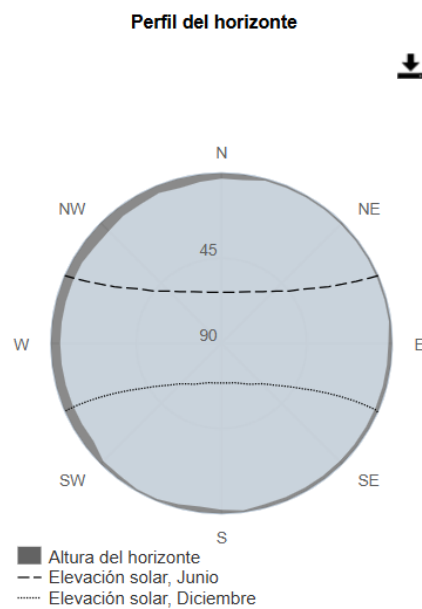


Figura 13: Perfil del horizonte a 5 grados [25].

La irradiación correspondiente es de:

$$Irradiacion\ Anual\ a\ 5\ grados = 1619,64 \frac{kWh}{m^2}$$

4. Pre-diseño de Sistema Fotovoltaico

4.1 Potencia del generador

Para determinar la potencia del generador [21] o también conocida como potencia pico se debe de considerar lo siguiente:

$$E_{AC} = P_g \cdot Y_r \cdot PR \quad (2)$$

$$E_{AC} = P_g \cdot HSP \cdot PR \quad (3)$$

En donde:

- **E_{AC}**: Energía que produce el sistema fotovoltaico en corriente alterna, equivalente a la energía consumida anualmente.
- **P_g**: Potencia del generador.
- **Y_r**: Rendimiento de referencia, definido como el número de horas solares pico anuales en el plano del generador.
- **PR**: El "Performance Ratio" (Índice de Desempeño) es una métrica que evalúa la eficiencia de un sistema **FV**. Relaciona la energía que es realmente generada con la que se pudiese obtener en condiciones óptimas, teniendo en cuenta las pérdidas inevitables (por ejemplo, aquellas debidas a la temperatura, sombras parciales, calidad de los componentes, orientación e inclinación de los módulos, entre otros factores). En la práctica, un PR entre el 75 % y el 85 % se considera adecuado; por lo tanto, en este caso, se adoptará un valor de referencia del 80 %.
- **HSP**: Las horas solares pico representan la proporción de energía solar que incide en un área determinada a lo largo de un día, expresada en términos de horas de irradiación de 1000 W/m², que es el valor de referencia en condiciones **STC** (*Standard Test Conditions*).

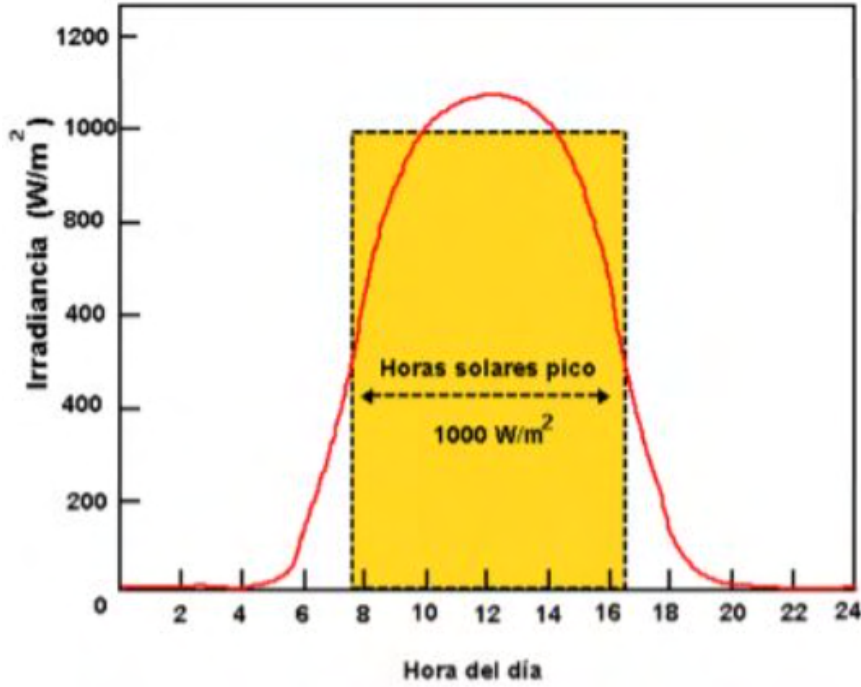


Figura 14: Horas Solares Pico [26].

$$HSP = \frac{\int_{\text{día}} G(t) dt}{1000} = \frac{\text{Irradiación solar}}{1000} \left[\frac{\text{kWh/m}^2}{\text{W/m}^2} \right] \quad (4)$$

De esta manera se tiene que: Ya que el edificio esta en construcción actualmente es muy complicado definir ciertos datos eléctricos por lo que estos serán impuestos según criterios técnicos. Es por ello que mediante el siguiente análisis se pretende establecer la potencia del generador (P_g).

- **Demanda Probable:** En base a [27] se debe tener en cuenta que para nuevos consumidores regulados sin registros históricos de consumo de energía se puede utilizar la proyección de demanda de energía durante la vida útil del sistema, por lo que se realiza el siguiente análisis.

Considerando que el edificio contará con un transformador de 150 kVA el cual alimentará al edificio administrativo, y con ello un factor de carga (FC) de 0,8 el cual es un valor recomendado para definir la demanda.

$$S(t) = S \cdot FC \quad (5)$$

$$S(t) = 150 \cdot 0,8 = 120 \text{ kVA} \quad (6)$$

Por otro lado, al momento de dimensionar un transformador, es común dejar un margen del 20 al 30 % sobre la potencia inicialmente requerida por el edificio. Este margen se contempla para cubrir el posible crecimiento de la demanda. Sin embargo, para obtener una estimación más precisa, este porcentaje se descarta, con el fin de que la demanda calculada se acerque lo más posible a la real que tendrá el edificio.

$$S(t) = \frac{120}{1,3} = 92,30769 \text{ kVA} \quad (7)$$

Por último, para obtener la potencia activa del edificio, es necesario considerar el factor de potencia que tendrá el mismo. Dado que las cargas serán en su mayoría resistivas, se asume un factor de potencia de 0,95. Con esta suposición, se calcula la potencia en vatios o en kilovatios.

$$FP = \frac{P}{S} \rightarrow P = S(t) \cdot FP \quad (8)$$

$$P = 92,30769 \cdot 0,95 = 87,6923 \text{ kW} \quad (9)$$

- **Estudio del porcentaje de generación para cumplir con la certificación:** Considerando que la certificación EDGE requiere un ahorro mínimo del 20 % en el gasto energético de un edificio [28], para cumplir con sus estándares se tiene:

$$P = 87,6923 \cdot 20 \% = 17,53846 \text{ kW} \quad (10)$$

Añadido a ello, dado que se trata de un edificio netamente administrativo, se puede estimar que utilizará esta energía durante un mínimo de 8 horas. Por lo tanto, la energía diaria a cubrir será:

$$E_{AC} = 17,53846 \cdot 8 = 140,30768 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right] \quad (11)$$

Y por último considerando que los días de trabajo anuales suelen ser de 360 días

$$E_{AC} = 140,30768 \cdot 360 = 50510,7648 \left[\frac{kWh}{\text{año}} \right] \quad (12)$$

■ **Potencia generador de acuerdo a su inclinación**

Con 3 grados de inclinación: En primera instancia se determina las horas solares pico mediante (4).

$$HSP = \frac{\text{Irradiación solar}}{1000} = \frac{\text{Irradiación solar}}{1} \left[\frac{kWh/m^2}{kW/m^2} \right] \quad (13)$$

$$HSP = \frac{1626,12}{1} = 1626,12 [h] \quad (14)$$

Reemplazando los valores en la fórmula (3).

$$P_g = \frac{E_{AC}}{PSH \cdot PR} \quad (15)$$

$$P_g = \frac{50510,7648}{1626,12 \cdot 0,8} = 38,8276 [kW] \quad (16)$$

Con 5 grados de inclinación: Aplicando el mismo proceso del paso anterior.

$$HSP = \frac{\text{Irradiación solar}}{1000} = \frac{\text{Irradiación solar}}{1} \left[\frac{kWh/m^2}{kW/m^2} \right] \quad (17)$$

$$HSP = \frac{1619,64}{1} = 1619,64 [h] \quad (18)$$

Reemplazando los valores en la formula (3).

$$P_g = \frac{E_{AC}}{HSP \cdot PR} \quad (19)$$

$$P_g = \frac{50510,7648}{1619,64 \cdot 0,8} = 38,9830 [kW] \quad (20)$$

4.2 Estimación del número de paneles solares

Para definir los paneles se tiene que tener en cuenta varios aspectos, como la potencia del generador, la potencia del panel, la disponibilidad de ellos en el país, etc.

$$N_{paneles} = \frac{P_g}{P_{panel}} \quad (21)$$

Para el proyecto actual se ha seleccionado paneles de 550 W, en particular el modelo JAM72S30 530-555/MR, Se ha elegido este modelo en particular ya que es un panel monocristalino, el cual suele tener mayor eficiencia y un mejor desempeño en condiciones de baja irradiación, además de una vida útil prolongada, estimada en 25 años.

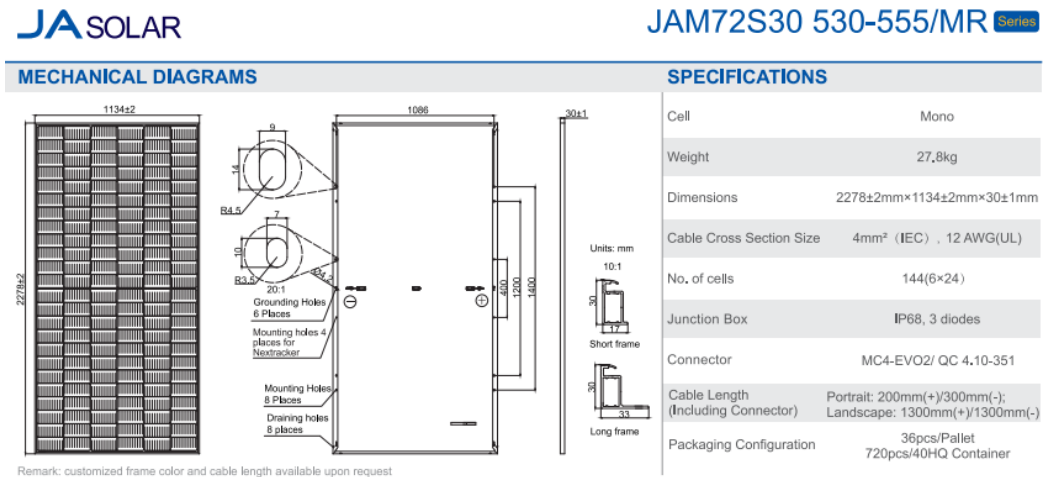


Figura 15: Panel JAM72S30 530-555/MR características mecánicas [29].

Para verificar la ficha técnica completa del modelo del panel se puede ver en el Anexo [12.2](#).

- Considerando la potencia del generador a **3** grados

$$N_{\text{paneles}} = \frac{38827,6}{550} = 70,596 = 70 \text{ paneles} \quad (22)$$

- Considerando la potencia del generador a **5** grados

$$N_{\text{paneles}} = \frac{38983}{550} = 70,8781 = 70 \text{ paneles} \quad (23)$$

Ya que el número de paneles es el mismo se utilizará, para el resto del estudio el ángulo de **5 grados**, como ángulo de inclinación final.

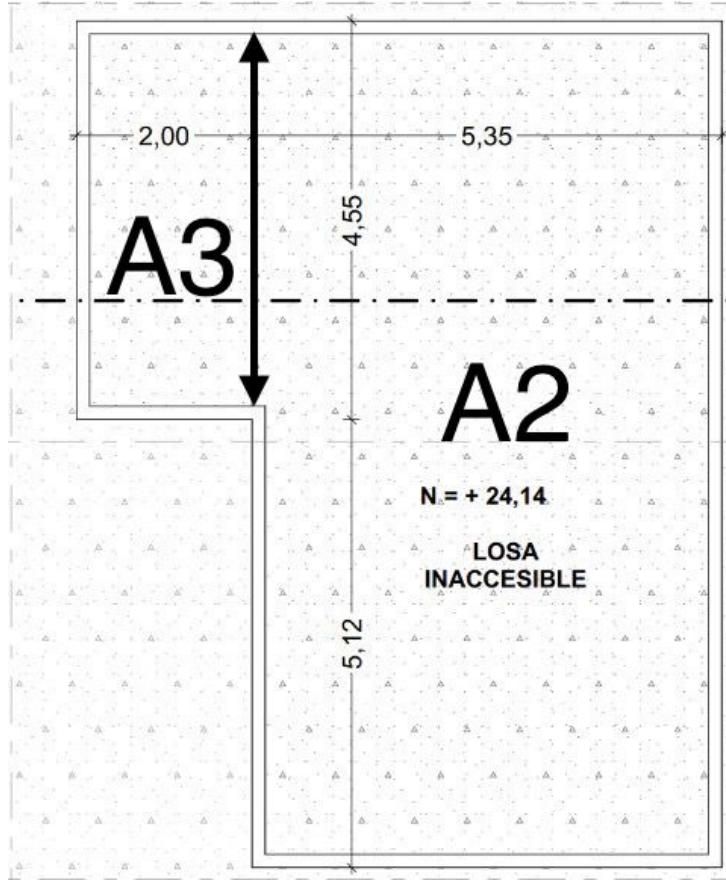


Figura 17: Área construcción ascensor [30].

$$A_2 = 5,35 \cdot (4,55 + 5,12) = 51,7345 \text{ m}^2 \quad (25)$$

$$A_3 = 2 \cdot 4,55 = 9,1 \text{ m}^2 \quad (26)$$

Finalmente, al restar estas áreas del espacio total de la terraza, se obtiene la superficie inicial disponible para el proyecto:

$$A_4 = 668,7729 - 51,7345 - 9,1 = 607,9384 \text{ m}^2 \quad (27)$$

Esta superficie representa el área inicial apta para la instalación de los paneles fotovoltaicos. Sin embargo, se deben considerar otros factores como las sombras proyectadas, la distancia entre filas de paneles y otros aspectos técnicos para determinar el área efectiva final.

5.1.1 Disposición de paneles

Se debe considerar que la disposición de los paneles solares está influenciada por ciertos parámetros, siendo uno de los más relevantes la presencia de sombras parciales. Estas sombras no solo disminuyen significativamente la eficiencia en la generación fotovoltaica, sino que también pueden generar puntos calientes (hot spots), lo que podría ocasionar daños permanentes en los paneles. Por esta razón, es esencial garantizar que el área destinada para la instalación de los paneles solares esté libre de obstrucciones que puedan proyectar sombras. Como medida preventiva, se establece una separación mínima de 1,5 metros entre los paneles y cualquier elemento cercano que pueda causar sombras. Asimismo, se deben considerar las sombras que puedan proyectar los propios paneles entre sí. Por ello, es necesario calcular una distancia mínima entre filas de paneles mediante el uso de la siguiente fórmula [31].

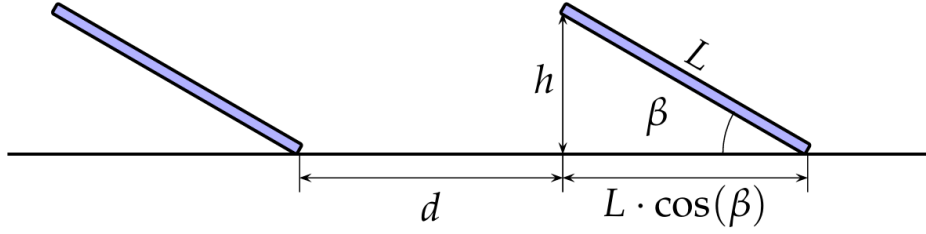


Figura 18: Dimensiones y distancias entre filas de paneles [31].

$$d_{min} \approx \frac{L \cdot \sin \beta}{\tan(61^\circ - |\phi|)} \quad (28)$$

Donde:

- d_{min} : Distancia mínima entre filas de paneles solares para evitar sombras.
- L : Longitud del panel solar.
- β : Ángulo de inclinación del panel solar.
- $|\phi|$: Valor absoluto de la latitud.

Con los datos mecánicos del panel presentes en la Figura 15 y considerando que serán dispuestos en un arreglo horizontal, se realiza el cálculo correspondiente para una inclinación de 5 grados.

$$d_{min5} \approx \frac{1134 \text{ mm} \cdot \sin(5^\circ)}{\tan(61^\circ - |2,886972|)} \approx 61,4879 \text{ [mm]} \quad (29)$$

Por medio de los cálculos realizados, se determinaron las distancias mínimas requeridas entre las filas de paneles fotovoltaicos. Posteriormente, al analizar el área disponible y la disposición de los paneles, se estableció una separación de 60 cm entre las filas. Esta distancia fue seleccionada considerando la necesidad de facilitar labores de mantenimiento y, eventualmente, el reemplazo de algún panel.

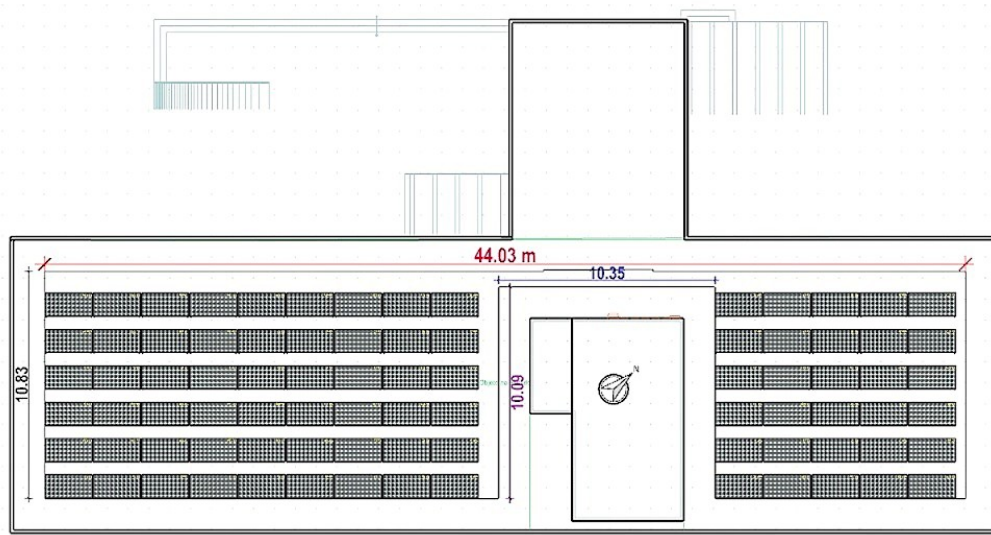


Figura 19: Número total de paneles según el área disponible (Elaborado por autores).

Tomando en cuenta los distintos condicionantes para la disposición de los paneles solares, como la generación de sombras, los requerimientos de mantenimiento y la distancia mínima entre paneles, se determinó que el área viable permite instalar un máximo de 84 paneles, apreciable en la Figura 19.

5.2 Potencia nominal del inversor

El dimensionamiento de este elemento se realiza evaluando la potencia del generador fotovoltaico, así como un factor de dimensionamiento (F) para el inversor, cuyo valor se encuentra en el rango de 0,9 a 1. Este factor se

utiliza para determinar la potencia necesaria del inversor de la siguiente manera:

$$P_{inv} = F \cdot P_g \quad (30)$$

- **Con 5 grados de inclinación:** Se tiene una potencia del generador de 38,9830 kW (20) entonces:

$$P_{inv} = 0,9 \cdot 38,9830 \quad (31)$$

$$P_{inv} = 35,0847 \text{ kW} \quad (32)$$

5.3 Arreglo Fotovoltaico

Para el arreglo fotovoltaico (conexión de los paneles en serie y paralelo), es fundamental considerar la influencia de la temperatura, ya que esta afecta directamente los niveles de voltaje. A bajas temperaturas, el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) tiende a incrementarse. Por ello, como primer paso, es necesario conocer el rango de temperaturas en las que opera el panel, información que se encuentra especificada en su ficha técnica, en la sección de condiciones de operación.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT							OPERATING CONDITIONS	
TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Rated Max Power(Pmax) [W]	401	405	408	412	416	420	Operating Temperature	-40 ℃ ~+85 ℃
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46,18	46,31	46,43	46,55	46,68	46,85	Maximum Series Fuse Rating	25A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38,57	38,78	38,99	39,20	39,43	39,66	Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112lb/ft²) 2400Pa(50lb/ft²)
Short Circuit Current(Isc) [A]	11,01	11,05	11,09	11,13	11,17	11,21	NOCT	45±2 ℃
Max Power Current(Imp) [A]	10,39	10,43	10,47	10,51	10,55	10,59	Safety Class	Class II
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20℃,wind speed 1m/s, AM1.5G						Fire Performance	UL Type 1
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.								

Figura 20: Panel JAM72S30 530-555/MR Parámetros eléctricos en NOCT y condiciones estándar de operación [29].

Además, es fundamental considerar las condiciones de temperatura a las que estarán expuestos los paneles. Para ello, es necesario determinar el rango de temperatura promedio en la ciudad de Cuenca.

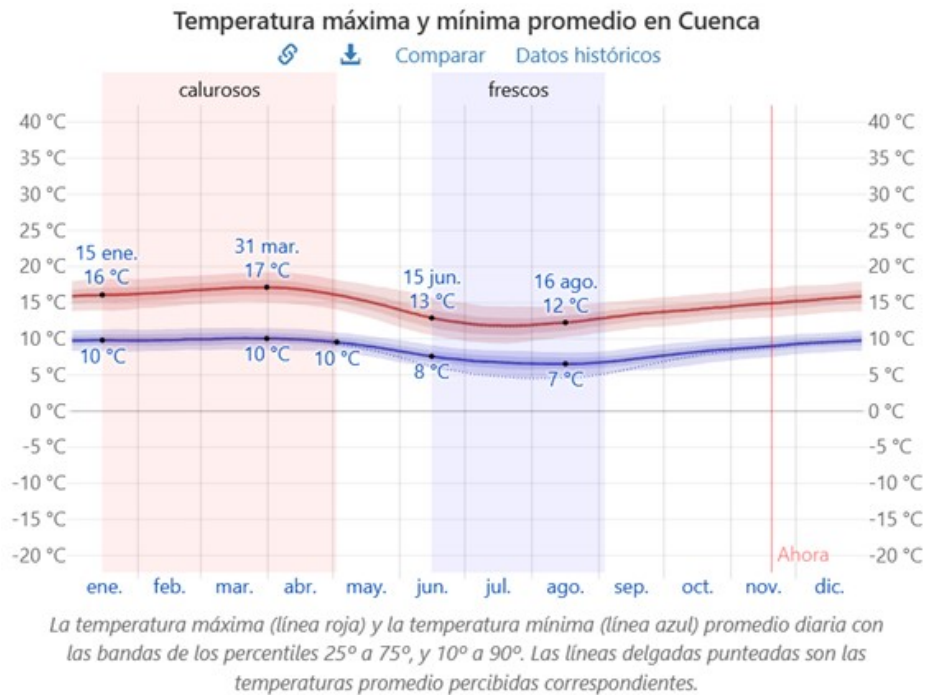


Figura 21: Rango de temperaturas en Cuenca-Ecuador [32].

Se considera un rango que incrementa la temperatura máxima en $+3^{\circ}\text{C}$ y reduce la temperatura mínima en -3°C , obteniéndose los siguientes resultados:

- Temperatura ambiente máxima : 20°C
- Temperatura ambiente mínima : 4°C

Los valores a continuación se obtienen del anexo 12.2:

- Temperatura máxima que soporta el panel : 85°C
- Temperatura mínima que soporta el panel : -40°C
- NOCT del panel : $45 \pm 2^{\circ}\text{C}$

Con los datos obtenidos, es posible realizar una extrapolación de las temperaturas a las que estarán expuestos los paneles en la ubicación designada, teniendo en cuenta las condiciones climáticas específicas de la zona. Para ello, se empleará la fórmula para determinar la temperatura del panel, donde la irradiación se representa con la letra G. En este caso, se utilizará únicamente la irradiación correspondiente a una inclinación de 5 grados.(3.3).

$$T_{cell} = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot G \quad (33)$$

$$T_{a_{cell \ max}} = 20 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 1619,64 = 70,61 \text{ } ^\circ C \quad (34)$$

$$T_{a_{cell \ min}} = 4 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 800 = 29 \text{ } ^\circ C \quad (35)$$

Con estos datos, se puede establecer un rango de temperatura para el panel entre 15 a 70 °C. Para las extrapolaciones de los valores de voltaje y corriente, se emplearán las siguientes fórmulas, donde el subíndice 'r' representa los valores bajo condiciones [STC](#), cuyos detalles se muestran en la figura siguiente.

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(Pmax) [W]	530	535	540	545	550	555
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90	50.02
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96	42.11
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00	14.07
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.83	12.90	12.97	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 Isc(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/m², 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.

Figura 22: Panel JAM72S30 530-555/MR Parámetros eléctricos en condiciones STC [29].

- Con $T_{a_{cell \ max}}$:
Voltaje de circuito abierto ([Voc](#)).

$$V_{oc} = V_{oc_r} + \beta_{V_{oc}} \cdot (T_{a \text{ cell max}} - T_r) \quad (36)$$

$$V_{oc} = 49,90 + \left(49,90 \cdot \frac{-0,275}{100} \right) \cdot (70 - 25) \quad (37)$$

$$V_{oc} = 43,725 \text{ [V]} \quad (38)$$

Corriente de cortocircuito (**Isc**).

$$I_{sc} = I_{sc_r} + \alpha_{I_{sc}} \cdot (T_{a \text{ cell max}} - T_r) \quad (39)$$

$$I_{sc} = 14 + \left(14 \cdot \frac{0,045}{100} \right) \cdot (70 - 25) \quad (40)$$

$$I_{sc} = 14,284 \text{ [A]} \quad (41)$$

Voltaje en el punto de máxima potencia **Vmp**.

$$V_{mp} = V_{mp_r} + \beta_{V_{mp}} \cdot (T_{a \text{ cell max}} - T_r) \quad (42)$$

$$V_{mp} = 41,96 + \left(41,96 \cdot \frac{-0,275}{100} \right) \cdot (70 - 25) \quad (43)$$

$$V_{mp} = 36,767 \text{ [V]} \quad (44)$$

■ Con $T_{a \text{ cell min}}$:

Voltaje de circuito abierto (**Voc**).

$$V_{oc} = V_{oc_r} + \beta_{V_{oc}} \cdot (T_{a \text{ cell min}} - T_r) \quad (45)$$

$$V_{oc} = 49,90 + \left(49,90 \cdot \frac{-0,275}{100} \right) \cdot (15 - 25) \quad (46)$$

$$V_{oc} = 51,272 \text{ [V]} \quad (47)$$

Corriente de cortocircuito (**Isc**).

$$I_{sc} = I_{sc_r} + \alpha_{I_{sc}} \cdot (T_{a \text{ cell min}} - T_r) \quad (48)$$

$$I_{sc} = 14 + \left(14 \cdot \frac{0,045}{100} \right) \cdot (15 - 25) \quad (49)$$

$$I_{sc} = 13,937 \text{ [A]} \quad (50)$$

Voltaje en el punto de máxima potencia **Vmp**.

$$V_{mp} = V_{mp_r} + \beta_{V_{mp}} \cdot (T_{a \text{ cell min}} - T_r) \quad (51)$$

$$V_{mp} = 41,96 + \left(41,96 \cdot \frac{-0,275}{100} \right) \cdot (15 - 25) \quad (52)$$

$$V_{mp} = 43,114 \text{ [V]} \quad (53)$$

- Considerando la temperatura mínima absoluta para el panel, que para este caso se asume de $-8 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Voltaje de circuito abierto (**Voc**).

$$V_{oc} = V_{oc_r} + \beta_{V_{oc}} \cdot (T_{a \text{ cell minima}} - T_r) \quad (54)$$

$$V_{oc} = 49,90 + \left(49,90 \cdot \frac{-0,275}{100} \right) \cdot (-8 - 25) \quad (55)$$

$$V_{oc} = 54,428 \text{ [V]} \quad (56)$$

Corriente de cortocircuito (**Isc**).

$$I_{sc} = I_{sc_r} + \alpha_{I_{sc}} \cdot (T_{a \text{ cell minima}} - T_r) \quad (57)$$

$$I_{sc} = 14 + \left(14 \cdot \frac{0,045}{100} \right) \cdot (-8 - 25) \quad (58)$$

$$I_{sc} = 13,792 \text{ [A]} \quad (59)$$

Voltaje en el punto de máxima potencia **Vmp**.

$$V_{mp} = V_{mp_r} + \beta_{V_{mp}} \cdot (T_{a \text{ cell minima}} - T_r) \quad (60)$$

$$V_{mp} = 41,96 + \left(41,96 \cdot \frac{-0,275}{100} \right) \cdot (-8 - 25) \quad (61)$$

$$V_{mp} = 45,767 \text{ [V]} \quad (62)$$

■ Resumen de Valores :

Temperaturas de Diseño		Voc [V]	Isc [A]	Vmp [V]
Condiciones STC	25°C	49,90	14	41,96
Temp. Máxima: Vmp min	70°C	43,725	14,284	36,767
Temp. Mínima: Vmp max	15°C	51,272	13,937	43,114
Temp. Mínima: Voc Max	-8°C	54,428	13,792	45,767

Tabla 2: Tabla resumen de valores extrapolados (Elaborado por autores).

Con los datos de voltaje y corriente que generarán los paneles bajo diferentes condiciones ambientales, es posible seleccionar un inversor capaz de cumplir con los requisitos del sistema. Para este caso, se ha elegido el modelo MAC 30-50KTL3-X2, el cual ofrece varias opciones de potencia, como se muestra en la siguiente figura. Este inversor será crucial, ya que, a partir de los valores de su ficha técnica, se podrán determinar las configuraciones posibles de series y paralelos. Se puede comprobar sus especificaciones técnicas en el Anexo 12.3.

Datasheet	MID 30KTL3-X2-1	MID 33KTL3-X2	MID 36KTL3-X2	MID 40KTL3-X2	MID 50KTL3-X2
Input data (DC)					
Max. recommended PV power (for module STC)	45000W	49500W	54000W	60000W	75000W
Max. DC voltage	1100V				
Start Voltage	200V				
Normal Voltage	600V				
MPPT voltage range	200-1000V				
No. of MPP trackers	3	3	3	4	4
No. of PV strings per MPP tracker	2				
Max input current per MPP tracker	32A				
Max. short-circuit current per MPP tracker	40A				
Output data (AC)					
AC nominal power	30000W	33000W	36000W	40000W	50000W
Max. AC apparent power	30000VA	36600VA	40000VA	44400VA	55500VA
Nominal AC voltage (range*)	220V/380V, 230V/400V (340-440V)				
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)				
Max. output current	45.5A	55.5A	60.6A	67.3A	84.1A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging				
THDi	<3%				
AC grid connection type	3W+N+PE				

Figura 23: Datos Inversor MAC 30-50KTL3-X2 [33].

- **Paneles en serie:** El número de paneles que conforman un string está limitado por el voltaje máximo de entrada del inversor, que en este caso es de 1100 V.
- **Número máximo de paneles a la temperatura mínima absoluta:** Se calcula con el valor de voltaje máximo que para este caso es a la temperatura mínima absoluta.

$$N_{max} = \frac{V_{max\ inv}}{V_{OC_{max}}} = \frac{1100\ V}{54,428\ V} = 20,21 \approx 20\ \text{paneles en serie} \quad (63)$$

- **Rango MPPT del inversor:** Considerando el rango de las entradas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), que va de 200 a

1000 V, es posible determinar la cantidad máxima así como la mínima de paneles que es posible conectar por "string".

$$N_{min-mppt} = \frac{200}{36,767} = 5,43 \approx 6 \text{ paneles} \quad (64)$$

$$N_{max-mppt} = \frac{1000}{43,114} = 23,19 \approx 23 \text{ paneles} \quad (65)$$

Gracias a estos resultados, se puede observar que, según el rango de MPPT del inversor, el número de paneles en serie estarán en un rango de 6 a 23. Sin embargo, debido al voltaje máximo del panel, el límite superior se reduce a 20 paneles.

Por lo tanto, la configuración aplicada será de strings de 20 paneles.

5.3.1 Configuración y número de paneles por inversor

Considerando la potencia necesaria del inversor calculada previamente y buscando maximizar la producción de energía dentro de las opciones disponibles, se ha seleccionado el modelo MID 40KTL3-X2. Este modelo se eligió porque cumple con las características de voltajes máximos en las entradas seleccionadas. Además, cuenta con cuatro MPPTs, lo que resulta fundamental, ya que en el área designada se puede alcanzar un máximo de 84 paneles y, según las especificaciones de los paneles, las series a utilizar serán de 20. Esto permite tener únicamente cuatro strings de paneles, haciendo necesario disponer de cuatro MPPTs para evitar interconexiones innecesarias, lo que convierte a este modelo en la opción más viable. A partir de esta elección, se determinarán las configuraciones correspondientes.

En primera instancia, para determinar el número de paneles que soportará el inversor según su potencia, se considera un factor de dimensionamiento (F) de 0,9. Esto se establece con el objetivo de evitar sobrecargar el inversor y garantizar un correcto funcionamiento.

■ Número de paneles por inversor:

$$N_{total} = \frac{P_{n_{inv}}}{F \cdot P_{Panel}} = \frac{40 \text{ kW}}{0,9 \cdot 550 \text{ W}} = 80,8 \approx 80 \text{ paneles} \quad (66)$$

Se busca un valor que sea múltiplo del número de paneles en serie posible siendo en este caso 20.

- **Número de strings en paralelo:**

$$N_{string} = \frac{80}{20} = 4 \text{ strings en paralelo} \quad (67)$$

- **Calculando la potencia pico del arreglo [FV](#)**

$$P_g = 80 \cdot 550 \text{ W} = 44000 \text{ W} = 44 \text{ kW} \quad (68)$$

- **Recalculando el factor de dimensionamiento del inversor:**

$$F = \frac{P_{n_{inv}}}{P_g} = \frac{40}{44} = 0,9 \quad (69)$$

El inversor seleccionado, junto con la configuración del número de paneles y las conexiones en paralelo, permite alcanzar una capacidad de potencia superior a la inicialmente proyectada, cumpliendo con la capacidad de generación deseada.

5.4 Dimensionamiento del Conductor y Protecciones

Para dimensionar el conductor adecuado se debe tener en cuenta que el inversor permite dividir en dos al sistema, es decir se tiene el lado de [DC](#) y el lado de [AC](#). Es importante considerar que para ambos casos se utilizan los criterios de ampacidad y de caída de tensión del conductor. Según [\[20\]](#) es fundamental dimensionar los conductores para que las caídas de tensión sean inferiores al 3 % en todos los circuitos, ya que esto asegura un funcionamiento eficiente. Además, la adecuada elección del tipo y sección de los conductores mejora la fiabilidad y el rendimiento.

5.5 En corriente continua

- **Con respecto a la ampacidad:** El valor de la corriente de cortocircuito proporcionado por la ficha técnica del panel solar se considera, ya que representa la máxima corriente que podría fluir en condiciones extremas. Además, dado que cada string tiene paneles conectados en serie, la corriente será la misma en todos ellos.

$$I_{sc} = 14 \text{ A} \quad (70)$$

Para dimensionar las protecciones [\[34\]](#), se aplica un factor de seguridad del 125 % sobre la corriente de cortocircuito:

$$I_{protección} = I_{sc} \cdot 1,25 = 17,5 \text{ A} \quad (71)$$

Por lo tanto, el valor nominal de las protecciones debe corresponder al inmediato superior estándar, que normalmente es de 20 A. Para cumplir

con este requisito, el diseño contempla la utilización de 8 unidades de fusibles gPV cilíndricos de 14x51 mm marca DF Electric, específicamente diseñados para proteger sistemas fotovoltaicos contra sobrecorrientes.



Figura 24: Fusible gPV cilíndrico 14x51mm (Anexo [12.5](#))

Además, para la instalación se recomienda utilizar portafusibles individuales que cuenten con las mismas dimensiones que los fusibles, ya que su función es salvaguardar estos en su interior, como se muestra en la Figura [25](#).



Figura 25: Portafusibles gPV cilíndrico 14x51mm (Anexo [12.4](#))

Para determinar la corriente del conductor, la NEC (National Electrical Code) [\[34\]](#) establece que este debe ser capaz de soportar un

125 % adicional sobre la corriente nominal de protección, con el fin de garantizar la seguridad y durabilidad. De esta forma, la corriente del conductor se calcula como:

$$I_{\text{conductor}} = I_{\text{protección}} \cdot 1,25 = 21,875 \text{ A} \quad (72)$$

En consecuencia, se seleccionará un conductor con una capacidad de corriente igual o superior a este valor.

- **Con respecto a la caída de tensión:** Este análisis es fundamental para garantizar que las pérdidas de energía en el sistema sean mínimas y que el voltaje entregado cumpla con los requisitos del equipo conectado. Primero es necesario determinar la longitud de cada uno de los strings considerando que cada panel ya cuenta con su respectivo cable positivo y negativo los cuales tiene una medida específica y además se debe tener en cuenta la distancia del último panel de cada string hasta el inversor.

Para poder determinar las distancias se debe de conocer la disposición de strings que tendrá el sistema que se ve reflejada en la figura 26.

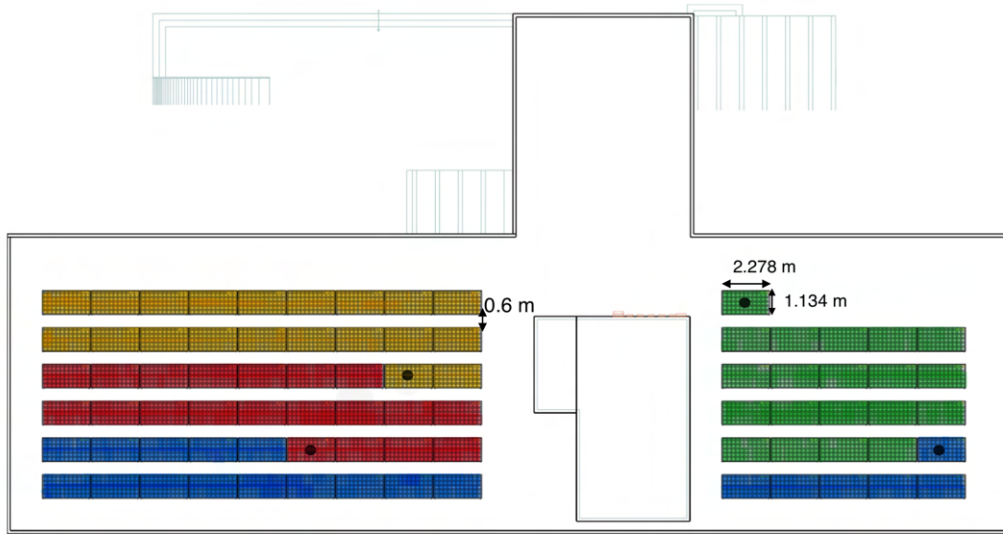


Figura 26: Disposición de strings (Elaborado por autores)

$$L1 = 2 \cdot [(1,3 \cdot 20) + (2,278 \cdot 2) + (1,134 \cdot 3) + 1,2 + 5,175] \quad (73)$$

$$L1 = 2 \cdot (26 + 4,556 + 3,402 + 1,2 + 5,175) \quad (74)$$

$$L1 = 80,666 \text{ m} = 0,080666 \text{ km} \quad (75)$$

$$L2 = 2 \cdot [(1,3 \cdot 20) + (2,278 \cdot 4) + (1,134 \cdot 5) + 2,4 + 5,175] \quad (76)$$

$$L2 = 2 \cdot (26 + 9,112 + 5,67 + 2,4 + 5,175) \quad (77)$$

$$L2 = 96,714 \text{ m} = 0,096714 \text{ km} \quad (78)$$

$$L3 = 2 \cdot [(1,3 \cdot 14) + 10,35 + (1,3 \cdot 6) + 2,278 \cdot 5 + (1,134 \cdot 5) + 7,575] \quad (79)$$

$$L3 = 2 \cdot (18,2 + 10,35 + 7,8 + 11,39 + 5,67 + 7,575) \quad (80)$$

$$L3 = 121,97 \text{ m} = 0,12197 \text{ km} \quad (81)$$

$$L4 = 2 \cdot [(1,3 \cdot 20) + (2,278 \cdot 5) + 5,175] \quad (82)$$

$$L4 = 2 \cdot (26 + 11,39 + 5,175) \quad (83)$$

$$L4 = 85,13 \text{ m} = 0,08513 \text{ km} \quad (84)$$

A continuación, se busca determinar la caída de tensión en base a la selección de un conductor específico (su resistencia) mediante la fórmula:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot I \cdot R \cdot L}{V} \quad (85)$$

Donde:

ΔV : Caída de tensión.

I : Corriente en cada string.

R : Resistencia eléctrica del conductor.

L : Longitud del conductor ida y vuelta.

Se debe tener en cuenta que al tener 4 strings en paralelo y a su vez cada uno con 20 paneles en serie se puede recolectar los siguientes valores:

La corriente de cada string es la corriente en el punto de máxima potencia proporcionada por el panel:

$$Imp = 13,11 \text{ A} \quad (86)$$

El voltaje de la string se lo determina por medio del voltaje en el punto de máxima potencia y la cantidad de paneles en serie:

$$V = V_{mp} \cdot Num.Paneles \quad (87)$$

$$V = 41,96 \cdot 20 = 839,2 \text{ V} \quad (88)$$

Adicional, aprovechando que el propio panel cuenta con un conductor de 4 mm^2 , se utiliza la resistencia de dicho conductor ($4,9408 \Omega/\text{km}$, extraída del Anexo 12.6). A su vez, los valores previamente determinados se reemplazan en la fórmula de caída de tensión. Es importante señalar que el factor 2 no se considera en este cálculo, ya que la longitud ya está definida como el recorrido de ida y vuelta.

$$\Delta V1 = \frac{13,11 \cdot 4,9408 \cdot 0,080666}{839,2} \cdot 100 = 0,6226 \% \quad (89)$$

$$\Delta V2 = \frac{13,11 \cdot 4,9408 \cdot 0,096714}{839,2} \cdot 100 = 0,7465 \% \quad (90)$$

$$\Delta V3 = \frac{13,11 \cdot 4,9408 \cdot 0,12197}{839,2} \cdot 100 = 0,9414 \% \quad (91)$$

$$\Delta V4 = \frac{13,11 \cdot 4,9408 \cdot 0,08513}{839,2} \cdot 100 = 0,6571 \% \quad (92)$$

Se puede observar que todos los valores de caída de tensión están por debajo del 3%, como se mencionó anteriormente, lo cual asegura el cumplimiento del criterio establecido. De hecho, otras fuentes también indican que la caída de tensión debe mantenerse en un rango entre 1 % y 2 %.

Entonces se puede concluir que el conductor para el lado de continua que cumple tanto en aspectos de corriente como de caída de tensión es el conductor Centelsa para uso fotovoltaico cuyo modelo es H1Z2Z2-K 1,0 kV AC (1,5 kV DC) 90°C HF FR con una sección de 4 mm^2 , el cual tiene las siguientes características:

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

Figura 27: Cable Fotovoltaico de 4 mm^2 (Anexo 12.6)

5.6 En corriente alterna

- **Con respecto a la ampacidad:** En base a las características de salida del inversor se puede determinar la corriente trifásica que circula hacia la parte en que se conectará a la red del edificio, para lo cual se tiene los siguientes valores de potencia y voltaje.

Potencia nominal de salida del inversor:

$$Pn_{inv} = 40kW \quad (93)$$

Factor de potencia ajustable del inversor:

$$FP = 0,8 \text{ adelanto y } 0,8 \text{ atraso} \quad (94)$$

Voltaje de salida del inversor:

$$Vout_{inv} = 220V \quad (95)$$

Entonces se determina la potencia aparente nominal:

$$Sn_{inv} = \frac{Pn_{inv}}{FP} \quad (96)$$

$$Sn_{inv} = \frac{40000}{0,8} = 50000 \text{ VA} \quad (97)$$

Con lo anterior se aplica la siguiente fórmula:

$$I_{AC} = \frac{Sn_{inv}}{\sqrt{3} \cdot Vout_{inv}} \quad (98)$$

$$I_{AC} = \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 131,22 \text{ A} \quad (99)$$

Para dimensionar las protecciones se realiza de la misma forma que en el lado de continua, se aplica un factor de seguridad del 125 % sobre la corriente:

$$I_{protección} = I_{AC} \cdot 1,25 = 164,025 \text{ A} \quad (100)$$

Por lo tanto, el valor nominal de las protecciones debe ser el inmediato superior estándar, normalmente 175 A. Para cumplir con este requisito, el diseño contempla la utilización de un interruptor de caja moldeada Fórmula A2C 1SDA066777R1 de ABB, con una capacidad de ruptura de 50 kA y un valor nominal de 175 A. Este dispositivo garantiza la protección adecuada para la salida del inversor, cumpliendo con los

estándares internacionales y proporcionando un margen de seguridad frente a sobrecargas y cortocircuitos.



Figura 28: Interruptor de caja moldeada (Anexo 12.7)

Para determinar la corriente del conductor, la NEC (National Electrical Code) [34] establece que debe ser capaz de soportar un 125 % adicional sobre la corriente nominal de protección para garantizar seguridad y durabilidad:

$$I_{\text{conductor}} = I_{\text{protección}} \cdot 1,25 = 205,03 \text{ A} \quad (101)$$

Entonces, se seleccionará un conductor con una capacidad de corriente igual o superior a este valor.

- **Con respecto a la caída de tensión:** Primero se debe conocer la longitud para el lado de corriente alterna, siendo para este caso de aproximadamente 40 m en la cual se considera las alturas de los diferentes 6 pisos y las respectivas longitudes hasta llegar al cuarto de control, en base al criterio de ampacidad se cree conveniente utilizar el conductor 3/0 AWG THHN el cual cuenta con una resistencia de $0,207 \Omega/\text{km}$ (extraída del Anexo 12.8), los valores anteriormente identificados se reemplazan en la fórmula 85.

$$\Delta V_{AC} = \frac{2 \cdot 131,22 \cdot 0,207 \cdot 0,04}{220} \cdot 100 = 0,987 \% \quad (102)$$

Con el resultado anterior se puede identificar que cumple con los valores permitidos de caída de tensión que según la normativa debe ser menor al 3 %.

Entonces se puede concluir que el conductor para el lado de alterna que cumple tanto en aspectos de corriente como de caída de tensión es el cable THHN/THWN-2 Centelsa by Nexans con calibre de 3/0 AWG, el cual tiene las siguientes características:

CAPACIDAD DE CORRIENTE								
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	8,444	0,38	0,10	2,89	25	12
	12	3,31	5,315	0,38	0,10	3,36	30	14
	10	5,26	3,344	0,51	0,10	4,21	40	17
	8	8,37	2,102	0,76	0,13	5,53	55	22,12
	6	13,3	1,323	0,76	0,13	6,47	75	25,88
	4	21,15	0,832	1,02	0,15	8,23	95	32,92
	2	33,63	0,523	1,02	0,15	9,72	130	38,88
	1/0	53,51	0,329	1,27	0,18	12,03	170	48,12
	2/0	67,44	0,261	1,27	0,18	13,12	195	52,48
	3/0	85,03	0,207	1,27	0,18	14,35	225	57,4
kcmil	4/0	107,22	0,164	1,27	0,18	15,74	260	62,96
	250	126,68	0,139	1,52	0,20	17,86	290	71,44
	300	152,01	0,116	1,52	0,20	19,22	320	76,88
	350	177,35	0,099	1,52	0,20	20,46	350	81,84
	400	202,68	0,087	1,52	0,20	21,61	380	86,44
	500	253,35	0,069	1,52	0,20	23,73	430	94,92

Figura 29: Tabla de cables THHN/THWN-2 (Anexo 12.8)

5.7 Puesta a tierra

Dado que el edificio se encuentra en construcción y no se dispone de información sobre la resistividad del suelo ni la resistencia de la puesta a tierra, este análisis no se incluye en el presente documento. Además, en Ecuador no existe una regulación específica para sistemas de esta índole. Por ello, se adjuntan ciertas características que dicho sistema debería cumplir, tomando como referencia el artículo 690 de la NEC, el cual regula los sistemas FV, así como otras consideraciones descritas en [35]:

- Dado que es muy probable que la puesta a tierra del sistema fotovoltaico se conecte a la del edificio, es fundamental considerar la resistividad del mismo.

- Según [35], la NEC recomienda un valor máximo de resistencia de puesta a tierra de 25 ohmios, aunque otros autores sugieren un valor mínimo recomendado de 10 ohmios.
- La Empresa Eléctrica Centrosur y la Empresa Eléctrica Quito S.A. coinciden en que la resistencia máxima de puesta a tierra debe ser de 25 ohmios. Sin embargo, la Empresa Eléctrica Quito establece que, para instalaciones subterráneas, este valor debe ser de 5 ohmios.
- Un sistema fotovoltaico con una tensión superior a 50 V debe estar sólidamente aterrizado.
- Los marcos y estructuras metálicas asociadas a la instalación deben estar conectados a tierra.

6. Simulación

Una vez obtenida la configuración del sistema fotovoltaico, se procede a la simulación del mismo. El programa usado para la simulación será Solarius PV, un software especializado para sistemas fotovoltaicos.

■ Ubicación geográfica:

Como en todo software especializado en la generación fotovoltaica, se debe ingresar la ubicación del sitio y extraer datos de irradiación solar del mismo. Para la simulación, la base de datos usada es Meteonorm, y los datos extraídos son los siguientes:

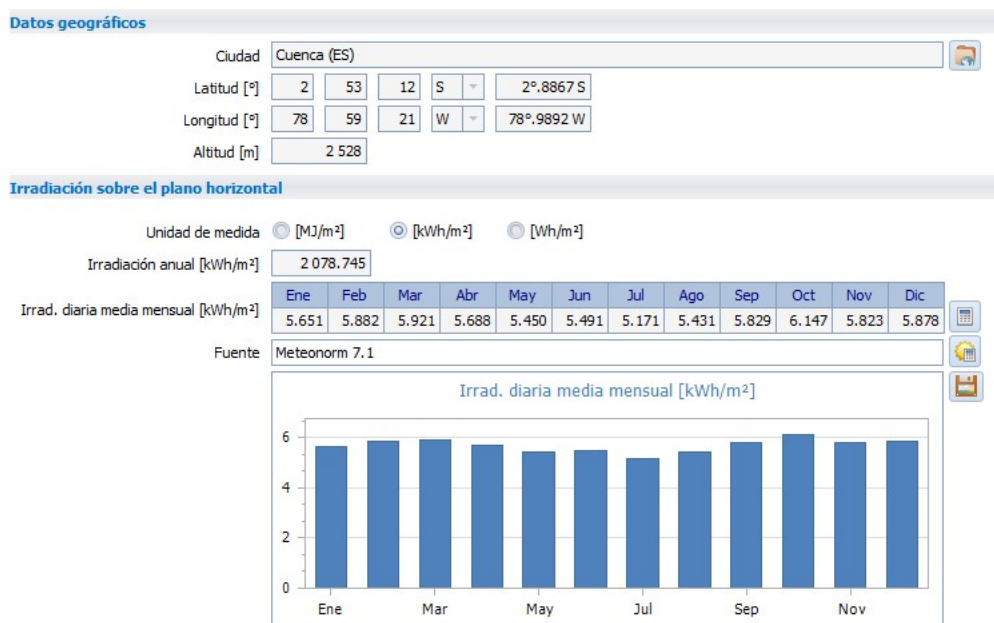


Figura 30: Irradiación solar - Base de datos Meteonorm [16].

■ Diseño del sitio de instalación:

A partir del plano arquitectónico de la terraza designada para la instalación, se procede a su modelado, comenzando con una vista 2D, considerando el ángulo de inclinación del edificio con respecto al norte, y luego con una vista 3D para determinar las volumetrías involucradas. Además dentro de este se pudo determinar la disposición de los paneles considerando las sombras y dejando 1.5 metros con respecto a cualquier

objeto que pudiese causar sombras, además de que se deja una separación de 0.6 metros entre filas de paneles y con esto se comprueba que el máximo de paneles considerando strings de 20 paneles es de 80 ya que no se tiene espacio posible para una nueva string.

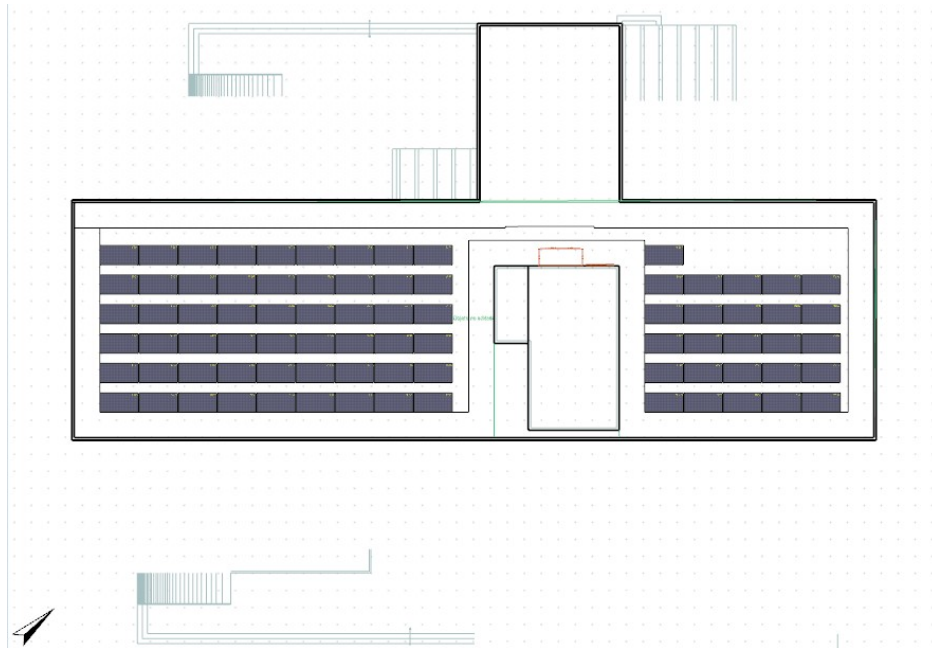


Figura 31: Vista 2D del sitio de instalación [16].

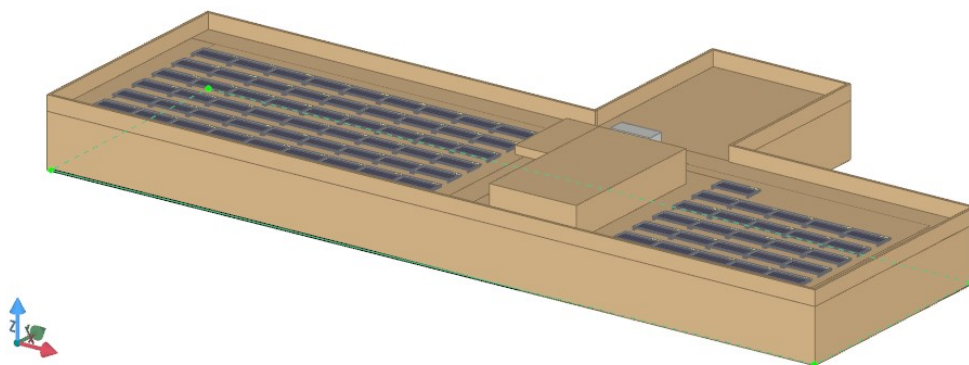


Figura 32: Vista 3D del sitio de instalación [16].

- **Ingreso de elementos usados en el software:**

Para simular la producción con el panel seleccionado, se añaden los datos de placa del mismo a la base de datos del programa. Asimismo, se incluye el inversor a usar para definir su compatibilidad y conexiones.

Módulo

 ¡Datos en sola lectura! El módulo está siendo utilizado en la instalación

Datos generales

Código	M.D.0002	Tipo material	Silicio policristalino	Obsoleto	☐
Marca	JASOLAR	Serie	JAM72S30550-MR		
Modelo	JAM72S30	País productor	CHINA		
Precio [\$]	0.00	Años garantía	12		

Características eléctricas en condiciones STC

Potencia pico [W]	550.0	Eficiencia [%]	21.30
Im [A]	13.11	Vm [V]	41.96
Isc [A]	14.00	Voc [V]	49.90

Otras características eléctricas

Coef. Voc [%/°C]	-0.2750	NOCT [°C]	45
Coef. Isc [%/°C]	0.045	Vmáx [V]	1 000.00

Características mecánicas

Longitud [mm]	2 278	Espesor [mm]	30
Anchura [mm]	1 134	Peso [kg]	27.80
Superficie [m²]	2.583	Número células	144

Notas

Notas

Cancelar Confirmar

Figura 33: Especificaciones técnicas del panel solar en el programa [16].

Inversor

 ¡Datos en sola lectura! El inversor está siendo utilizado en la instalación.

Datos generales

Código: I.D.0001
 Marca: GROWATT
 Modelo: MID
 Precio [\$]: 0.00
 Tipo Fase: Trifásica

Tipo de inversor: Estándar ☐ Obsoleto ☐
 Serie: MID 40KTL3-X
 País productor: CHINA
 Años garantía: 5

Entradas MPPT

N	VMppt mín	VMppt máx	Vmáx	Imax
1	200.0	1 000.0	1 100.0	32.0
2	200.0	1 000.0	1 100.0	32.0
3	200.0	1 000.0	1 100.0	32.0

Potencia máx [W]: 60 000

Características mecánicas

Dimensiones [mm]: 580 x 435 x 230
 Peso [kg]: 30.50

Notas

Notas:

Parámetros eléctricos en salida

Potencia nominal [W]: 40 000
 Tensión nominal [V]: 220
 Rendimiento máx. [%]: 98.80
 Dist. corriente [%]: 3
 Frecuencia [Hz]: 60
 Rend. europeo [%]: 98.50

Datos de acumulación

Almacenamiento: Ausente
 Tipo batería:
 Capacidad útil [kWh]:
 Duración:
 Otros datos:

Cancelar Confirmar

Figura 34: Especificaciones técnicas del inversor en el programa [16].

■ Creación del generador fotovoltaico:

Para la configuración del generador fotovoltaico, inicialmente se ingresan las especificaciones de orientación e inclinación. Se consideran una inclinación de 5° y una orientación de 49° hacia el oeste para determinar la irradiación sobre los módulos. También se define la disposición de los paneles (configuración horizontal) y el tipo de BOS (Balance of System) estándar, con una eficiencia del 74.97 %.

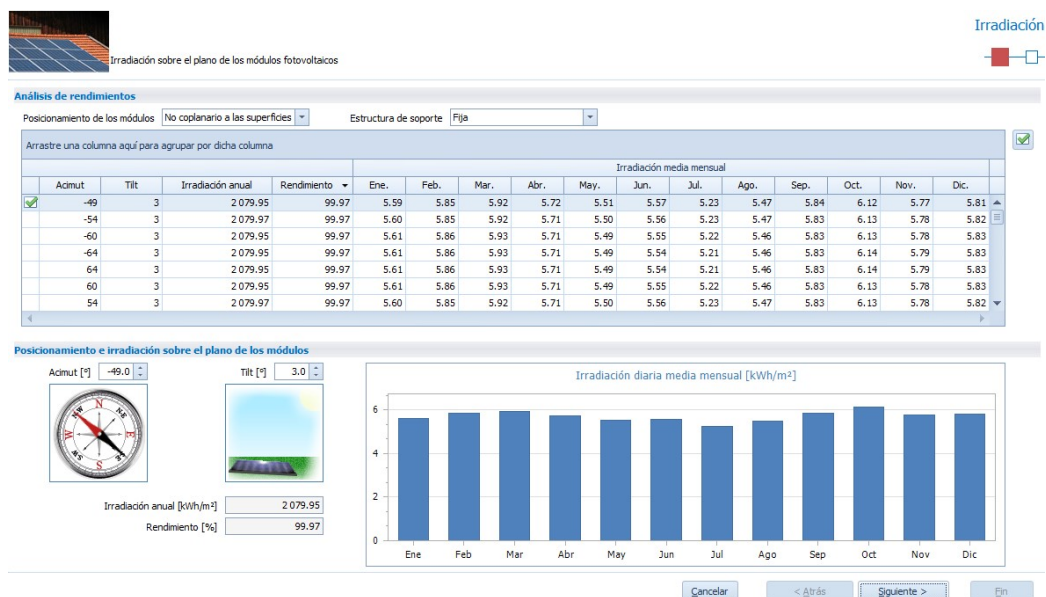


Figura 35: Irradiación sobre el panel [16].

Módulos

Criterio de proyecto: Potencia máxima | Disposición: Horizontal | Mostrar obsoletos: No

Distancia entre líneas: Manual | 0.60 [m] | Tipo BOS: Estándar | BOS [%]: 74.97

Distancia entre módulos [m]: 0.03 | Distancia desde el borde [m]: 0.00 | Utilizar módulos en: Documento, Archivo Usuario y Archivo Programa

Arrastre una columna aquí para agrupar por dicha columna

Marca	Serie	Modelo	Tipo	Pot. mód.	N. mód.	N. máx. m...	Potencia	Superficie	Energía	Precio
JASOLAR	JAM72530550-MR	JAM72530	Si monocristalino	550.0	84	84	46.200	216.97	72 063.03	0.00
Vikram Solar Limited	Somera Mono-Facial 635-665W	640W	Si monocristalino	640.0	72	72	46.080	224.28	71 832.60	0.00
Vikram Solar Limited	Paradea Bi-Facial 636-660W	640W	Si monocristalino	640.0	72	72	46.080	224.28	71 832.60	0.00
Elmac Energy Co., Ltd.	TH450-480PM5-785A	480	Si monocristalino	480.0	96	96	46.080	215.52	71 847.73	0.00
Eco Delta Power Co., Ltd.	ECO-470-480M-785A	ECO-480M-785A	Si monocristalino	480.0	96	96	46.080	215.52	71 915.95	0.00
Aoli Solar New Energy Co., Ltd.	AL640-665M12	AL640M12	Si monocristalino	640.0	72	72	46.080	226.22	71 855.43	0.00
Amso Solar Technology Co., ...	AS635-660S9-132	AS640S9-132	Si monocristalino	640.0	72	72	46.080	226.22	71 959.37	0.00
Adani Solar	Eternal Pride Series ASM-M1...	640W	Si monocristalino	640.0	72	72	46.080	224.21	71 842.00	0.00
Adani Solar	Elan Pride Series ASB-M12-1...	640W	Si monocristalino	640.0	72	72	46.080	224.21	71 842.00	0.00
Yingli Green Energy Holding ...	Tiger Mono-facial 450-470	JKM470M-7RL3/JKM470M-7R...	Si monocristalino	470.0	98	98	46.060	220.01	71 803.12	0.00
Shenzhen Tresun Technolog...	156cells Mono Solar Module 4...	TR-156CELL-470W	Si monocristalino	470.0	98	98	46.060	220.01	71 803.12	0.00
Jinko Solar Holding Co., Ltd.	Tiger 78TR 470-490W 7RL3/...	JKM470M-7RL3/JKM470M-7R...	Si monocristalino	470.0	98	98	46.060	220.01	71 803.12	0.00
Zheshine PV-tech Co., Ltd.	ZXM6-NH120	ZXM6-NH120-365/M	Si monocristalino	365.0	126	126	45.990	228.82	71 500.55	0.00

Módulo seleccionado

Marca: JASOLAR | Eficiencia [%]: 21.30 | Número módulos: 80

Serie: JAM72530550-MR | Potencia pico [W]: 550.0 | Potencia total [kW]: 44.000

Modelo: JAM72530 | Superficie [m²]: 2.583 | Superficie total módulos [m²]: 206.64

Tipo material: Si monocristalino | Energía total anual [kWh]: 68 629.91

Buttons: Cancelar, < Atrás, Siguiendo >, Fin

Figura 36: Creación del generador fotovoltaico [16].

■ Configuración del inversor:

Para configurar el inversor en el programa, se selecciona el campo fotovoltaico y el inversor ingresado previamente en la base de datos, respec-

tando la configuración de strings y paralelos definidos en las ecuaciones (66) y (67).

Módulo seleccionado

Módulo: **JASOLAR - JAH72530550-HR - JAH72530** Potencia pico [W]: **550.0** Número módulos: **80** Potencia total [kW]: **44.000**

Inversor

Tipo de inversor: **Estándar** BOS [%]: **74.97** Mostrar obsoletos: **No** Visualizar todos: **No**

Margen de seguridad comprob. eléctricas [%]: **3** Utilizar inversores contenidos en: **Documento, Archivo Usuario y Archivo Programa**

Arrastre una columna aquí para agrupar por dicha columna

	Marca	Serie	Modelo	Tipo	Potencia	Núm. MPPT	Almacenamie...	Tensión nom...	Frecuencia n...	Precio	Orig
	AROS Solar Technology (RPS...	SIRJO Central	K40	Trifásico	40 000	1	-	400	50	0.00	
☒	GROWATT	MID 40KTL3-X	MID	Trifásico	40 000	4	-	220	60	0.00	
	KACO New Energy GmbH	Powador 39.0-72.0 TL3	60.0 TL3	Trifásico	52 000	3	-		50,60	0.00	
	Deutsche Power Co.	Grid-Tie Inverter (Transform...	GT110	Trifásico	51 000	3	-		50,60	0.00	
	AEG / Solar Solutions AG	AS-1C01 Series (40KW-70KW)	AS-1C01-50000	Trifásico	50 000	1	-		50	0.00	
	Beijing Niego Automation Tec...	StrVert 50HS	StrVert 50HS	Trifásico	50 000	6	-		50	0.00	
	Chengshu Switch Manufactu...	CS1G-50	CS1G-50	Trifásico	50 000	1	-		50	0.00	
	DASS Tech Co., Ltd	DSP-3350-ODS	DSP-3350-ODS	Trifásico	50 000	3	-	220,230,240	50,60	0.00	
	East Group Co., Ltd.	EA 50KTL5I	EA 50KTL5I	Trifásico	50 000	4	-		50,60	0.00	
	Evolve Energy Group	EVVO 50000TL3P/50000TL3P...	50000TL3P	Trifásico	50 000	3	-	230,400	50,60	0.00	
	FIMER S.p.A.	MGS100	MGS100-60/50	Trifásico	50 000	3	-		50,60	0.00	

Inversor seleccionado

Marca: **GROWATT** Tipo fase: **Trifásico** Energía total anual [kWh]: **68 629.91**

Serie: **MID 40KTL3-X** Potencia [W]: **40 000**

Modelo: **MID** Número MPPT: **4**

Figura 37: Selección del inversor dentro del programa [16].

Inversor seleccionado

Inversor: **GROWATT - MID 40KTL3-X - MID** Potencia nominal [W]: **40 000** Número módulos: **80** Potencia módulos [kW]: **44.000**

Selección de la configuración

Tipo de configuración: **Manual**

Progresivo	Núm. módulos	Ramas	Pot. módulos [kW]	Pot. inversor [kW]	Dimensionamiento [%]
Inversor 1	80	Entrada MPPT 1: 1 x 20 (Campo fotovoltaico) Entrada MPPT 2: 1 x 20 (Campo fotovoltaico) Entrada MPPT 3: 1 x 20 (Campo fotovoltaico) Entrada MPPT 4: 1 x 20 (Campo fotovoltaico)	44.0	40.0	90.9

Figura 38: Configuración de series y paralelo del inversor [16].

Una vez configurado, se obtiene un resumen del campo fotovoltaico y de la instalación.

Datos generales		Módulo	
Descripción	Campo fotovoltaico	Módulo	JASOLAR - JAM72S30550-MR - JAM72S30
Posicionamiento de los módulos	No coplanario a las superficies	Tipo material	Si monocristalino
Tipo de estructura	Fija	Potencia pico [W]	550.0
		Superficie módulo [m²]	2.583
		Número módulos	80

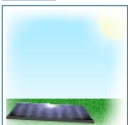
Posicionamiento e irradiación sobre el plano de los módulos		Totales	
Acimut [°]	-49.0	Energía anual [kWh]	68 629.91
Tilt [°]	3.0	Potencia total [kW]	44.000
		Superficie total [m²]	206.64
			
Irradiación anual [kWh/m²]	2 079.81		

Figura 39: Resumen de datos del campo fotovoltaico [16].

Como resultados de la simulación se tienen que el sistema en la disposición y aspectos técnicos definidos produce anualmente:

$$\text{Energía anual producida} = 68629,91 \text{ [kWh/año]} \quad (103)$$

Resumen			
Energía anual [kWh]	68 629.91	Potencia fase L1 [kW]	14.667
Potencia total [kW]	44.000	Potencia fase L2 [kW]	14.667
Energía por kW [kWh/kW]	1 559.77	Potencia fase L3 [kW]	14.667
		Superficie total módulos [m²]	206.64
		Número total módulos	80
		Número total inversores	1
		Capacidad de almacenamiento útil global [kWh]	0.00

Figura 40: Resumen de resultados de la instalación [16].

■ Análisis económico inicial:

Con las configuraciones del sistema y un presupuesto inicial planteado, se realiza un análisis de rentabilidad considerando una demanda genérica.

Hay que considerar que este análisis económico realizado por el programa no toma en cuenta el ahorro energético del edificio como un factor

que contribuya económicamente, sino que se basa en la exportación de energía, la cual se calcula de acuerdo con su propio algoritmo de simulación. A continuación en 7, se presenta el análisis considerando el ahorro como un factor de-limitante.

Resumen instalación		Coste realización instalación					
Energía total anual [kWh]	68 629.91	Coste obras	Alzado	[\$ /kW]	761.09	[\$]	33 487.84
Potencia total [kW]	44.000	Gastos técnicos	En porcentaje	[%]	0.00	[\$]	0.00
Número total módulos	80	Otros gastos				[\$]	0.00
Número total inversores	1	Coste Total [\$]					33 487.84

Figura 41: Presupuesto inicial en el programa [16].

La demanda anual en kWh se calcula con base en una potencia activa de 87,6923 kW, un horario de 8 horas diarias durante 360 días:

$$\text{Demanda en } kW_{\text{anual}} = 87,6923 \cdot 360 \cdot 8 = 252553,8 \text{ kWh} \quad (104)$$

Lista de los dispositivos	
Descripción	Gasto anual
PC	6 426.00
Impresora láser	126.93
PC	43.16
Bombilla otras habitaciones	35.24
Dispositivo genérico	1 000.10
Bombilla sala de estar	77.74
Copia de PC	6 426.00
Gasto anual [kWh]	
	229 469.70

Figura 42: Demanda estimada en el programa [16].

Datos tarifas		Tarifa de incentivo	
Tarifa de exportación [\$/kWh]	0.1000	Tarifa de incentivo [\$/kWh]	0.0000
Tarifa estacional	No	Duración tarifa de incentivo [años]	25
Tarifa compra de energía	Tarifa Normal		

Otros ingresos	Coste de construcción de la instalación
Total [\$]	0.00
	Coste total de la instalación [\$]
	33 487.84
	Tipo de financiación
	Ninguna
	Financiación [\$]
	0.00
	Compromiso de gasto [\$]
	33 487.84

Resumen	
Potencia total [kW]	44.000
Energía total anual [kWh]	68 629.91
Consumo total anual [kWh]	229 469.70
Tiempo de reembolso [años]	12
VAN a 25 años [\$]	2 483.98
TIR a 25 años [%]	6.76

Figura 43: Resumen de rentabilidad económica en el programa [16].

7. Análisis económico

7.1 Recursos

Ítem	Recurso	Cantidad	Costo Unitario	Total US\$
1	Paneles	80	336,74	26939,20
2	Inversor	1	6548,64	6548,64
3	Cable 4 mm ² (DC)	176,48 m	1,26	222,37
4	Cable 2/0 (Tierra)	40 m	13,10	524
5	Cable 3/0 (3 F y N)	160 m	17,03	2724,8
6	Fusibles	8	5,625	45
7	Porta fusibles	8	6,875	55
8	Interruptor de Caja Moldeada	1	150	150
9	Ingeniero Supervisor (160h)	1	10	1600
10	Personal Técnico (160 h)	2	5	1600
11	Equipo de Prueba	1	4000	4000
12	Sistema de Medición	1	2500	2500
13	Sistema de Monitoreo	1	2000	2000
14	Soportes	1	3784,74	3784,74
Total del presupuesto				52693,75

Tabla 3: Presupuesto del proyecto

Los elementos descritos en la tabla (3), así como sus costos, se determinaron con base en información disponible en fuentes en línea de proveedores y distribuidores de equipos fotovoltaicos. Cabe recalcar que estos valores pueden variar debido a la disponibilidad, fluctuaciones del mercado o costos de importación, por lo que deben considerarse únicamente como estimaciones y no valores definitivos.

7.2 Índices Económicos

Dentro del análisis económico del edificio, se deben considerar ciertos aspectos. En primera instancia, el sistema a implementar, como se ha mencionado anteriormente, no cubrirá la totalidad de la demanda del edificio, sino que está enfocado en satisfacer el 20 % de la misma, siendo la demanda a cubrir de 50510,76 [kWh/año], calculada en la ecuación (12).

Por otra parte, es importante tener en cuenta que el gasto de la inversión inicial será el único gasto fijo del sistema, mientras que los gastos variables estarán asociados únicamente al mantenimiento. Además, debi-

do a que los elementos relacionados con sistemas de energía limpia están exentos de impuestos, como medida para impulsar este tipo de generación, por ello no se considerarán estos valores dentro del análisis económico.

El análisis económico se enfocará en el ahorro generado por el sistema a partir de considerar la energía generada o que se ahorra al año con el valor de kW que paga la universidad. Al ser una entidad comercial, está dentro de una discriminación horaria en la que, dependiendo de la hora en la que se usa la energía, se cobrará una u otra tarifa. Para el caso de estudio, se utiliza el precio en el rango horario tipo A (08h00-18h00), el cual aproximadamente cobra 0,95 \$ por kilovatio. Redondeando, se ha tomado en 0,10 \$ por kWh. Por su parte, según la simulación, se producirá anualmente 68629,91 kWh. Este valor garantiza que se cubrirá el 20 % de la demanda requerida. Aunque la eficiencia de los paneles disminuirá con el tiempo debido a su vida útil, el sistema seguirá manteniendo la cobertura estimada. En consecuencia, se considerará este valor de generación para el primer año, ajustándolo ligeramente a la baja para asegurar su efectividad y dicho valor se reducirá gradualmente según la pérdida de eficiencia de los paneles, que es del 0,55 % anual.

Para la depreciación se ha tomado los elementos de mayor impacto del sistema y se ha dividido su valor para los 25 años de vida útil de los mismos, con estas consideraciones se ha hecho el flujo de caja para 25 años y en base a ello se obtienen los índices de [VAN](#), [TIR](#), [PIR](#), [RBC](#).

Año	0	1	2	3	4
Ahorro estimado de Energía por año [kW/h]	-	68589,13	68211,89	67836,72	67463,62
Valor de kW/h	-	0,10	0,10	0,10	0,10
Ahorro estimado	-	6858,91	6821,19	6783,67	6746,36
Costo de implementación	52693,75	0	0	0	0
Costos variables	-	450,00	472,50	496,13	520,93
Depreciación	-	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36
Amortización	-	0	0	0	0
Utilidad antes de Impuestos	-	4580,55	4520,33	4459,19	4397,07
Impuestos	-	0	0	0	0
Utilidad antes de participación	-	4580,55	4520,33	4459,19	4397,07
Participación	-	0	0	0	0
Utilidad después de Impuestos	-	4580,55	4520,33	4459,19	4397,07
Depreciación	-	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36
Amortización	-	0	0	0	0
Inversión en activos tangibles	-	0	0	0	0
Inversión en activos intangibles	-	0	0	0	0
Valor de Salvamento	-	0	0	0	0
Capital de Trabajo	-	0	0	0	0
Recuperación de capital de trabajo	-	0	0	0	0
FNE	-52693,75	6408,91	6348,69	6287,55	6225,43

Tabla 4: Flujo de Caja para los años 0 al 4

5	6	7	8	9	10	11
67092,57	66723,56	66356,58	65991,62	65628,67	65627,71	64908,74
0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
6709,26	6672,36	6635,66	6599,16	6562,87	6526,77	6490,87
0	0	0	0	0	0	0
546,98	574,33	603,04	633,20	664,85	698,10	733,00
1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36
0	0	0	0	0	0	0
4333,92	4269,67	4204,25	4137,61	4069,65	4000,31	3929,51
0	0	0	0	0	0	0
4333.92	4269.67	4204.25	4137.61	4069.65	4000.31	3929.51
0	0	0	0	0	0	0
4333,92	4269,67	4204,25	4137,61	4069,65	4000,31	3929,51
1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
6162,28	6098,03	6032,62	4965,97	5898,01	5828,67	5757,87

Tabla 5: Flujo de Caja para los años 5 al 11

12	13	14	15	16	17	18
64551,74	64196,71	63843,62	63492,48	63143,28	62795,99	62450,61
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
6455,17	6419,67	6384,36	6349,25	6314,33	6279,60	6245,06
0	0	0	0	0	0	0
769,65	808,14	848,54	890,97	935,52	982,29	1031,41
1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36
0	0	0	0	0	0	0
3857,16	3783,17	3707,46	3629,92	3550,45	3468,94	3385,29
0	0	0	0	0	0	0
3857,16	3783,17	3707,46	3629,92	3550,45	3468,94	3385,29
0	0	0	0	0	0	0
3857,16	3783,17	3707,46	3629,92	3550,45	3468,94	3385,29
1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
5685,52	5611,54	5535,82	5458,28	5378,81	5297,31	5213,65

Tabla 6: Flujo de Caja para los años 12 al 18

19	20	21	22	23	24	25
62107,13	61765,54	61425,83	61087,99	60752,01	60417,87	60085,57
0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
6210,71	6176,55	6142,58	6108,80	6075,20	6041,79	6008,56
0	0	0	0	0	0	0
1082,98	1137,13	1193,98	1253,68	1316,37	1382,19	1451,29
1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36
0	0	0	0	0	0	0
3299,37	3211,07	3120,24	3026,76	2930,47	2831,24	2728,90
0	0	0	0	0	0	0
3299,37	3211,07	3120,24	3026,76	2930,47	2831,24	2728,90
0	0	0	0	0	0	0
3299,37	3211,07	3120,24	3026,76	2930,47	2831,24	2728,90
1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36	1828,36
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
5127,73	5039,43	4948,60	4855,12	4758,83	4659,60	4557,26

Tabla 7: Flujo de Caja para los años 19 al 25

A partir del flujo de caja y mediante el uso de la herramienta Excel, se calculan el VAN, TIR, PIR y RBC. Al analizar los datos, se puede apreciar que el VAN positivo indica que el proyecto es rentable. Además, se observa que la TIR es igual al TMAR, por lo que se cumple con la expectativa del proyecto. Por otro lado la relación beneficio-costos, indica que el proyecto tiene un beneficio de 2,64 veces su costo inicial. Finalmente, el proyecto recuperará su inversión en aproximadamente 9,47 años.

TMAR	10 %	%
VAN a 25 años	904,93	\$
TIR a 25 años	10 %	%
RBC	2,64	
PIR	9,47	años

Tabla 8: Índices económicos del proyecto

8. Análisis ambiental

Para el análisis ambiental del proyecto, se ha tomado como base diversos índices equivalentes para determinar el impacto de la generación del sistema en relación con estos. Uno de los indicadores utilizados es la tonelada equivalente de petróleo (TOE) dados por el World Energy Council [36], que es útil para estimar la cantidad de combustible que se ahorra al utilizar una fuente de energía renovable. Este indicador permite establecer una relación entre la electricidad generada y la energía primaria, medida en [TOE/MWh].

Así es como, se calculan las toneladas de crudo ahorradas por MWh generado. Se presentan dos análisis: uno para un año de operación y otro para un período de 25 años, considerando que, en este último caso, la eficiencia del sistema disminuye hasta un porcentaje debido al envejecimiento de los paneles.

Ahorro de Combustible	TOE
Coeficiente de conversión [TOE/MWh]	0,220
TOE reducido en un año	15,09
TOE guardado en 25 años	339,18

Tabla 9: Ahorro de Combustible

Por otra parte, se considera que el uso de una instalación fotovoltaica contribuye a la disminución de emisiones de gases contaminantes, como el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O), los cuales forman parte de los Gases de Efecto Invernadero (UK Greenhouse Gases *GHG*) [37]. Este análisis se realiza tanto para un año como para un período de 25 años.

Emisiones de gases prevenidas en la atmósfera	CO_2	CH_4	N_2O	Total gases de efecto invernadero
Emisiones de gases equivalentes por kWh de electricidad	0.46254	0.00044	0.00236	0.46534
Emisiones evitadas anualmente kg CO ₂ e	31725,22	30,18	161,87	31917,27
Emisiones evitadas para 25 años kg CO ₂ e	713100,90	678,35	3638,43	717417,68

Tabla 10: Emisiones Atmosféricas Evitadas

9. Análisis de resultados

En este apartado se examinan los resultados obtenidos del diseño del sistema fotovoltaico para el edificio administrativo en construcción de la Universidad Politécnica Salesiana. Se verificó que la energía generada por el sistema es suficiente para cumplir con el requisito de la certificación EDGE, ya que cubre el 20 % de la demanda energética establecida. Además, se evaluará la generación esperada, junto con el análisis económico y ambiental.

El análisis de la zona en la que se implementará el sistema determinó que la posición geográfica del edificio tendrá una inclinación de 49 grados al Oeste con respecto al Norte. Además, se encontró que el ángulo de inclinación óptimo es de 3 grados, en el cual la irradiación anual es de $1626,12 \text{ kWh/m}^2$. Sin embargo, debido a consideraciones de automantenimiento, se ha adoptado un ángulo de 5 grados, con el cual la irradiación corresponde a $1619,64 \text{ kWh/m}^2$.

Para cubrir la demanda inicial y considerando el panel JAM72S30 550MR de 550 W, se necesitarían 70 paneles. No obstante, al buscar maximizar la generación dentro del espacio disponible, El límite de paneles que es posible instalar es de 84.

Se debe considerar que los paneles tienen limitaciones técnicas respecto al voltaje máximo que soportan, lo que restringe la cantidad de paneles por string. Tras realizar los cálculos y aplicar criterios de diseño, se determinó que el número de paneles por string será de 20, por lo que el máximo posible de paneles en el sistema será 80. Por ello, el generador fotovoltaico tendrá una potencia pico final de 44 kW, distribuida en 4 strings. Para asegurar una correcta integración del sistema, se seleccionó el inversor MID40KTL3-X2, que cuenta con 4 MPPTs, lo que permite una conexión óptima de las strings y a su vez soporta la potencia del generador.

Además, mediante simulación se comprobó que el sistema será capaz de generar anualmente $68629,91 \text{ kWh/año}$, un valor superior al requerido ($50510,7648 \text{ kWh/año}$), lo que confirma que el sistema cumple con su objetivo principal. Una vez definida la configuración del sistema, se determinan las protecciones necesarias: en el lado de corriente continua se utilizarán fusibles específicos para este tipo de energía, mientras que en el lado de corriente alterna se empleará un interruptor de caja moldeada.

Dado que el sistema cumple con el requisito principal, se procede a analizar su impacto económico y ambiental. El análisis indica que, en un período de 25 años (vida útil de los componentes), el sistema es rentable,

con un **RBC** de 2,64, lo que significa que el beneficio obtenido será casi tres veces el costo inicial. Además, la **TIR** es igual que la **TMAR**, lo que indica que se cumple con las expectativas, validando así la viabilidad del sistema.

Desde el punto de vista ambiental, el sistema permitirá un ahorro anual de 15,09 **TOE**, acumulando 339,18 **TOE** en 25 años. Asimismo, ayudará a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, evitando 31917,27 kg de CO₂ anualmente, lo que equivale a 717417,68 kg en 25 años.

En conclusión, el sistema diseñado consigue el suministro energético necesario a fin de cumplir con el requisito establecido para la certificación EDGE,. Además, el análisis económico confirma su rentabilidad y el impacto ambiental proyectado es significativo. Por lo tanto, este proyecto contribuye al avance de la institución en términos de sostenibilidad y sienta una base para futuras iniciativas técnicas.

10. Conclusiones

A lo largo del presente proyecto se diseñó un sistema fotovoltaico para el edificio administrativo en construcción de la Universidad Politécnica Salesiana, el cual es capaz de cubrir la demanda energética necesaria para cumplir con los requisitos de la certificación EDGE. Para ello, se tomó en cuenta la utilización de materiales eficientes, como los paneles monocristalinos, los cuales presentan un mayor rendimiento, y un inversor capaz de manejar el voltaje pico del generador, así como sus variaciones debido a cambios de temperatura.

Dentro del análisis del proyecto, se identificaron diversos aspectos que condicionan el diseño, como la inclinación del edificio hacia el oeste, determinada a partir de los planos arquitectónicos. Asimismo, se definió la inclinación óptima de los paneles y, con estos datos, la irradiación anual que recibirán, lo que permitió establecer la cantidad mínima de paneles necesarios. También se realizó una estimación de la demanda energética, ya que el edificio aún se encuentra en construcción y no se dispone de un consumo real. Además, se consideró el espacio disponible, evaluando aspectos como sombreados parciales, accesibilidad para mantenimiento y posibles daños, lo que permitió determinar el número máximo de paneles que puede albergar el área designada.

Para el diseño final del sistema, además de las consideraciones mencionadas, se tomaron en cuenta las especificaciones técnicas de los componentes seleccionados. Se aseguraron los criterios de restricción y dimensionamiento adecuados, concluyendo que el sistema estaría conformado por 80 paneles conectados a un solo inversor con 4 MPPTs. Asimismo, se realizó el cálculo del cableado y las protecciones eléctricas, considerando las corrientes máximas y los valores de caída de tensión, garantizando que no superen los límites establecidos por la NEC, con el fin de asegurar un sistema confiable. Todo el dimensionamiento fue verificado mediante simulaciones, las cuales permitieron visualizar la disposición final de los paneles y estimar la generación de energía, confirmando que el sistema será capaz de cubrir la demanda mínima requerida.

El análisis económico y ambiental demostró que el proyecto es rentable en el período de vida útil establecido, con una relación beneficio/costo (RBC) de casi tres veces el costo inicial, lo que lo hace favorable. Esto también se evidencia en el análisis del TIR, que es igual a la tasa mínima aceptable (TMAR), haciendo que el proyecto sea atractivo para la institución. Además del impacto económico positivo, el sistema contribuirá significativamente a la disminución de emisiones de carbono entre otros

y a su vez el ahorro de una cantidad considerable de [TOE](#). Es decir, el proyecto fomenta el uso de energías limpias y contribuye positivamente al ambiente.

Es importante mencionar que este diseño se basa en estimaciones obtenidas a partir de datos preliminares del edificio, el cual aún se encuentra en construcción. Por lo tanto, estos valores podrían variar conforme avanza el proceso, lo que podría afectar aspectos como el área disponible, la distancia de los cables y la demanda estimada. Adicionalmente, al no contar con información sobre el sistema de puesta a tierra del edificio ni sus especificaciones, no se pudo realizar el análisis correspondiente, lo que podría representar una oportunidad para estudios futuros.

11. Recomendaciones

El desarrollo del sistema fotovoltaico para el edificio administrativo de la UPS abre la puerta a diversos proyectos relacionados con energías renovables y edificaciones sostenibles. A partir de este proyecto, se pueden realizar nuevos estudios en otras edificaciones que busquen adoptar soluciones similares. Además, este trabajo servirá como referencia inicial para la aplicación de diferentes técnicas que permitan mejorar el rendimiento del sistema, ya sea mediante la optimización de sus componentes físicos o la implementación de algoritmos de control inteligente. También se podría abordar el almacenamiento de energía con baterías y su impacto en el desempeño del sistema.

La metodología aplicada en este proyecto puede servir como guía para que otras instituciones repliquen y adapten el diseño según sus necesidades. No obstante, su eficacia dependerá de la disponibilidad y calidad de los datos energéticos. Por ello, se recomienda aplicarla en edificaciones donde se cuente con un historial de consumo energético fiable, lo que permitirá determinar una demanda realista. Asimismo, sería conveniente ampliar el proceso de diseño para hacer que la metodología sea más robusta y aplicable en distintos contextos.

Se recomienda que, al aplicar este tipo de diseños y el uso de energías renovables en edificaciones cumplan con los requisitos de certificación de empresas especializadas, asegurando que se ajusten a los estándares establecidos.

Referencias

- [1] M. Malinowski, J. I. Leon, and H. Abu-Rub, “Solar photovoltaic and thermal energy systems: Current technology and future trends,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 105, no. 11, pp. 2132–2146, 2017.
- [2] I. Akhtar, S. Kirmani, M. Jameel, and F. Alam, “Feasibility analysis of solar technology implementation in restructured power sector with reduced carbon footprints,” *IEEE Access*, vol. 9, pp. 30 306–30 320, 2021.
- [3] E. F. Camacho, M. Berenguel, F. R. Rubio, and D. Martínez, *Solar Energy Fundamentals*. London: Springer London, 2012, pp. 1–23. [Online]. Available: https://doi.org/10.1007/978-0-85729-916-1_1
- [4] J. C. Mendoza, E. Aristizábal Botero, and W. R. González Páez, *Energías renovables: Implementación de un sistema solar fotovoltaico en el Bioparque La Reserva de Cota*. Corporación Universitaria Minuto de Dios-UNIMINUTO, 2022.
- [5] O. P. Lamigueiro, “Energía solar fotovoltaica,” *Creative Commons ebook. España. 192pp*, 2013.
- [6] Y. S. Khoo, A. Nobre, R. Malhotra, D. Yang, R. Rüther, T. Reindl, and A. G. Aberle, “Optimal orientation and tilt angle for maximizing in-plane solar irradiation for pv applications in singapore,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 4, no. 2, pp. 647–653, 2014.
- [7] A. S. Al-Ezzi and M. N. M. Ansari, “Photovoltaic solar cells: a review,” *Applied System Innovation*, vol. 5, no. 4, p. 67, 2022.
- [8] L. A. Cruz Pardo and L. F. Sanabria Pérez, “Evaluación comparativa del rendimiento energético de un sistema fotovoltaico autónomo con carga variable en dc utilizando panel solar monocristalino versus policristalino, en condiciones climáticas del municipio de fusagasugá.” Universidad de Cundinamarca, Tech. Rep., 2018.
- [9] F. G. J. Luis, “Diseño y construcción de una estructura metálica, y evaluación de eficiencia energética de un sistema fotovoltaico para uso en la ciudad de quito,” Escuela Politécnica Nacional, Tech. Rep., 2020.
- [10] M. A. Abella, “Sistemas fotovoltaicos,” *SAPT Publicaciones Técnicas, SL*, 2005.

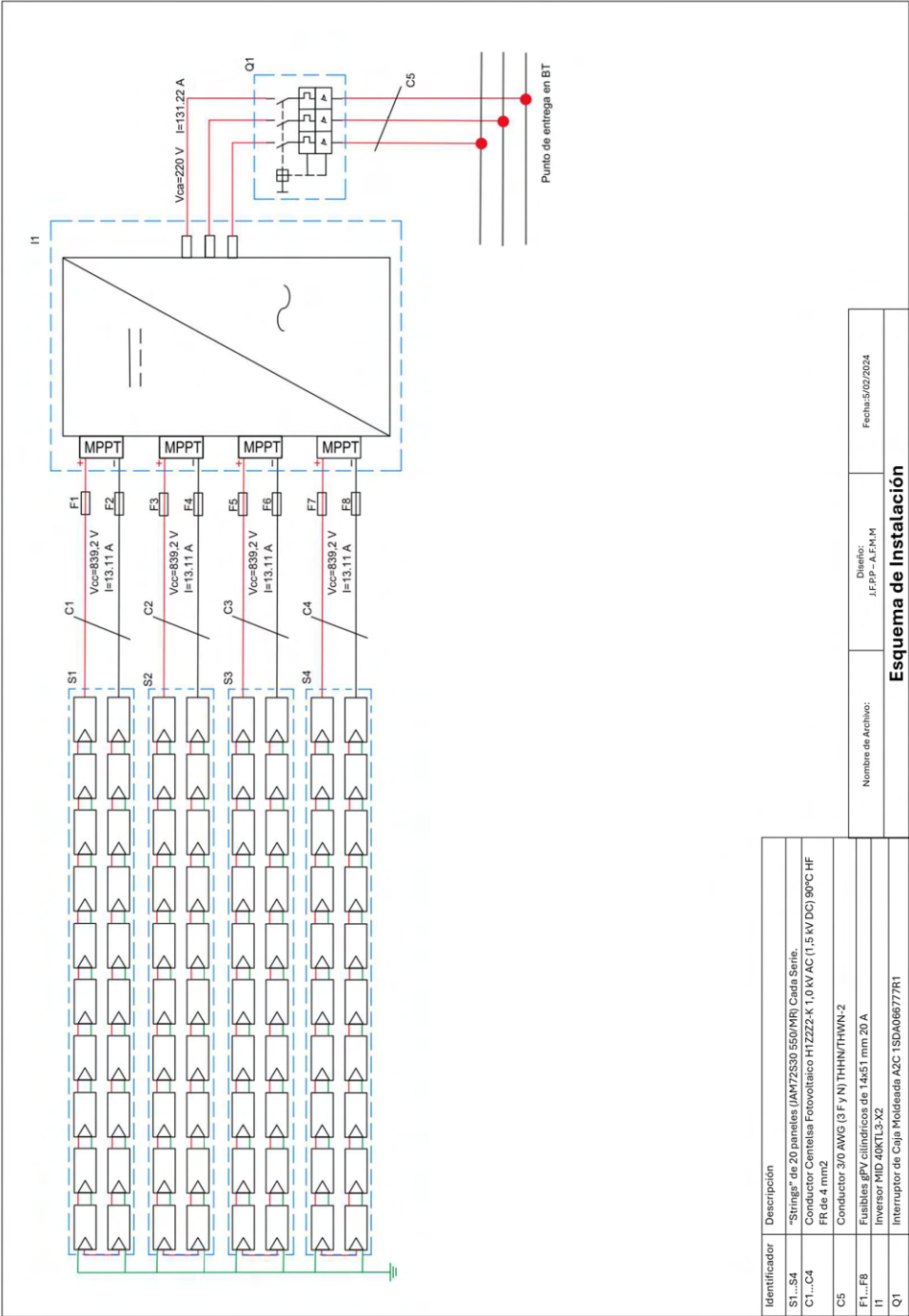
- [11] J. Roldán Vilorio, *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Ediciones Paraninfo, SA, 2010.
- [12] P. F. M. ABANTO, “Dimensionamiento y selección de un sistema solar fotovoltaico de conexión a red para el restaurante “el zarco” ubicado en la ciudad de cajamarca,” UNIVERSIDAD NACIONAL “PEDRO RUIZ GALLO”, Tech. Rep., 2019.
- [13] C. J. Díaz Urbina, “Análisis del impacto sobre las protecciones eléctricas al instalar sistemas solares fotovoltaicos en una red de distribución con nivel de tensión 13.2 kv,” Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia, 2015. [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/57305/24338030.2015.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [14] A. L. Gabriel Viteri, “Aplicación de fusibles e interruptores termo magnéticos,” 2020. [Online]. Available: https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/16920/1/Resumen_Aplicacion_de_Fusibles_e_Interruptores_Termomagneticos.pdf
- [15] F. F. P. PIÑA, “Factibilidad técnica-económica de un sistema de generación fotovoltaico conectado a red para la unidad educativa técnico salesiano,” UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA, Tech. Rep., 2024.
- [16] A. Software, “Solarius pv - solar photovoltaic system design software,” 2024. [Online]. Available: <https://www.accasoftware.com/es/software-calculo-instalacion-fotovoltaica>
- [17] K. I. Galárraga Cañart and A. M. Yunga Tenelanda, “Diseño de un sistema fotovoltaico para alimentar circuitos de cargas auxiliares en corriente continua en la subestación eléctrica del cantón gualaquiza, provincia de morona santiago,” Universidad Politécnica Salesiana, Tech. Rep., 2024.
- [18] E. Cohen and R. Franco, *Evaluación de proyectos sociales*. Siglo XXI, 2000.
- [19] R.-J. Garza, J.-J. Garza, and L. Chávez, “Análisis del valor del dinero en el tiempo para el desarrollo sostenible de las empresas,” Universidad Autónoma de Nuevo León, Tech. Rep., 2016.
- [20] M. A. Abella, “Dimensionado de sistemas fotovoltaicos,” CIEMAT - Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, techreport, 2014.

- [21] M. A. L. Rivera and L. F. P. Alarcón, “Diseño y dimensionamiento de un generador solar fotovoltaico y sus componentes, para la producción de energía eléctrica presentando como zona experimental el municipio de tibasosa boyacá,” Universidad Nacional Abierta y a Distancia - UNAD, techreport, 2017.
- [22] Google, “Google maps: [c. vieja 12-30],” 2025. [Online]. Available: <http://surl.li/upuzpx>
- [23] M. de Vivienda y Agenda Urbana de España, “Código técnico de la edificación (cte),” 2025. [Online]. Available: <https://www.codigotecnico.org/>
- [24] G. Earth, “Google earth: [c. vieja 12-30],” 2025. [Online]. Available: <http://surl.li/vxjiwm>
- [25] J. R. C. European Commission, “Photovoltaic geographical information system (pvgis),” 2025. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [26] M. P. Martínez, I. C. M. Rodríguez, and E. Castro, “La hora solar pico equivalente, definición e interpretación,” *Ingeniería Energética*, vol. 38, no. 2, pp. 130–137, 2017.
- [27] Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), “Regulación No. ARCONEL-008/24,” 2024. [Online]. Available: <https://controlelectrico.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/12/Regulacion-No.-ARCONEL-008-24-signed.pdf>
- [28] GBCI. (2024) EDGE - Certificación para edificios sostenibles. Fecha de acceso: 12 de octubre de 2024. [Online]. Available: <https://edge.gbci.org/home?language=es#:~:text=EDGE%20es%20una%20herramienta%20de,y%20materiales%20en%20sus%20edificios>
- [29] J. Solar, “Ficha técnica del panel solar jam72s30 530-555/mr,” 2025. [Online]. Available: https://elalmacenfotovoltaico.com/img/cms/Ja_solar/JAM72S30/JA_Solar_JAM72S30_545W_Datos.pdf
- [30] A. F. Lalvay, “Planos arquitectónicos del edificio administrativo,” Formato digital, Universidad Politécnica Salesiana, Cuenca, Ecuador, 2024.
- [31] O. P. Lamigueiro, “Energía solar fotovoltaica,” 2023. [Online]. Available: <https://oscarperpinan.github.io/esf/ESF.pdf#page=143&zoom=100,94,97>

- [32] WeatherSpark, “Clima promedio en cuenca, ecuador durante todo el año,” 2025. [Online]. Available: <https://es.weatherspark.com/y/19348/Clima-promedio-en-Cuenca-Ecuador-durante-todo-el-a%C3%B1o#Figures-Temperature>
- [33] Growatt, “Ficha técnica de growatt mid 30-50ktl3-x2,” 2025. [Online]. Available: https://es.growatt.com/upload/file/Ficha_t%C3%A9cnica_EN_de_MID_33-50KTL3-X2.pdf
- [34] E. Solar, “Article 690: Photovoltaic (pv) systems,” 2023, accessed: 2025-01-26. [Online]. Available: <https://enkonnsolar.com/wp-content/uploads/2023/08/Article-690-Photovoltaic-PV-System.pdf>
- [35] P. S. Garay Córdova and C. M. Toledo Illescas, “Análisis de normativa de puesta a tierra para sistemas fotovoltaicos,” Universidad Politécnica Salesiana, Tech. Rep., 2023.
- [36] W. E. Council, “World energy council 2007,” 2007.
- [37] E. . I. S. Department for Business, “Uk greenhouse gases (ghg) conversion factors,” 2016.

12. Anexos

12.1 Esquema de Instalación



12.2 Ficha Técnica del Panel Solar

Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

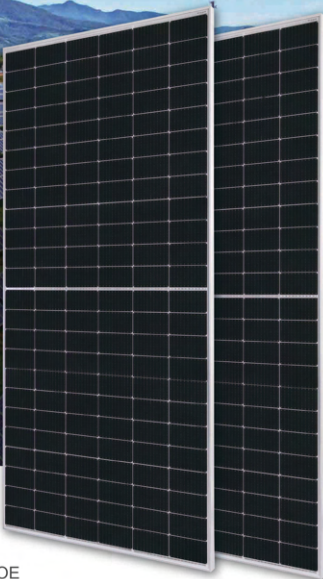
Mono

555W MBB Half-cell Module

JAM72S30 530-555/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.





Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

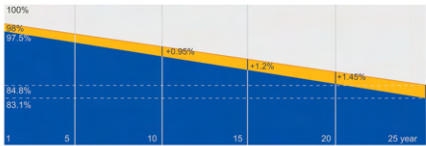


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

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

0.55% Annual Degradation Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

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





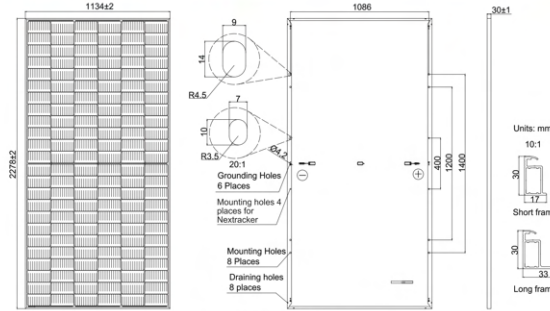
JA SOLAR

www.jasolar.com

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



MECHANICAL DIAGRAMS



SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	27.8kg
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	MC4-EVO2/ QC 4.10-351
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 200mm(+)/300mm(-); 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	13.86	13.93	14.00	14.07
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.83	12.90	12.97	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 I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

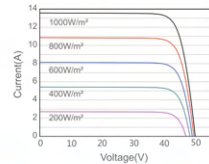
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

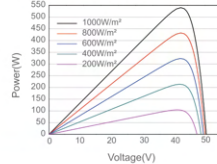
TYPE	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	JAM72S30 -555/MR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(P _{max}) [W]	401	405	408	412	416	420	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68	46.85	Operating Temperature -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
	*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.						Fire Performance UL Type 1

CHARACTERISTICS

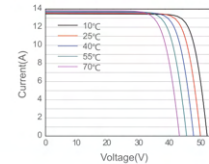
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



12.3 Ficha Técnica del Inversor

MID 30~50KTL3-X2

- Maximum string input current 16A
- Type II SPD on DC and AC side
- I/V curve scanning
- Intelligent string monitoring
- AFCI function optional



GROWATT

www.ginverter.com

P O W E R
- I N G
T O M O R R O W

preliminary

Datasheet	MID 30KTL3-X2-1	MID 33KTL3-X2	MID 36KTL3-X2	MID 40KTL3-X2	MID 50KTL3-X2
Input data (DC)					
Max. recommended PV power (for module STC)	45000W	49500W	54000W	60000W	75000W
Max. DC voltage			1100V		
Start Voltage			200V		
Normal Voltage			600V		
MPPT voltage range			200-1000V		
No. of MPPT trackers	3	3	3	4	4
No. of PV strings per MPPT tracker			2		
Max. input current per MPPT tracker			32A		
Max. short-circuit current per MPPT tracker			40A		
Output data (AC)					
AC nominal power	30000W	33000W	36000W	40000W	50000W
Max. AC apparent power	30000VA	36600VA	40000VA	44400VA	55500VA
Nominal AC voltage (range*)			220V/380V, 230V/400V (340-440V)		
AC grid frequency (range*)			50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)		
Max. output current	45.5A	55.5A	60.6A	67.3A	84.1A
Adjustable power factor			0.8leading...0.8lagging		
THDI			<3%		
AC grid connection type			3W+N+PE		
Efficiency					
Max. efficiency			98.8%		
European efficiency			98.5%		
MPPT efficiency			99.9%		
Protection devices					
DC reverse polarity protection			Yes		
DC Switch			Yes		
AC/DC surge protection			Type II / Type II		
Insulation resistance monitoring			Yes		
AC short-circuit protection			Yes		
Ground fault monitoring			Yes		
Grid monitoring			Yes		
Anti-islanding protection			Yes		
Residual-current monitoring unit			Yes		
String monitoring			Yes		
AFCI protection			Optional		
General data					
Dimensions (W / H / D)			580/435/230mm		
Weight	31kg	31kg	31kg	37kg	37kg
Operating temperature range			-25°C ... +60°C		
Nighttime power consumption			< 1W		
Topology			Transformerless		
Cooling			Smart air cooling		
Protection degree			IP66		
Relative humidity			0-100%		
Altitude			4000m		
DC connection			H4/MC4(Optional)		
AC connection			Cable gland+ OT terminal		
Display			OLED+LED/WIFI+APP		
Interfaces: RS485 / USB / WIFI / GPRS / RF / LAN			Yes/Yes/Optional/Optional/Optional/Optional		
Warranty: 5 years / 10 years			Yes/Optional		
CE, VDE0126, Greece, EN50549-1, C10/C11, IEC 61712, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, CE0-21, N4105, TOR Erzeuger, G98/G99, G100, UNE217001, UNE206007, PO12.2					

* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.
All specifications are subject to change without notice.

SHENZHEN GROWATT NEW ENERGY CO., LTD. A: 4-13/F, Building A, Sino-German(Europe) Industrial Park, Hongcheng Ave, Bao'an District, Shenzhen, China
T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: info@ginverter.com

12.4 Ficha Técnica de Portafusibles



PROTECTING THE WORLD

FOTOVOLTAICOS

FUSIBLES & BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

PMX 1100V DC

Bases portafusibles PV para fusibles cilíndricos

PMX 14x51



10x38 14x51 22x65

dfelectric.es



14x51

CORRIENTE ASIGNADA
50A

TENSIÓN ASIGNADA
690V AC
1100V DC

POTENCIA DISIPABLE MÁXIMA
6W

ÍNDICE DE PROTECCIÓN
IP20

NORMAS
IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-2
UL4248-1
UL4248-19
UL486E



Base portafusibles modular que ofrece una tensión asignada de 1100V DC

Base portafusibles modular para utilizar con fusibles cilíndricos talla 10x38 según norma IEC/EN 60269.

- Diseño compacto, de dimensiones reducidas.
- Zonas de ventilación optimizadas para una mejor disipación del calor.
- Fabricadas con materiales de calidad

- Contactos de cobre electrolítico plateados.
- Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura.
- Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea RoHS.



Amplia gama de accesorios disponible.

Accesorios

REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	EMBALAJE Unid./CAJA
480005	PINZA PARA UNIÓN MULTIPOLAR	12
485356	PASADOR DE UNIÓN MULTIPOLAR PMX-14/22	12
485258	SOPORTE CANDADO PMX-14	5
485266	ACCESORIO PROTECCIÓN ESPECIAL IP20 PMX-14	12
485656	ACCESORIO PROTECCIÓN TORNILLOS	12
485271	ACCESORIO CONEXION ESPECIAL TORNILLO PMX-14	12

Referencias

REFERENCIA	INDICADOR	POLOS	MÓDULOS	EMBALAJE Unid./CAJA
485250	—	1P	1	6/90
485251	—	2P	2	3/45
485252	•	1P	1	6/90
485253	•	2P	2	3/45

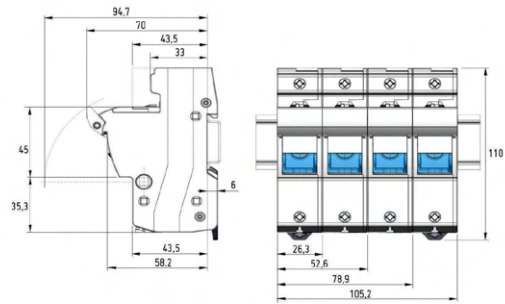


Datos técnicos

Corriente asignada	50A												
Tensión asignada	690V AC 1100V DC												
Potencia disipable máxima	6W												
Potencia disipada por polo	80% $I_n > 0,52W$ 100% $I_n > 0,88W$												
Categoría de empleo según EN 60947-3	690V > AC-21B 1100V DC > DC-20B												
Grado de polución	3												
Índice de protección *	IP20												
Tensión asignada soportada al impulso	6kV U imp												
Temperatura ambiente de servicio	-40°C ... 70°C (con accesorio de trador) -50°C ... 80°C (sin accesorio de trador)												
Temperatura de almacenaje	-50°C ... 80°C												
Coefficiente de aplicación en bases multipolares	<table><tr><th>POLOS</th><th>I_{max}</th></tr><tr><td>1 ... 4</td><td>I_n</td></tr><tr><td>5 ... 6</td><td>$0,8 \times I_n$</td></tr><tr><td>7 ... 9</td><td>$0,7 \times I_n$</td></tr><tr><td>≥ 10</td><td>$0,6 \times I_n$</td></tr></table>	POLOS	I_{max}	1 ... 4	I_n	5 ... 6	$0,8 \times I_n$	7 ... 9	$0,7 \times I_n$	≥ 10	$0,6 \times I_n$		
POLOS	I_{max}												
1 ... 4	I_n												
5 ... 6	$0,8 \times I_n$												
7 ... 9	$0,7 \times I_n$												
≥ 10	$0,6 \times I_n$												
Corrección de corriente admisible en función de la temperatura ambiente	<table><tr><td>20° C</td><td>1</td></tr><tr><td>30° C</td><td>0,95</td></tr><tr><td>40° C</td><td>0,90</td></tr><tr><td>50° C</td><td>0,80</td></tr><tr><td>60° C</td><td>0,70</td></tr><tr><td>70° C</td><td>0,60</td></tr></table>	20° C	1	30° C	0,95	40° C	0,90	50° C	0,80	60° C	0,70	70° C	0,60
20° C	1												
30° C	0,95												
40° C	0,90												
50° C	0,80												
60° C	0,70												
70° C	0,60												

* Para cables de sección $\leq 10mm^2$ es necesario un accesorio para garantizar IP20 en bornes. ► FIG. 4

Dimensiones



Peso

1P	101gr
2P	202gr

Peso sin embalaje

Normas

IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-2
UL4248-1 Portafusibles
UL4248-19 Portafusibles fotovoltaicos
UL486E Terminales de conexión



Características de utilización

Fijación sobre rail DIN/EN standard DIN 46277/1-3 (EN50022)
Clip con fijación de 2 posiciones

Capacidad de embornado
Utilizar cables de cobre

CABLES	MÉTRICO	AWG	CONEXIONADO
1	1,5...35mm ²	8...16 AWG	
	Rígido	Rígido	
2	1,5...25mm ²	6...16 AWG	
	Flexible	Flexible	
2	1,5...16mm ²	6...16 AWG	
	Rígido	Rígido / Flexible	
2	1,5...10mm ²	6...16 AWG	
	Flexible	Rígido / Flexible	

Terminales de conexión El uso de terminales de conexión puede permitir aumentar la sección de cable de embornado.

Montaje de terminales recomendado:



El uso de terminales podría no garantizar el grado de protección IP20.

Punteras Se recomienda el uso de punteras en cables de sección $\leq 2,5\text{mm}^2$



El producto se suministra con los bornes abiertos y listos para conectar

Par de apriete en bornes	2,5...3 Nm 22...26 lb.in
Tornillos con huella combinada	RANURA + PZ2
Unión multipolar	► FIG. 1
Bases con indicador luminoso de fusión	VERSIÓN NEÓN 350...1100V DC
Portaetiquetas para la identificación del circuito	► FIG. 2 Tamaño adecuado de etiqueta: 16x10 mm
Zona especial precintado base	cable de Ø1,5 mm
Accesorio para bloqueo de la base mediante candado	► FIG. 3 (máx. 3 candados de Ø 3mm)

Accesorios

FIG. 1 | Ensamblado multipolar

Sistema estándar de DF, 3 clips y 1 pasador entre cada unión entre polos

480005	PINZA PARA UNIÓN MULTIPOLAR
485356	PASADOR DE UNIÓN MULTIPOLAR

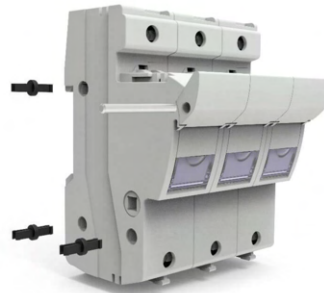
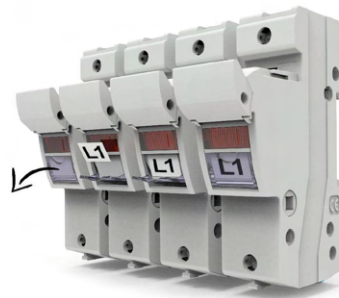


FIG. 2 | Identificación con etiqueta

Abrir la pieza porta-etiquetas con la base totalmente cerrada, o totalmente abierta, posicionar la etiqueta en el interior y cerrar



Medidas etiqueta 16x10mm



Accesorios

FIG. 3 | Bloqueo mediante candado

Para evitar la maniobra y conexión, con la base abierta, posicionar el accesorio "Soporte candado", haciéndolo deslizar por las guías, y cubriendo la zona del cartucho fusible. (Se puede utilizar con y sin fusible en el interior)

Introducir el candado por las dos aberturas simétricas y cerrarlo.

485258 SOPORTE CANDADO



FIG. 4 | Protección IP20 especial

Posicionar el reductor en las entradas de cable, cuando se quiere conseguir grado de protección IP20 con cables finos

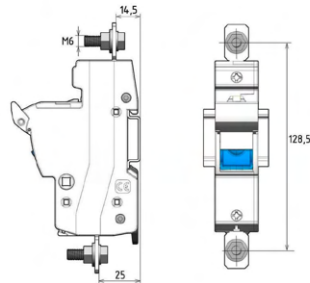
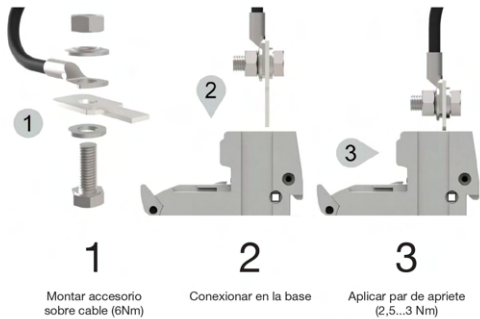
485266 ACCESORIO PROTECCIÓN ESPECIAL IP20 PMX-14

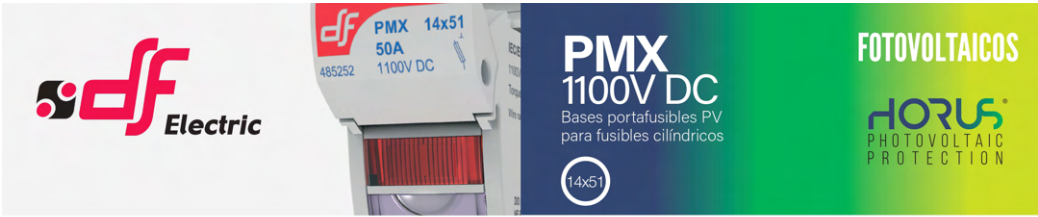


Para obtener un grado IP20 con protección de cable de Ø ≤ 6mm, utilizar el accesorio de protección especial

FIG. 5 | Accesorio conexión especial tornillo PMX-14

485271 ACCESORIO CONEXION ESPECIAL TORNILLO PMX-14





Accesorios

FIG. 6 | Instrucciones reemplazo indicador de fusión

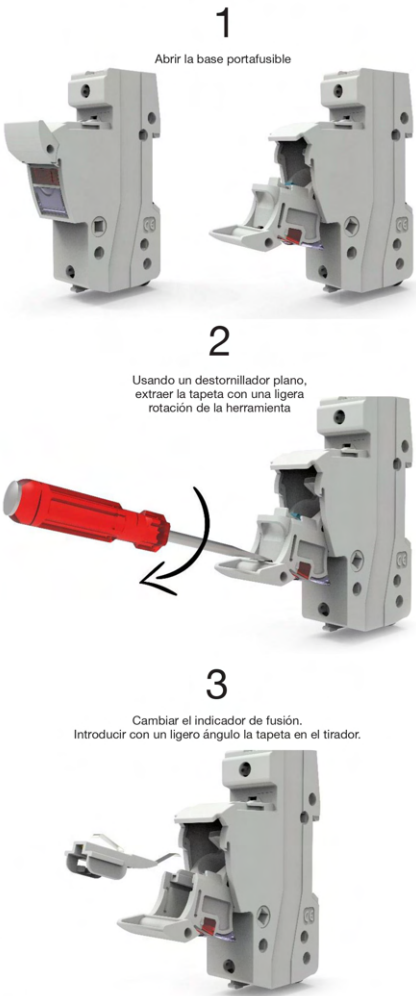


FIG. 7 | Accesorio protección tornillos

Accesorio de protección que evita la manipulación de los tornillos y mejora el grado de protección

485656 ACCESORIO PROTECCIÓN TORNILLOS



14x51 PMX PV 1100V DC Bases portafusibles
Ed 12
2023.01.30

dfelectric.es



PROTECTING THE WORLD

OFICINA CENTRAL Y FÁBRICA

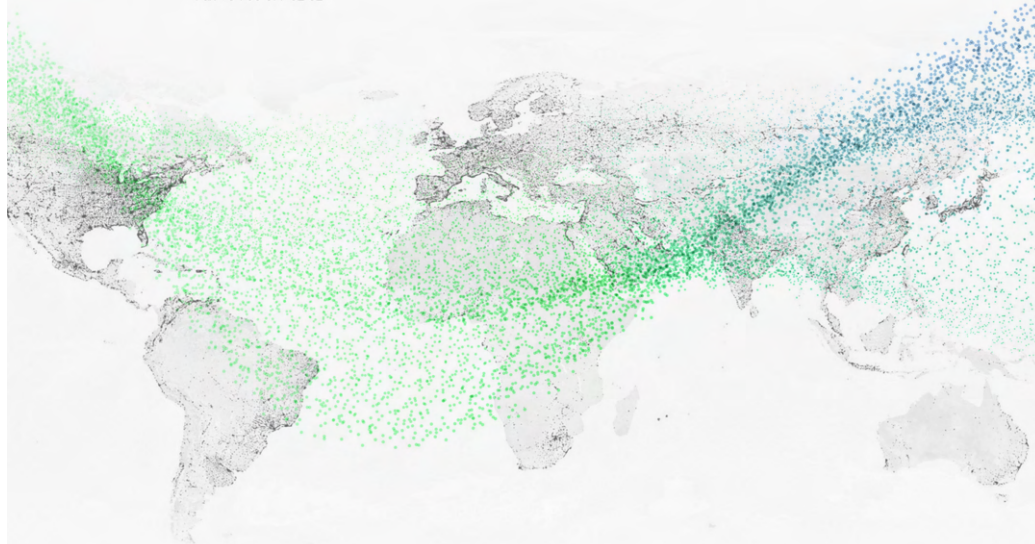
SILICI, 67-69
08940 CORNELLA DE LLOBREGAT
BARCELONA - SPAIN
Tel. +34 93 377 85 85
Fax +34 93 377 82 82

VENTAS INTERNACIONAL

Tel. +34 93 475 08 64
Fax +34 93 480 07 75
export@dfelectric.es

VENTAS NACIONAL

Tel. 93 475 08 64
Fax 93 480 07 76
comercial@dfelectric.es



dfelectric.es



De acuerdo a la directiva de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (WEEE) el material eléctrico no debe formar parte de los residuos habituales. Este símbolo alerta a los usuarios de que estos productos deben reciclarse según la normativa local medioambiental de eliminación de residuos.



El logotipo "experto electrotécnico" marcado sobre los productos incluidos en la presente ficha técnica indica que la instalación de estos productos debe ser realizada por personal experto con conocimientos especializados.



Para evitar riesgo eléctrico, realice la instalación sin tensión.



Advertencias de seguridad
Captura el siguiente código QR y lee atentamente nuestro aviso de seguridad antes de instalar nuestros productos.



Los datos reflejados en esta ficha técnica están sujetos a la correcta instalación del producto de acuerdo con las instrucciones del fabricante, normas y reglamentos de instalación y conforme a las reglas profesionales, debidamente mantenido y utilizado en las aplicaciones para las que está previsto.

Los productos descritos en este documento han sido diseñados, desarrollados y ensayados de acuerdo a una normativa específica. Se consideran componentes que son integrados formando parte de una instalación, máquina o equipo. La garantía y responsabilidad del correcto funcionamiento general del conjunto corresponde al fabricante de la instalación, máquina o equipo.

DF ELECTRIC no puede garantizar las características de una instalación, máquina o equipo que ha sido diseñado por un tercero. Una vez que se ha seleccionado un producto, el usuario debe comprobar que es apropiado para su aplicación, mediante las verificaciones y/o ensayos que considere oportunos.

DF ELECTRIC se reserva el derecho a cambiar las dimensiones, especificaciones, materiales o el diseño de sus productos en cualquier momento sin previo aviso.

©2023 DF Electric. Todos los derechos reservados

12.5 Ficha Técnica de Fusibles



PROTECTING THE WORLD

FOTOVOLTAICOS

FUSIBLES & BASES PORTAFUSIBLES PARA APLICACIONES FOTOVOLTAICAS

gPV CILINDRICOS

fusibles

CIL 14x51



10x38 14x51 10x85 10x146 22x65

dfelectric.es



14x51
TENSIÓN ASIGNADA 1100V DC 1000V DC
CORRIENTE ASIGNADA 15A 20A 25A 32A
PODER DE CORTE 10kA 30kA
NORMAS IEC/EN 60269-1 IEC/EN 60269-6 UL248-1 UL248-19



Fusibles cilíndricos para aplicaciones fotovoltaicas

Los fusibles cilíndricos 14x51 DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos en tensiones hasta 1.000/1100V DC.

La gama comprende los siguientes fusibles:

- Size 14x51 1100V DC 15A and 20A
- Size 14x51 1000V DC 25A and 32A

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19).

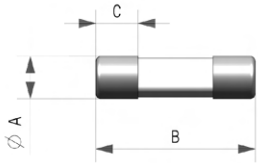
Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio.

Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las **bases portafusibles PMX-PV 14x51**



Dimensiones



A	B	C
14,3	51	13

Peso 18gr

Referencias

U (V DC)	I _n (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Unid./CAJA
1100	15	491647	10/50
	20	491648	10/50
1000	25	491650	10/50
	32	491655	10/50



Datos técnicos

Tensión asignada	1100V DC 1000V DC
Corriente asignada	1100V DC → 15A 20A 1000V DC → 25A 32A
Poder de corte asignado	1100V DC → 10kA 1000V DC → 30kA
Clase	gPV
Corriente mínima de interrupción	1,35·I _n
Corriente de no fusión	1,13·I _n
Temperatura de almacenaje	-40°C ... 90°C
Temperatura de funcionamiento *	-40°C ... 80°C

* Para temperaturas ambiente superiores a 25°C es necesario aplicar un coeficiente de corrección sobre la corriente máxima.

Normas

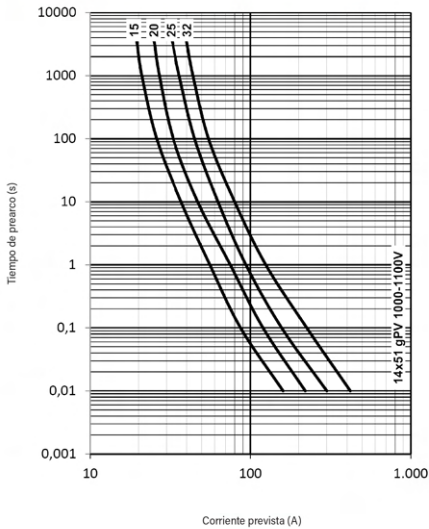
IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-6
UL248-1
UL248-19
RoHS Compliant

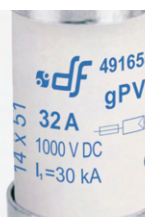


Potencias disipadas

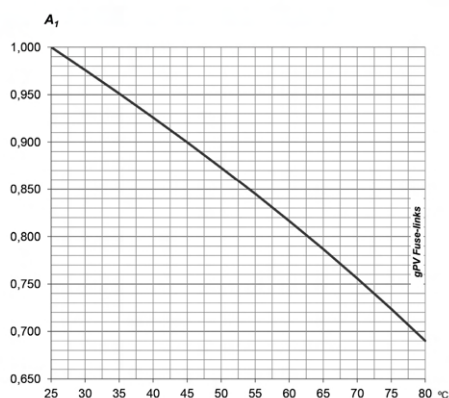
I _n	I _t PREARCO	I _t TOTAL	POTENCIA DISIPADA 0,7 · I _n	POTENCIA DISIPADA I _n
(A)	(A ² S)	(A ² S)	(W)	(W)
15	48	112	1,34	3,14
20	99	367	1,55	3,68
25	275	650	1,60	3,80
32	550	1300	2,00	4,70

Características t-I





Coeficiente de reducción por temperatura ambiente



ta (°C)	A1
25	1,00
30	0,98
35	0,95
40	0,93
45	0,90
50	0,87
55	0,84
60	0,82
65	0,79
70	0,76
75	0,72
80	0,69

Guía de selección y aplicación

En las centrales fotovoltaicas, se dan unas condiciones de instalación y de funcionamiento que deben ser consideradas a la hora de seleccionar el fusible adecuado para la protección.

Estos fusibles suelen ir montados en el interior de cajas estancas, donde se alcanzan temperaturas ambiente elevadas. Esto obliga a reducir la corriente máxima a través de los fusibles ya que en caso contrario podría producirse la fusión prematura de los mismos. Para evitarlo, se deben aplicar unos coeficientes de reducción.

Por otro lado, los ciclos día/noche y el paso de nubes hacen que la corriente varíe continuamente a través de los fusibles, generando continuos calentamientos y enfriamientos que producen stress térmico y mecánico en los materiales, especialmente en el elemento de fusión. Para evitar un posible envejecimiento prematuro que provoca la fusión intempestiva, debemos aplicar un coeficiente de seguridad (DF Electric recomienda un valor de 0,80 para este tipo de aplicaciones).

Teniendo presentes estas consideraciones, podemos seleccionar el fusible más adecuado.

Para verificar que la tensión asignada del fusible es adecuada debemos tener en cuenta los siguientes puntos:

- Tensión de circuito abierto de los módulos PV ($V_{OC\ STC}$)
- Número de módulos conectados en serie (M).
- Factor de seguridad (20%) para tener en cuenta el incremento de la tensión de vacío a temperaturas muy bajas.

Así, la tensión asignada en DC mínima de los fusibles debe ser:

$$V_{DC}(\text{fusible}) \geq V_{OC}(\text{STC}) \cdot M \cdot 1,2$$

La tensión de circuito abierto de los módulos $V_{OC\ STC}$ es la tensión máxima que un módulo fotovoltaico puede dar cuando funciona en vacío (sin ninguna carga conectada) en unas condiciones de ensayo determinadas (STC = Standard Test Condition) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Para escoger la corriente asignada del fusible a utilizar, los puntos a contemplar serán:

- Intensidad de cortocircuito de los módulos ISC (STC)
- Factor de corrección de la temperatura ambiente (A_1).
- Factor de corrección por variación de la corriente (A_2).

La intensidad de cortocircuito de los módulos ISC (STC) es la corriente máxima que un módulo fotovoltaico puede dar en unas condiciones de ensayo determinadas (STC) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Factor de corrección recomendado por variación de la corriente (A_2): 0,80.

La temperatura ambiente en el interior de las cajas donde se alojan las protecciones puede alcanzar fácilmente valores de 40° C ó 45° C (para climas tropicales hay que considerar valores más elevados).

Se debe aplicar un factor de corrección (A_1) en función de la temperatura ambiente.

Con las consideraciones anteriores, la corriente asignada del fusible debe ser:

$$I_N(\text{fusible}) \geq \frac{I_{SC\ STC}}{A_1 \cdot A_2}$$

Como ejemplo, si consideramos una temperatura ambiente máxima de 45° C, el calibre a utilizar sería:

$$I_N(\text{fusible}) \geq \frac{I_{SC\ STC}}{0,90 \cdot 0,80} \geq I_{SC\ STC} \cdot 1,4$$



PROTECTING THE WORLD

OFICINA CENTRAL Y FÁBRICA

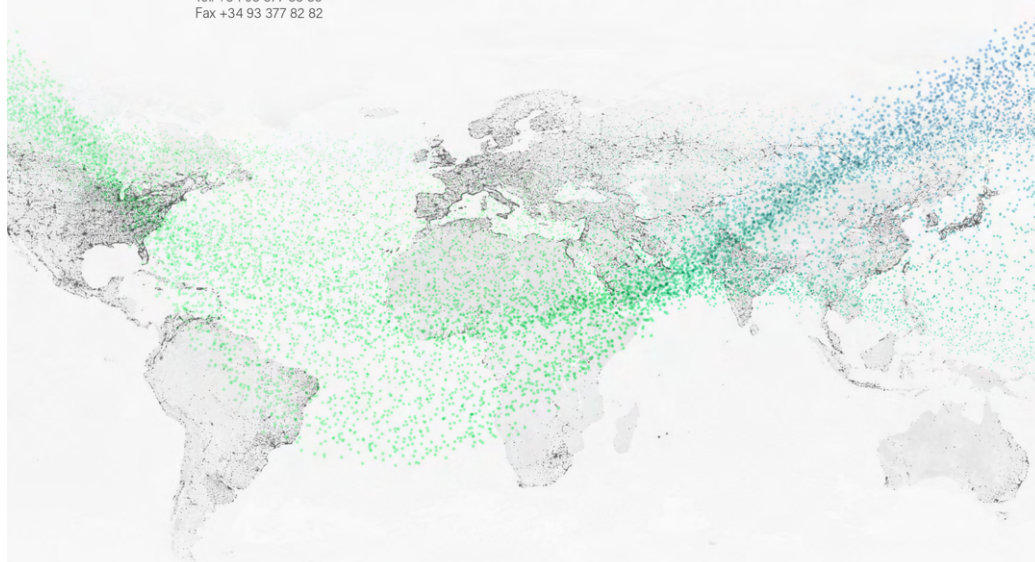
SILICI, 67-69
08940 CORNELLA DE LLOBREGAT
BARCELONA - SPAIN
Tel. +34 93 377 85 85
Fax +34 93 377 82 82

VENTAS INTERNACIONAL

Tel. +34 93 475 08 64
Fax +34 93 480 07 75
export@dfelectric.es

VENTAS NACIONAL

Tel. 93 475 08 64
Fax 93 480 07 76
comercial@dfelectric.es



dfelectric.es



De acuerdo a la directiva de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (WEEE) el material eléctrico no debe formar parte de los residuos habituales. Este símbolo alerta a los usuarios de que estos productos deben reciclarse según la normativa local medioambiental de eliminación de residuos.



El logotipo "experto electrotécnico" marcado sobre los productos incluidos en la presente ficha técnica indica que la instalación de estos productos debe ser realizada por personal experto con conocimientos especializados.



Para evitar riesgo eléctrico, realice la instalación sin tensión.



Advertencias de seguridad
Captura el siguiente código QR y lee atentamente nuestro aviso de seguridad antes de instalar nuestros productos.



Los datos reflejados en esta ficha técnica están sujetos a la correcta instalación del producto de acuerdo con las instrucciones del fabricante, normas y reglamentos de instalación y conforme a las reglas profesionales, debidamente mantenido y utilizado en las aplicaciones para las que está previsto.

Los productos descritos en este documento han sido diseñados, desarrollados y ensayados de acuerdo a una normativa específica. Se consideran componentes que son integrados formando parte de una instalación, máquina o equipo. La garantía y responsabilidad del correcto funcionamiento general del conjunto corresponde al fabricante de la instalación, máquina o equipo.

DF ELECTRIC no puede garantizar las características de una instalación, máquina o equipo que ha sido diseñado por un tercero. Una vez que se ha seleccionado un producto, el usuario debe comprobar que es apropiado para su aplicación, mediante las verificaciones y/o ensayos que considere oportunos.

DF ELECTRIC se reserva el derecho a cambiar las dimensiones, especificaciones, materiales o el diseño de sus productos en cualquier momento sin previo aviso.

©2017 DF Electric. Todos los derechos reservados

12.6 Catálogo de Cables Fotovoltaicos



Líderes



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.

Síguenos en nuestras redes sociales:

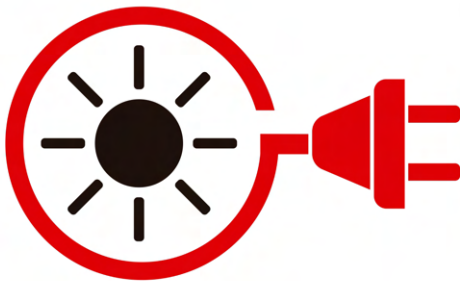


www.centelsa.com





Introducción



En nuestra era los desarrollos van encaminados a la búsqueda de materias primas, elementos, equipos y sistemas eléctricos más amigables con el medio ambiente. Las empresas líderes a nivel mundial, además de ostentar sellos de calidad ahora también divulgan sus sellos ambientales como ISO 14000. Este cambio se debe principalmente debido a los efectos contaminantes y el agotamiento de los combustibles fósiles (Ej.: petróleo, gas, carbón), donde las energías renovables son ya una alternativa y fuentes como el sol (energía solar), el aire (energía eólica), las plantas (bioingeniería - biomasa) y nuestro propio planeta (energía geotérmica) entre otras, son aprovechados para generar energía eléctrica disminuyendo el impacto ambiental. Las energías renovables son energías limpias que contribuyen a cuidar el medio ambiente y no emiten gases de efecto invernadero.

La energía solar toma sus recursos de los rayos del sol, transformándolos para obtener calor y electricidad, empleando sistemas fotovoltaicos que basan su funcionamiento en el efecto fotoeléctrico, donde a través de paneles y materiales semiconductores (células), se convierte la energía lumínica proveniente del sol en energía eléctrica. Este proceso de generación de electricidad renovable no

contamina, no emite gases nocivos, su mantenimiento es mínimo y no genera ruidos molestos.

En detalle, los sistemas fotovoltaicos (PV - Photo Voltaic) toman la luz solar a través del panel, que por medio de sus celdas transforman esta luz en corriente eléctrica directa (DC). Esta energía es transportada a través de cables, desde el panel hasta la batería, pasando por un regulador de carga y posteriormente, pasa nuevamente a través del regulador de carga donde se puede usar de forma directa para conectar algunos equipos que funcionan con corriente DC; o por el contrario pasa a través de un convertidor que se encarga de convertir la corriente DC en corriente alterna (AC), que es la corriente que usualmente se emplea dentro de las viviendas e industrias.

La tecnología fotovoltaica es totalmente confiable y su instalación es relativamente sencilla:

- **Paneles Solares Fotovoltaicos:** Conformados por celdas fotovoltaicas las cuales recolectan la energía proveniente de los rayos del sol y los convierten en corriente directa (DC).
- **Convertidor o Inversor:** Recibe la corriente directa (DC), también denominada continua (CC) generada por los paneles solares y la convierte en corriente alterna (AC). Esta conversión se realiza debido a que la corriente alterna es la que comúnmente se utiliza en las viviendas e industrias.
- **Tablero Eléctrico:** La corriente alterna (AC) que sale del inversor llega a un tablero eléctrico donde está lista para ser utilizada.
- **Red Eléctrica:** Es el sistema eléctrico de la compañía de luz. Su sistema fotovoltaico permanecerá conectado a la red eléctrica para permitir el funcionamiento de la red eléctrica cuando se requiera energía adicional a la que su sistema fotovoltaico produjo, por ejemplo durante la noche, garantizando así un suministro constante y confiable de electricidad.

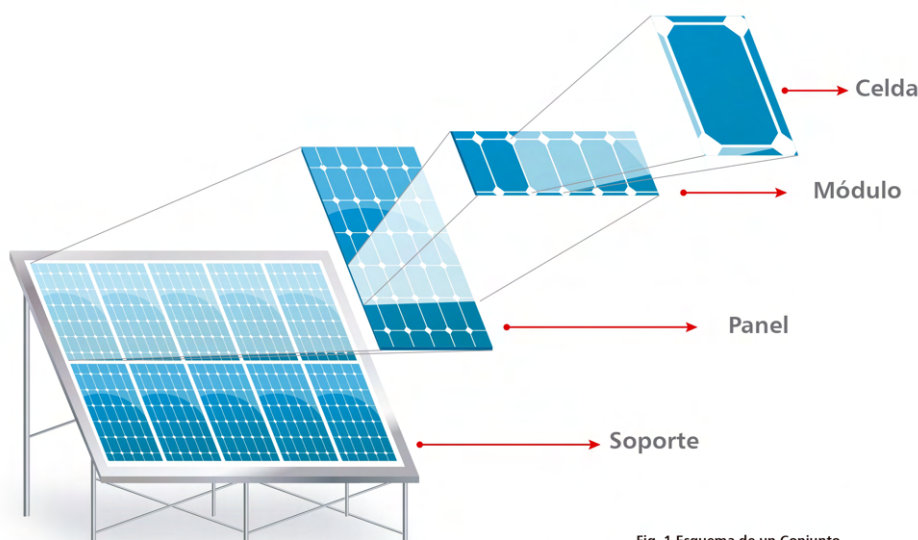


Fig. 1 Esquema de un Conjunto

• **Sistema de Monitoreo:** Su sistema fotovoltaico ofrece la posibilidad de monitorear la producción diaria de energía fotovoltaica y verificar que su sistema funcione adecuadamente, así como llevar un registro del CO₂ no emitido al ambiente.

Las definiciones técnicas de los sistemas solares fotovoltaicos (PV) están comprendidos en la sección 690 de la NFPA 70 National Fire Protection Association / National Electrical Code (NEC) (NTC 2050 - Código eléctrico Colombiano):

Celda Solar: Dispositivo fotovoltaico básico que genera electricidad cuando se expone a la luz.

Circuito de entrada del inversor: Conductores que van desde el inversor a la batería en los sistemas autónomos o conductores entre el inversor y los circuitos de salida fotovoltaicos para sistemas conectados en malla.

Circuito de fuente fotovoltaica: Conductores entre los módulos o que van desde los módulos al punto o puntos de conexión del sistema de corriente continua (ver figura 2).

Circuito de salida del inversor: Conductores entre el inversor y el centro de carga de c.a. en los sistemas autónomos o conductores que van desde el inversor hasta el equipo de acometida u otra fuente de generación de energía eléctrica, como una red pública, para sistemas conectados en malla (ver figura 2).

Circuito de salida fotovoltaico: Conectores que van desde el circuito o circuitos de fuente fotovoltaica y la unidad de acondicionamiento de energía o el equipo de utilización de corriente continua (ver figura 2).

Conjunto: Grupo mecánicamente integrado de módulos o paneles con una estructura y bases de soporte, controladores térmicos, sistemas de orientación y otros componentes, que forman la unidad de generación de corriente directa o corriente continua (DC o CC) (ver figura 1).

Diodo de bloqueo: Diodo que bloquea el flujo inverso de corriente dentro de un circuito de fuente fotovoltaica.

Fuente de energía fotovoltaica: Conjunto o grupo de conjuntos que genera energía en corriente directa y corriente continua (DC o CC) a la tensión y corriente del sistema.

FOTOVOLTAICOS

Inversor: Equipo que se utiliza para variar el nivel de tensión, la forma de onda o ambas cosas de una fuente de energía eléctrica. En general un inversor (también conocido como unidad de acondicionamiento de energía (PCU) o sistema de conversión de energía (PCS)) es un dispositivo que cambia una entrada de corriente continua (CC) en una salida de corriente alterna (CA). Los inversores en los sistemas autónomos pueden incluir también cargadores de baterías que toman la corriente alterna de una fuente auxiliar, como un generador y la rectifican convirtiéndola en corriente continua para cargar la batería.

Módulo: El mínimo grupo completo protegido ambientalmente, de celdas solares, componentes ópticos y otros componentes excepto los de orientación, diseñados para generar energía en corriente directa o corriente continua (DC o CC) bajo la luz solar.

Panel: Conjunto de módulos unidos mecánicamente, alambros y diseñador para proporcionar una unidad instalable en sitio.

Sistema autónomo: Sistema solar fotovoltaico que genera energía eléctrica de modo independiente, pero puede recibir energía para control desde otro sistema eléctrico de generación.

Sistema interactivo: Sistema solar fotovoltaico que funciona en paralelo con otro sistema generador de energía eléctrica conectado a la misma carga y que está diseñado para entregar la energía producida en este sistema. Para propósito de esta definición, un subsistema de acumulación de energía que forme parte de un sistema fotovoltaico, como una batería, no se considera como otra fuente de alimentación.

Sistema solar fotovoltaico: Conjunto total de componentes y subsistemas que combinados, convierten la energía solar en energía eléctrica adecuada para la conexión de una carga de utilización.

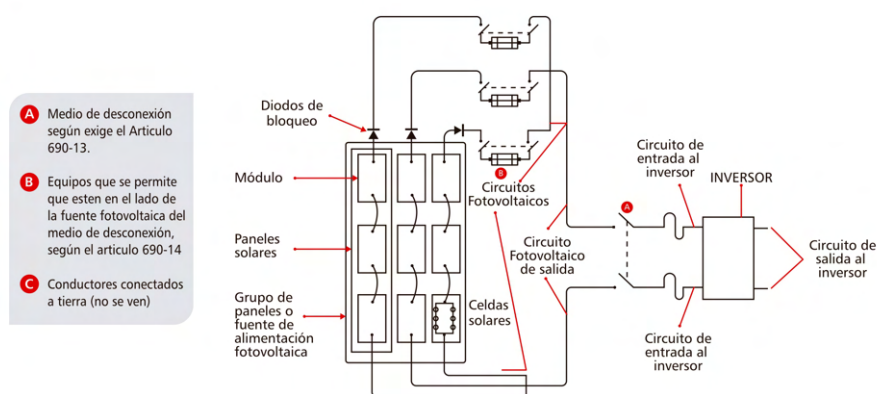


Fig. 2 Sistema Solar Fotovoltaico
(Por simplificación no se ve el sistema de puesta a tierra del circuito)

CENTELSA, fiel a su política de calidad, ambiental e innovación, ofrece al mercado sus nuevos cables para sistemas fotovoltaicos, especiales para llevar la corriente DC generada, evitando pérdidas en la transmisión brindando un sistema energético seguro y confiable esencial para el desarrollo económico y de protección del medio ambiente del planeta.

FOTOVOLTAICOS

CABLES CENTELSA H1Z2Z2-K 1.0 kV AC (1.5 kV DC) 90°C HFFR RoHS

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

Descripción General:

Cable formado por un conductor flexible de cobre estañado (CuSn), con tensión nominal de 1000 Vac y 1500 Vdc (H1), con aislamiento y cubierta flexible termoestable libre de halógenos (Z2Z2). Diseñado para una temperatura máxima de operación de 90°C (se permite una temperatura máxima en el conductor de 120°C sin superar 20 000 horas - según norma UNE EN-50618).

Principales Aplicaciones:

- Están diseñados para alimentar circuitos de baja tensión en instalaciones de energía solar fotovoltaica, en donde se requieran características de resistencia a la intemperie.
- Resistente a rayos UV, al ozono y humedad, con propiedades de no propagación de incendio y baja emisión de humos densos, tóxicos y corrosivos.

Norma

UNE EN-50618

Cables Eléctricos para Sistemas Fotovoltaicos

CABLES CENTELSA PV XLPE 2 kV 90°C SR RoHS

CENTELSA PV FOTOVOLTAICO Cu 90°C XLPE 2 kV SR

Descripción General:

Cable formado por un conductor de cobre suave flexible, aislado en un material termoestable de polietileno reticulado (XLPE), resistente a la intemperie apto para enterrado directo (Dir Bur – Direct Burial), con una temperatura máxima de operación de 90°C en ambientes secos húmedos o mojados y un nivel de tensión máximo de 2000 V (2 kV).

Principales Aplicaciones:

- Están diseñados para alimentar circuitos de baja tensión en instalaciones de energía solar fotovoltaica, en donde se requieran características de resistencia a la intemperie.
- Pueden instalarse en tubería conduit, directamente enterrado o expuestos a la luz solar; en lugares secos húmedos o mojados.

Norma

UL 4703

Estándar para cables fotovoltaicos.



FOTOVOLTAICOS

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
500	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.





Planta de Producción
Calle 10 No. 38-43 Urb. Industrial
Acopi Yumbo, Colombia
PBX (57-2) 608 3400 - 392 0200



(*) Los logos de los entes certificadores aquí dispuestos de forma general pertenecen a productos específicos, pueden ser validados en nuestra página web.

Síguenos en nuestras redes sociales:



www.centelsa.com

12.7 Ficha Técnica del Breaker



PRODUCT-DETAILS

A2C 250 TMF 175-1750 3p F F

A2C 250 TMF 175-1750 3p F F



General Information

Extended Product Type	A2C 250 TMF 175-1750 3p F F
Product ID	1SDA066777R1
EAN	8015644694340
Catalog Description	A2C 250 TMF 175-1750 3p F F
Long Description	C.BREAKER FORMULA A2C 250 FIXED THREE-POLE WITH FRONT TERMINALS AND THERMOMAGNETIC RELEASE TMF R 175-1750 A

Ordering

EAN	8015644694340
Minimum Order Quantity	1 piece
Customs Tariff Number	85362090

Dimensions

Product Net Width	105 mm
Product Net Height	150 mm
Product Net Depth / Length	60 mm
Product Net Weight	1.3 kg

Container Information

Package Level 1 Units	1 piece
Package Level 1 Width	162 mm
Package Level 1 Height	120 mm
Package Level 1 Depth / Length	155 mm
Package Level 1 Gross Weight	1.35 kg
Package Level 1 EAN	8015644694340

Additional Information

Electrical Durability	4000 cycle
Mechanical Durability	Nr. Operations 10000 cycle
Number of Poles	3
Opening Time	CB with SOR 15 ms CB with UVR 15 ms
Power Loss	at Rated Operating Conditions per Pole 10 W
Product Main Type	SACE FORMULA
Product Name	Moulded Case Circuit Breaker
Product Type	CB
Rated Current (I_n)	Main Circuit 175 A
Rated Impulse Withstand Voltage (U_{imp})	6 kV
Rated Insulation Voltage (U_i)	690 V
Rated Operational Voltage	550 V AC 250 V DC
Rated Service Short-Circuit Breaking Capacity (I_{cs})	(240 V AC) 25 kA (380 V AC) 12.5 kA (415 V AC) 12.5 kA (440 V AC) 10 kA (480 V AC) 9 kA (500 V AC) 4 kA (250 V DC) 2 Poles in Series 12.5 kA
Rated Ultimate Short-Circuit Breaking Capacity (I_{cu})	(240 V AC) 50 kA (380 V AC) 25 kA (415 V AC) 25 kA (440 V AC) 20 kA (480 V AC) 18 kA (500 V AC) 8 kA (250 V DC) 2 Poles in Series 25 kA
Rated Uninterrupted Current (I_u)	250 A
Release	TMF
Release Type	TM
Short-Circuit Performance Level	C
Standards	IEC
Sub-type	A2
Terminal Connection Type	Front
Version	F

Certificates and Declarations (Document Number)

Data Sheet, Technical Information	1SDC210032D0204
Declaration of Conformity - CE	9AKK106713A5518
Environmental Information	1SDL000183R0001

A2C 250 TMF 175-1750 3p F F

3

Instructions and
Manuals

1SDH000718R0001

Classifications

ETIM 4	EC000228 - Power circuit-breaker for trafo/generator/installation prot.
ETIM 5	EC000228 - Power circuit-breaker for trafo/generator/installation prot.
ETIM 6	EC000228 - Power circuit-breaker for trafo/generator/installation prot.
ETIM 7	EC000228 - Power circuit-breaker for trafo/generator/installation protection
Object Classification Code	Q
WEEE Category	5. Small Equipment (No External Dimension More Than 50 cm)

Categories

Low Voltage Products and Systems → Circuit Breakers → Moulded Case Circuit Breakers → Formula DSA

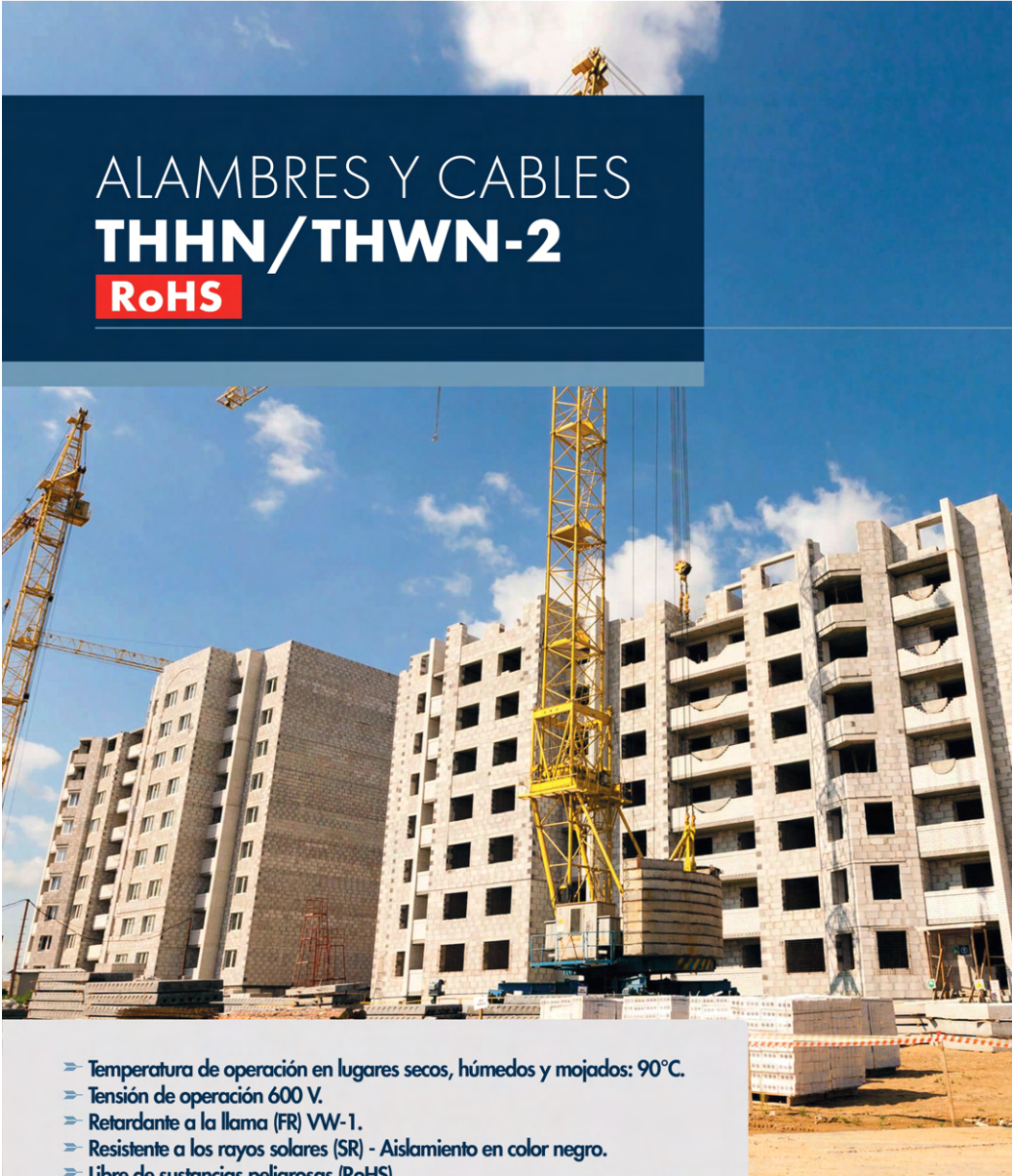


Bogotá Sala de Ventas
Carrera 12 No 13 - 46
PBX: 6013360755 - 6013412439
Celular: 312 3055335

Centro de Distribución
Carrera 18 No 19A - 36
PBX: 6013360755 EXT: 2101



12.8 Boletín Alambres y Cables THHN THWN-2 RoHS



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).
- Extradeslizables.

 **CENTELSA**
by  **Nexans**

TABLA DE CONTENIDO

	PAG
➤ Características	03
➤ Beneficios	04
➤ Prueba de resistencia a los rayos solares	05
➤ Capacidad de corriente	06
➤ Construcción Cable THHN/THWN-2	06
➤ Ventajas	07
➤ Pruebas de Calidad en Laboratorio Acreditado	08

CARACTERÍSTICAS

Los alambres y cables **THHN/THWN-2 CENTELSA by Nexans** son usados para alambrado eléctrico en edificaciones, en circuitos alimentadores, en ramales y redes interiores secundarias industriales.

Especial **para instalaciones en sitios abrasivos o contaminados con aceite, grasas, gasolina y otras sustancias químicas.**

Instalación en ductos, tuberías, tableros y en bandejas portacables de acuerdo con el RETIE - REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS.

Cada letra de las referencias de los productos especifica una función del cable, una característica y propiedad como se relaciona a continuación:

Letra	Significado	Característica
T	Thermoplastic	Aislamiento termoplástico
H	Heat Resistant	Resistente hasta 75 °C
HH	High Heat	Resistente hasta 90 °C
W	Water Resistant	Resistente al agua y humedad
N	Nylon jacketed	Cubierta de Nylon

TABLA 1

BENEFICIOS

Esta nueva versión de cables **CENTELSA by Nexans THHN/THWN-2 EXTRADESLIZABLES Y RESISTENTES A LOS RAYOS SOLARES (SR)⁽¹⁾** genera beneficios técnicos y económicos debido a que eleva la productividad del instalador, reflejada principalmente en:



Disminución en los tiempos de instalación.



Disminución en el uso de lubricantes
reducción de costos en materiales.



Menor riesgo de desgarre exterior del cable.



Generación de un entorno laboral más limpio y seguro.



Resistente a los rayos solares ⁽¹⁾.

CENTELSA by Nexans llevó a cabo múltiples pruebas al cable **THHN/THWN-2 EXTRADESLIZABLE** dentro de las cuales se encuentran las realizadas en una instalación de 55 m con varias curvas de 90° para elevar la fricción y la temperatura, obteniendo una reducción en el esfuerzo de halado del cable entre un 25% y 30%, comparado con el cable tradicional **THHN/THWN-2** sin usar lubricante exterior.

Lo anterior, hace que los cables **CENTELSA by Nexans THHN/THWN-2 EXTRADESLIZABLES** posean un alto desempeño en instalaciones dentro de tuberías de PVC y EMT (tubería eléctrica y metálica).

PRUEBA DE RESISTENCIA A LOS RAYOS SOLARES

Para el cumplimiento del requisito de resistencia a los rayos solares se realizaron ensayos en la cámara de interperismo exigida por la norma **UL 83/NTC 1332** para poder marcar los cables con las siglas **SR (Sunlight Resistance)**⁽¹⁾.

(1). Propiedad exclusiva de los conductores con aislamiento color Negro en calibres 8 AWG y superiores.



CÁMARA DE ARCO DE XENÓN

En general, las propiedades físicas, químicas y mecánicas están limitadas por su aplicación y las condiciones de exposición. En algunas aplicaciones los cables pueden permanecer al aire libre durante toda su vida útil, por ello es importante considerar la interacción entre el material polimérico y el ambiente de servicio. La **luz ultravioleta (UV)** induce un deterioro acelerado del material plástico por medio de una Cámara de arco de xenón, y para los productos expuestos a la radiación UV, este tipo de degradación puede causar pérdida de propiedades físicas y mecánicas, como grietas en la superficie.

Las condiciones de servicio de un cable pueden llegar a ser tan severas que las propiedades intrínsecas del material no son suficientes para mantener su funcionalidad por largos periodos de tiempo. Por esta razón **CENTELSA by Nexans** ha desarrollado un compuesto **PVC SR**⁽¹⁾, que provee características de resistencia a la degradación UV, permitiéndole al cable mantener su integridad durante su funcionamiento.

CAPACIDAD DE CORRIENTE

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	8,444	0,38	0,10	2,89	25	12
	12	3,31	5,315	0,38	0,10	3,36	30	14
	10	5,26	3,344	0,51	0,10	4,21	40	17
	8	8,37	2,102	0,76	0,13	5,53	55	22,12
	6	13,3	1,323	0,76	0,13	6,47	75	25,88
	4	21,15	0,832	1,02	0,15	8,23	95	32,92
	2	33,63	0,523	1,02	0,15	9,72	130	38,88
	1/0	53,51	0,329	1,27	0,18	12,03	170	48,12
	2/0	67,44	0,261	1,27	0,18	13,12	195	52,48
	3/0	85,03	0,207	1,27	0,18	14,35	225	57,4
kcmil	4/0	107,22	0,164	1,27	0,18	15,74	260	62,96
	250	126,68	0,139	1,52	0,20	17,86	290	71,44
	300	152,01	0,116	1,52	0,20	19,22	320	76,88
	350	177,35	0,099	1,52	0,20	20,46	350	81,84
	400	202,68	0,087	1,52	0,20	21,61	380	86,44
	500	253,35	0,069	1,52	0,20	23,73	430	94,92

TABLA 2

*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 conductor en cobre.

CONSTRUCCIÓN CABLE THHN/THWN-2.



Normas de Fabricación:
UL 83 / NTC 1332 / "CABLES Y ALAMBRES AISLADOS CON MATERIAL TERMOPLÁSTICO"

VENTAJAS:



Temperatura de operación.

Los cables **CENTELSA by Nexans THHN/THWN-2 EXTRADESLIZABLES Y RESISTENTES A LOS RAYOS SOLARES (SR)⁽¹⁾** garantizan una temperatura máxima de operación de 90°C en lugares secos, húmedos y mojados.



No propagación de la llama.

Los cables **CENTELSA by Nexans THHN/THWN-2 EXTRADESLIZABLES Y RESISTENTES A LOS RAYOS SOLARES (SR)⁽¹⁾** cumplen con la prueba de no propagación de la llama tipo VW-1 de la norma **UL 83**, tal y como lo exige el RETIE.



Aptos para instalación en bandejas portacables (CT) según el RETIE.

Los cables **CENTELSA by Nexans THHN/THWN-2 EXTRADESLIZABLES Y RESISTENTES A LOS RAYOS SOLARES (SR)⁽¹⁾** superan ampliamente la prueba de retardancia al incendio (Vertical Tray Flame Test – según **UL 1685**), requisito para ser instalados en bandejas portacables.



Resistencia a los hidrocarburos.

La resistencia a diferentes tipos de hidrocarburos, como grasas, aceites y gasolina, le permiten los conductores **CENTELSA by Nexans THHN/THWN-2 EXTRADESLIZABLES Y RESISTENTES A LOS RAYOS SOLARES (SR)⁽¹⁾** ser utilizados en campos de explotación petrolera y refinerías.



Resistencia a la abrasión.

Los cables **CENTELSA by Nexans THHN/THWN-2 EXTRADESLIZABLE Y RESISTENTES A LOS RAYOS SOLARES (SR)⁽¹⁾** cuentan con una mayor resistencia a la abrasión, permitiendo su uso en instalaciones de tipo industrial.



Resistente a los rayos solares (SR).

Los cables **CENTELSA by Nexans THHN/THWN-2 EXTRADESLIZABLES Y RESISTENTES A LOS RAYOS SOLARES (SR)⁽¹⁾** en color negro, pueden ser instalados expuestos directamente a los rayos solares. Su compuesto de aislamiento cumple los requerimientos de la prueba de resistencia de los rayos ultravioletas de las normas aplicables.



CERTIFICACIÓN RoHS*

Todos nuestros productos **CENTELSA by Nexans** cumplen con la normativa **RoHS** - Restriction of Hazardous Substances comprometidos con el medio ambiente.



Instalación.

Los cables **CENTELSA by Nexans THHN/THWN-2 EXTRADESLIZABLES Y RESISTENTES A LOS RAYOS SOLARES (SR)**^(*) presentan una disminución considerable en los tiempos de instalación y el uso de lubricantes, que generan un entorno laboral más limpio y seguro. Gracias a su cubierta especial extradeslizante existe un menor riesgo de desgarre exterior del cable, lo cual optimiza su uso en tuberías conduit, en circuitos alimentadores y ramales, en aplicaciones residenciales, comerciales o industriales como se especifica en el Código Eléctrico Colombiano - **NTC 2050** y en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (**RETIE**).



(*) La certificación UL y marcación con el respectivo número de FILE para los productos CENTELSA, es opcional y se fabrican bajo pedido especial.

Productos CERTIFICADOS

Los cables **CENTELSA by Nexans THHN/THWN-2 EXTRADESLIZABLES Y RESISTENTES A LOS RAYOS SOLARES (SR)**^(*) cumplen plenamente los requerimientos de las normas **UL 83** y **NTC 1332** al igual que los requerimientos del **RETIE** (REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS) tanto para conductores como materiales aislantes.

PRUEBAS DE CALIDAD EN LABORATORIO ACREDITADO

CENTELSA by Nexans cuenta con un laboratorio acreditado ante la ONAC (Organismo Nacional de Acreditación de Colombia) bajo la norma **ISO/IEC 17025**, garantizando los más altos estándares de calidad de los productos, algunas de las pruebas de rutinas realizadas en los laboratorios son:

- Resistencia de aislamiento.
- Resistencia de Conductor.
- Tensión aplicada.
- Pruebas de elongación y carga a los aislamientos y los alambres conductores.
- Pruebas dimensionales para determinación de espesores de aislamientos y cubiertas.
- Pruebas dimensionales de diámetro a los alambres.

Adicionalmente, en el proceso productivo se realizan diferentes pruebas de control y calidad como lo son:

- Spark test.
- Medición dimensional con láser.
- Resistencia de conductor.



ELECTRIFY THE FUTURE

Síguenos en redes sociales
y nuestra página web

www.nexans.co

