



**UNIVERSIDAD
DEL AZUAY**

Facultad de Ciencia y Tecnología

Tecnología Superior en Electricidad

Estudio y diseño de Sistemas Solares Fotovoltaicos On -Grid para
Autoabastecimiento de Vehículos Eléctricos hasta 7 kW en las Residencias de
la provincia de Galápagos

Trabajo previo a la obtención del título de Tecnólogo/a Superior en
Electricidad

Paulina Alexandra Toscano Pallo

Marco Vicente Toscano Pallo

Director: Ing. Diego Mogrovejo Narváez

Galápagos - Ecuador

2026

Dedicatoria

Este trabajo se lo dedicamos a nuestra madre Ofelia Dioselina Pallo Barros quien ha sido nuestra base, aliciente y fortaleza para cumplir con nuestras metas propuestas y desarrollo profesional en nuestras actividades diarias direccionadas a fomentar el bien común.

Agradecimientos

Agradecemos a Dios por permitirnos obtener y comprender nuevos conocimientos, a nuestra madre Ofelia Dioselina Pallo Barros, hermana Diana Toscano Pallo y sobrinos Amely y Julián Páez Toscano, asimismo agradecemos a la Universidad del Azuay por brindarnos la oportunidad de formarnos en conocimientos futuristas, y a nuestros profesores que tuvieron la paciencia y calidad técnica para impartir los conocimientos, en especial al Ing. Diego Mogrovejo e Ing. David Galindo que nos supieron guiar en las prácticas de la tecnología y recomendaciones técnicas futuras.

Resumen

Los sistemas fotovoltaicos son tecnologías ampliamente utilizados como mecanismos de generación renovable que permiten utilizar la energía solar para transformarla en energía eléctrica, esto permite que el recurso solar en las islas Galápagos pueda ser utilizado para desarrollar sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento en el sector residencial, la problemática social y ambiental en las islas se generó con el incremento del uso de combustible fósil para la movilidad eléctrica debido que el sistema de carga de los vehículos eléctricos se realiza de la red eléctrica de la empresa eléctrica local, la cual produce el 86% de energía eléctrica a base de diésel generando emisiones de gases de efecto invernadero y contaminación acústica y a los ecosistema insulares frágiles, por ello, el Consejo de Gobierno de Galápagos restringió a partir del 26 de enero de 2026, el ingreso de vehículos eléctricos a la provincia de Galápagos hasta tener una alternativa sostenible que permita reactivar la movilidad eléctrica en las islas, sin depender que la carga de estos, se realice con equipos que usen hidrocarburos y no afecten a la demanda y sistema eléctrico de la provincia, bajo este contexto, para establecer como alternativa de modelo sostenible, el presente trabajo elaboró el estudio y diseño de sistemas solares fotovoltaicos que funcionan a base de energía solar, para cargar vehículos eléctricos de hasta 7 kW en carga lenta en zonas residenciales en la provincia de Galápagos, como resultado se verificó que para cargar un vehículo eléctrico se debe instalar un sistema de 5 kWp y para máximo aprovechamiento de esta producción de energía limpia y renovable debe estar conectada directamente a la red en modo On Grid a través del medidor bidireccional que permita establecer consumo y entrega de energía entre la distribuidora y el usuario residencial, asimismo, el retorno de la inversión es de 8 años tomando en cuenta que la vida útil del SGDA es de al menos 15 años, que por costo beneficio es viable su instalación para la sostenibilidad energética de la provincia de Galápagos.

Palabras clave: Sistemas Fotovoltaicos, Autoabastecimiento, Cargador, Vehículo Eléctrico y Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento - SGDA.

Abstract

Photovoltaic systems are widely used technologies as renewable energy generation mechanisms that allow the use of solar energy to transform it into electrical energy. This allows the solar resource in the Galapagos Islands to be used to develop distributed generation systems for self-supply in the residential sector. The social and environmental problems on the islands arose with the increased use of fossil fuels for electric mobility because the charging system for electric vehicles relies on the local electric company's grid, which produces 86% of its electricity using diesel fuel. This generates greenhouse gas emissions, noise pollution, and damage to the fragile island ecosystems. Therefore, the Galapagos Governing Council restricted the entry of electric vehicles into the Galapagos province starting January 26, 2026, until a sustainable alternative is available to reactivate electric mobility on the islands without relying on charging equipment that uses hydrocarbons and thus affecting the province's electrical demand and system. Within this context, to establish an alternative... Sustainable model, the present work developed the study and design of photovoltaic solar systems that operate based on solar energy, to charge electric vehicles of up to 7 kWh in slow charging in residential areas in the province of Galapagos, as a result it was verified that to charge an electric vehicle a 5 kWp system must be installed and for maximum use of this clean and renewable energy production it must be connected directly to the grid in On Grid mode through the bidirectional meter that allows establishing consumption and delivery of energy between the distributor and the residential user, likewise, the return on investment is 8 years, taking into account that the useful life of the SGDA is at least 15 years, which means that its installation is viable for the energy sustainability of the Galapagos province due to cost-benefit analysis.

Keywords: Photovoltaic Systems, Self-Supply, Charger, Electric Vehicle and Distributed Generation System for Self-Supply - SGDA.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Dedicatoria	ii
Agradecimientos	iii
Resumen	iv
Abstract	v
1. Introducción	1
2. Problemática	4
3. Justificación	4
4. Marco teórico	4
5. Objetivos	6
5.1 General.....	6
5.1 Específicos	6
6. Materiales y Métodos	6
6.1 Materiales	6
6.1.1 Módulos fotovoltaicos monocristalinos.	6
6.1.2 Inversor fotovoltaico de conexión a red.	7
6.1.3 Conductores eléctricos para sistemas fotovoltaicos.	7
6.1.4 Breaker solar para protección del generador fotovoltaico.	7
6.1.5 Interruptor termomagnético para la salida del inversor.	7
6.1.6 Cargador para vehículo eléctrico.	7
6.1.7 Softwar Excel.....	7
6.2 Metodología	7
6.2.1 Determinación del consumo energético del vehículo eléctrico.	8
6.2.2 Determinación del consumo eléctrico del hogar.	8
6.2.3 Estimación de la capacidad nominal del sistema fotovoltaico.	8
6.2.4 Determinación del recurso solar disponible.	8
6.2.5 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.	9
6.2.6 Selección y configuración del inversor.....	9
6.2.7 Dimensionamiento de conductores eléctricos.	9
6.2.8 Selección de dispositivos de protección.	10
6.2.9 Estimación del tiempo de carga del vehículo eléctrico.	10
6.2.10 Estimación de la generación anual del sistema.	10

7. Procedimiento	10
7.1 Sistema solar fotovoltaico para auto abastecimiento de vehículos.	10
7.1.1 Vehículos Eléctricos.	10
7.1.2 Consumo eléctrico anual.	11
7.1.3 Consumos del Vehículo Eléctrico.	11
7.1.4 Capacidad nominal.	13
7.1.5 Determinación de las Horas Sol Pico (HSP) mediante PVGIS	13
7.1.6 Módulos fotovoltaicos.	14
7.1.7 Inversor.....	17
7.1.8 Distribución de módulos por inversor.	18
7.1.9 Conductores.....	19
7.1.10 Protecciones.	21
7.1.10.1 Protección para los módulos fotovoltaicos.....	22
7.1.10.2 Protección para la salida del inversor.....	23
7.1.11 Tiempo de carga del vehículo eléctrico.	24
7.1.12 Generación Anual.	24
7.1.13 Listado de precios y materiales	25
7.1.13.1 Diagrama Unifilar.....	25
7.1.14 Plano de implantación.	27
7.2 Evaluación económica del sistema fotovoltaico.	29
7.2.1 Costos de instalación y operación del sistema fotovoltaico	29
7.2.2 Costos de mantenimiento del sistema fotovoltaico.	30
7.2.3 Ahorro económico en energía.	30
7.2.3.1 Ahorro anual	31
7.2.4 Tiempo de recuperación.	31
8. Resultados	31
9. Conclusiones	32
10. Referencias	33
11. Anexos.....	34
11.1 Anexo 1 Fichas Técnicas.	34
11.2 Anexo 2 Diagrama Unifilar.	49
11.3 Anexo 3 Plano de Implantación	50
11.4 Anexo 4 Croquis de Emplazamiento.....	51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Datos eléctricos vehículo marca Skywell.....	10
Tabla 2 Casa de estudio.....	11
Tabla 3 Resumen de consumos (kWh).....	12
Tabla 4 Recurso solar disponible.....	14
Tabla 5 Sección calculada y sección comercial seleccionada para los conductores.....	21
Tabla 6 Valores de generación mensual.....	25
Tabla 7 Descripción económica de la instalación del Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento SGDA.....	29
Tabla 8 Costos por mantenimiento del SGDA.....	30

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de la Provincia de Galápagos con sus cantones San Cristóbal, Santa Cruz e Isabela y la capital Puerto Baquerizo Moreno.....	1
Figura 2. Cantidad de Vehículos Eléctricos existente en la provincia de Galápagos al año 2024.....	3
Figura 3. Diagrama de Sistema Solar Fotovoltaico On Grid ((Energy DC AC, 2023).	5
Figura 4. Ficha técnica del módulo DMD-M615-64.....	15
Figura 5. Ficha técnica inversor de Red Growatt MIN 5000TL-X2.....	18
Figura 6. Breaker solar 32 A/1000V	23
Figura 7. Breaker Easy9 Riel Din 2 Polos 32A Schneider Electric.....	23
Figura 8. Generación anual del Sistema Fotovoltaico.....	24
Figura 9. Diagrama Unifilar SGDA ON-GRID.....	26
Figura 10. Croquis del emplazamiento disponible en el sitio.	27
Figura 11. Anclajes para Techo de Tejas.	27
Figura 12. Abrazadera intermedia y final para panel solar.....	28
Figura 13. Plano de implantación del SGDA.....	28

1. Introducción

Las islas Galápagos (Ver figura 1) es una de las provincias que forma parte de la Coordinación Zonal 5 de zonificación y planificación territorial ecuatoriana, esta tiene la superficie de 8.010 Km², a una distancia de 970 km aproximadamente desde las costas continentales del Ecuador. La población en el año 2021 bordeaba los 33.042 habitantes, distribuidos en las islas Santa Cruz, San Cristóbal, Isabela y Floreana; la provincia esta administrativamente está agrupada en 3 cantones: San Cristóbal en la que se encuentra la capital Puerto Baquerizo Moreno, Isabela y Santa Cruz. Este último es el principal polo de desarrollo poblacional y zona económica (D. & R., 2024).



Figura 1. Mapa de la Provincia de Galápagos con sus cantones San Cristóbal, Santa Cruz e Isabela y la capital Puerto Baquerizo Moreno.

Galápagos cuenta con una proporción sustancial de Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por su nombre en inglés), los cuales crecerán rápidamente. Esto crea urgencia en torno a la determinación e implementación de estándares óptimos para respaldar mejor la operación futura del sistema, la implementación de sistemas solares fotovoltaicos, que ayuden a las acciones para la descarbonización de la matriz eléctrica, reducción de la generación térmica, optimización del gasto energético y del subsidio asociado a la generación con combustibles fósiles en el archipiélago y que cuenten con las características técnicas que lo permitan, de forma que sean promotoras de la incorporación de la tecnología en la zona (Ministerio Energía y Minas, 2023).

En el 2021, el Plan Galápagos 2030 estimó que el consumo incremental de energía eléctrica, mayoritariamente generada por combustión de diésel (86%), al igual que el uso indiscriminado de vehículos motorizados, promueve también el incremento de importaciones de combustibles fósiles. La dependencia y creciente importación de combustibles fósiles para la generación eléctrica es un problema que ha buscado ser resuelto mediante grandes inversiones en plantas de generación de energía renovable, también, se considera que la demanda eléctrica se ha mantenido en un crecimiento equivalente al 6,6% promedio anual durante la última década (Consejo de Gobierno de Galápagos, 2021).

Nuestra Constitución en su artículo 258 establece que la provincia de Galápagos tendrá un gobierno de régimen especial, su planificación y desarrollo se organizará en función de un estricto apego a los principios de conservación del patrimonio natural del Estado y del buen vivir, por ello, para evitar afectación a los recursos naturales y ecosistemas insulares se limitarán derechos migración, trabajo y otras actividades que puedan afectar al ambiente (Asamblea Nacional Constituyente, 2008).

La Ley Orgánica del Régimen Especial de Galápagos en el numeral 8 de su artículo 5, establece que el Consejo de Gobierno de Galápagos puede emitir normativa para el ingreso de vehículos a la provincia de Galápagos (Asamblea Nacional del Ecuador, 2015), por ello, esta entidad en el año 2016, promulgó la reforma a la Ordenanza que contiene el Reglamento de Ingreso y Control de Vehículos y Maquinaria a la provincia de Galápagos en la cual se establece en su artículo 25 que *“se permite el ingreso permanente de un vehículo eléctrico de uso particular para núcleos familiares comprendidos por: matrimonios o uniones de hecho que tengan hijos; padres o madres solteros o divorciados que tengan custodia compartida mayoritaria de sus hijos y las personas con discapacidad mayor al cincuenta por ciento debidamente comprobada”* (Consejo de Gobierno de Galápagos, 2016).

Con Resolución Nro. 007-CGREG-27-01-2026, el Consejo de Gobierno de Galápagos - CGREG determinó con base a los informes técnicos de la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos ELECGALAPAGOS S.A. suspendió nuevas autorizaciones para ingresos permanentes de vehículos eléctricos, en las islas San Cristóbal, Santa Cruz, Isabela y Florena, con base en el "Informe Técnico Movilidad Eléctrica Galápagos 2025- 2030", emitido por ELECGALAPAGOS S.A.; Asimismo, el CGREG exhortó ELECGALAPAGOS S.A. promueva alternativas que impulsen un proceso de abastecimiento de carga de vehículos eléctricos con energía renovable (Consejo de Gobierno de Galápagos, 2026).

El Plan de Transición Energética para las islas Galápagos considera que la alta participación del transporte en el consumo de energía, la movilidad sostenible y eléctrica, son alternativas técnicamente viables para reducir los consumos de energía y la generación de emisiones de CO2 derivada, asimismo, la integración del vehículo a la red permite administrar el ciclo de carga de un vehículo eléctrico (Ministerio de Energía y Minas, 2023), Asimismo, el (Consejo de Gobierno de Galápagos, 2021) señala que un objetivo estratégico en la Plan Galápagos 2030 es promover la generación sostenible y el consumo eficiente y responsable de energía; propiciar la transición hacia un modelo energético de cero combustibles fósiles, para ello, es necesario propiciar el recambio de la flota vehicular actual por vehículos y tecnologías más eficientes en cuanto a consumo energético y sistemas de recarga alimentados por fuentes renovables y promover la incorporación de tecnologías para la micro generación eléctrica (en edificaciones nuevas y preexistentes).

En la provincia de Galápagos, según (ELECGALAPAGOS S.A., 2026) al cierre de diciembre de 2024, mantiene en su base de datos comercial, un registro de 215 clientes con la tarifa general de bajo voltaje con registrador de demanda horaria para vehículos eléctricos con corte a diciembre de 2024. Cabe destacar que no se dispone de un con registro ni control sobre vehículos con cargadores con demanda inferior a 2 kW, como bicicletas y scooter eléctricos, debido que estos no representan un impacto significativo en la estabilidad de las redes de distribución, se puede apreciar el registro de clientes con vehículos eléctricos de carga lenta catalogados con “Tarifa General de Bajo Voltaje con registrador de demanda horaria para vehículos eléctricos” (Ver Figura 2).

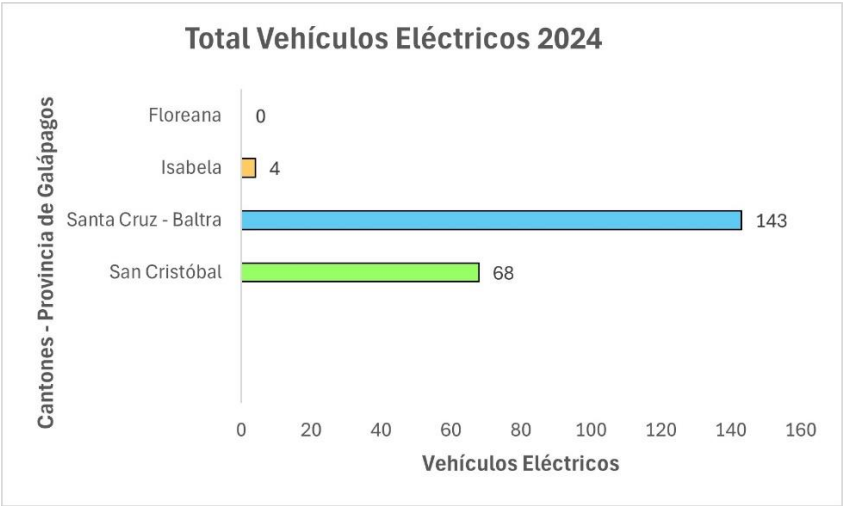


Figura 2. Cantidad de Vehículos Eléctricos existente en la provincia de Galápagos al año 2024.

En este contexto, la presente investigación propone el diseño técnico de sistemas solares fotovoltaicos On-Grid para el autoabastecimiento residencial de vehículos eléctricos de hasta 7 kW, con el fin de aportar una solución sostenible que reduzca la presión sobre la red eléctrica y contribuya al cumplimiento de los objetivos energéticos y ambientales de la provincia.

Por ello es necesario dimensionar sistemas fotovoltaicos a través de un estudio y diseño que permita abastecer vehículos eléctricos de hasta potencia de 7 kW para usuarios en zona residencial, y que la generación de esta energía sea renovable que permita reducir emisiones y evitar el uso de la red eléctrica de la provincia de Galápagos.

2. Problemática

La restricción del ingreso de nuevos vehículos eléctricos a la provincia de Galápagos genera la problemática social con la movilidad interna pues es una necesidad prioritaria para el desarrollo de actividades diarias de la comunidad, asimismo, la manera que actualmente realizan la carga los vehículos eléctricos a diario es con energía eléctrica producida con combustible fósil, lo que genera emisiones de gases de efecto invernadero y afectación en la calidad del aire de los ecosistemas frágiles insulares.

3. Justificación

Es necesario establecer una alternativa técnica que permita la sostenibilidad eléctrica para realizar la carga de los vehículos eléctricos de potencia hasta 7 kW para usuarios del sector residencial de la provincia de Galápagos y garantice que esta operación sea amigable con el ambiente, no cause impacto en la red eléctrica y el incremento en la demanda energética de la provincia, así como se establezca como opción para que se levante la restricción de ingreso de nuevos vehículos y se garantice socialmente la movilidad de las familias galapagueñas.

4. Marco teórico

Un Sistema de Generación Distribuida para autoabastecimiento es un conjunto de equipos para la generación de energía eléctrica que aprovechan un recurso energético renovable no convencional para el autoabastecimiento de Consumidores Finales, y que se conectan a una red de distribución. Entre los beneficios están: Independencia Energética, Puede inyectar energía a la Red, Puede abastecerse de manera individual o múltiple y Puede ser local o remoto (Corporación Nacional de Electricidad, 2026).

Según (Perpiñan, 2013) señala que un sistema fotovoltaico es el conjunto de equipos eléctricos y electrónicos que producen energía eléctrica a partir de la radiación solar. El principal componente de este sistema es el módulo fotovoltaico, a su vez compuesto por células capaces de transformar la energía luminosa incidente en energía eléctrica de corriente continua. El resto de los equipos incluidos en un sistema fotovoltaico depende en gran medida de la aplicación a la que está destinado. A grandes rasgos los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en tres grandes grupos: conectados a red (grid connected), autónomos (off-grid) y de bombeo.

La conexión de un sistema fotovoltaico a la red eléctrica (On Grid) está sujeta a la cantidad de potencia que se desea inyectar lo cual se refleja en la cantidad de módulos con los que se cuenta. Varios módulos conectados en serie son conocidos como una cadena o *string* y varios *string* conectados en paralelo constituyen un arreglo fotovoltaico, asimismo, con la implementación de estos sistemas se espera que no solo los generadores inyecten potencia a la red sino que también los usuarios participen en la generación de potencia a baja escala para desarrollar sus propios sistemas de DG. Dicha metodología se enmarca en el concepto de red inteligente o *Smart-Grid* (Escobar A., 2009). (Ver Figura 3)

Tipos de Sistemas Fotovoltaico

Conectado a la Red | On Grid | Interactivo



Figura 3. Diagrama de Sistema Solar Fotovoltaico On Grid (Energy DC AC, 2023).

Un vehículo eléctrico es aquel que ha sido diseñado para ser puesto en marcha por medio de uno o varios motores eléctricos, los cuales entregarán un par mecánico al eje que se acopla a las llantas. La energía que pone en marcha estos motores eléctricos se encuentra almacenada en un sistema de baterías las cuales, dependiendo de su tecnología, brindan una determinada autonomía para el recorrido de este, previo a la necesidad de ser recargadas en un punto de carga conectado a la red

eléctrica local, por lo general, los puntos de recarga domésticos suelen ser de recarga lenta, de 16 A y 3,7 kW de potencia a pesar de que algunos vehículos admiten hasta 7,7 kW. Esta última es la potencia del modo de carga óptimo para la conservación de la batería. (Galarza C., 2022).

5. Objetivos

5.1 General

- Diseñar y evaluar técnica y económicamente un sistema solar fotovoltaico On-Grid para el autoabastecimiento de vehículos eléctricos con potencias de carga de hasta 7 kW, integrado a residencias de la provincia de Galápagos.

5.1 Específicos

- Realizar cálculo técnico que permita establecer el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico necesario para cubrir la demanda del vehículo, con el cual se realizará el diseño para el autoabastecimiento de los vehículos eléctricos en las residencias de las familias locales.
- Establecer el diseño de un sistema fotovoltaico para abastecer vehículos de hasta 7 kW potencia sin almacenamiento de energía y conectado a la red eléctrica de la empresa distribuidora de las islas Galápagos.
- Identificar rubros, cantidades y costos necesarios para la instalación, operación y mantenimiento del sistema solar fotovoltaico permitirá autoabastecer a los vehículos.

6. Materiales y Métodos

Los materiales descritos a los componentes seleccionados para el diseño del sistema fotovoltaico propuesto. La presente investigación se desarrolla a nivel de dimensionamiento y análisis técnico, por lo que no contempla la implementación del sistema.

6.1 Materiales

6.1.1 Módulos fotovoltaicos monocristalinos.

Se emplearon módulos fotovoltaicos modelo YLM-J 3.0 PRO 2 de 625 Wp, los cuales constituyen el generador solar encargado de transformar la energía solar en energía eléctrica en corriente continua. Entre sus principales parámetros eléctricos se encuentran una potencia máxima de 625 W, voltaje de circuito abierto de aproximadamente 49,26 V y corriente de cortocircuito cercana a 16,11 A.

6.1.2 Inversor fotovoltaico de conexión a red.

Para la conversión de corriente continua a corriente alterna se seleccionó un inversor Growatt MIN 5000TL-X2, con una potencia nominal de 5 kW y salida bifásica de 220 V. Este equipo permite sincronizar la energía generada por el sistema fotovoltaico con la red eléctrica del usuario.

6.1.3 Conductores eléctricos para sistemas fotovoltaicos.

Se utilizaron conductores eléctricos dimensionados en función de la corriente del sistema y del criterio de caída de tensión máxima permitida. Para garantizar el cumplimiento de los criterios de ampacidad y seguridad eléctrica se seleccionaron conductores comerciales cercanos a calibres equivalentes a 6 mm² y 10 AWG, según el tramo del circuito.

6.1.4 Breaker solar para protección del generador fotovoltaico.

Se empleó un interruptor o breaker solar de 32 A y 1000 V, destinado a proteger el circuito de corriente continua frente a condiciones de sobrecorriente generadas en el arreglo fotovoltaico.

6.1.5 Interruptor termomagnético para la salida del inversor.

Para la protección en corriente alterna se seleccionó un interruptor termomagnético bifásico de 32 A, el cual protege el circuito de salida del inversor y la conexión con el sistema eléctrico del usuario.

6.1.6 Cargador para vehículo eléctrico.

El sistema considera un cargador eléctrico de aproximadamente 7 kW de potencia, utilizado para suministrar la energía requerida para la recarga del vehículo eléctrico.

6.1.7 Softwar Excel

Para efecto de determinar el cálculo de potencia para autoconsumo, se utilizando los datos de consumo de energía de los últimos 12 meses de la vivienda, se usó software Excel.

6.2 Metodología

La metodología aplicada para el desarrollo del sistema fotovoltaico destinado al autoabastecimiento energético de un vehículo eléctrico se estructuró en una serie de etapas técnicas que permitieron determinar el consumo energético, el recurso solar disponible y el dimensionamiento de los componentes del sistema.

6.2.1 Determinación del consumo energético del vehículo eléctrico.

Se realizó una encuesta a usuarios del sector con el fin de identificar los parámetros de operación de un vehículo eléctrico utilizado como referencia. A partir de esta información se obtuvieron variables relevantes como la autonomía del vehículo, la distancia recorrida diariamente y la capacidad de la batería, las cuales permitieron calcular el consumo energético específico del vehículo.

Posteriormente, mediante relaciones energéticas entre la capacidad de la batería y la autonomía del vehículo se determinó el consumo energético por cada 100 km recorridos, y con base en la distancia diaria promedio se estimó el consumo diario de energía requerido para la movilidad del usuario. Finalmente, este valor se proyectó a escala mensual para obtener el consumo energético promedio asociado a la recarga del vehículo.

6.2.2 Determinación del consumo eléctrico del hogar.

De forma complementaria, se recopiló el histórico de consumos eléctricos de una vivienda, obtenidos a partir de los registros de facturación del medidor eléctrico. Con estos datos se calculó el consumo promedio mensual del hogar, el cual fue integrado con el consumo energético del vehículo eléctrico con el objetivo de determinar la demanda energética total que deberá cubrir el sistema fotovoltaico.

6.2.3 Estimación de la capacidad nominal del sistema fotovoltaico.

Con el valor del consumo energético anual obtenido, se determinó la capacidad nominal del sistema fotovoltaico, aplicando el criterio de desempeño basado en el factor de planta, conforme a los lineamientos establecidos en la norma IEC 61724-1, utilizada para el monitoreo y evaluación del rendimiento de sistemas fotovoltaicos.

Este procedimiento permitió estimar la potencia instalada necesaria para cubrir la demanda energética anual del sistema.

6.2.4 Determinación del recurso solar disponible.

Para estimar el potencial solar del sitio de estudio se utilizó el software PVGIS, desarrollado por el Joint Research Centre de la Comisión Europea. A través de esta herramienta se ingresaron las coordenadas geográficas del lugar de estudio para obtener los valores mensuales de irradiación solar global y temperatura promedio del sitio.

Los valores de irradiación mensual se transformaron a irradiación promedio diaria, y posteriormente se determinaron las Horas Sol Pico (HSP) considerando la equivalencia energética de una irradiancia de referencia de 1000 W/m^2 , condición estándar utilizada para el análisis de sistemas fotovoltaicos.

Para el dimensionamiento del sistema se adoptó la HSP mínima anual, con el fin de garantizar que el sistema pueda cubrir la demanda energética incluso en el mes con menor disponibilidad de radiación solar.

6.2.5 Dimensionamiento del generador fotovoltaico.

Una vez determinada la demanda energética diaria y el recurso solar disponible, se procedió a calcular la potencia mínima requerida del generador fotovoltaico, utilizando la relación entre el consumo energético diario y las horas sol pico del sitio.

Posteriormente se seleccionó el modelo de módulo fotovoltaico considerando parámetros eléctricos relevantes como potencia máxima, voltaje de circuito abierto, corriente de cortocircuito y coeficientes de temperatura, los cuales influyen directamente en el comportamiento eléctrico del sistema.

Con estos datos se determinó el número total de módulos fotovoltaicos necesarios para conformar el generador solar.

6.2.6 Selección y configuración del inversor.

El inversor fue seleccionado en función de la potencia nominal del sistema fotovoltaico y de la compatibilidad con el sistema eléctrico del sitio de instalación. Además, se verificó que el equipo disponga de seguidores de punto de máxima potencia (MPPT) que permitan optimizar la generación del sistema.

Consecutivamente se definió la configuración de los módulos en serie y paralelo, verificando que los parámetros eléctricos del arreglo fotovoltaico se encuentren dentro de los límites de operación admisibles del inversor.

6.2.7 Dimensionamiento de conductores eléctricos.

El dimensionamiento de los conductores se realizó considerando el criterio de caída de tensión máxima permisible, generalmente limitada a valores cercanos al 3 % en sistemas fotovoltaicos, con el objetivo de garantizar una operación eficiente del sistema.

Además, se verificó el cumplimiento del criterio de capacidad de conducción de corriente (ampacidad) y la coordinación con los dispositivos de protección, seleccionando finalmente calibres comerciales que cumplan con los requerimientos de seguridad eléctrica.

6.2.8 Selección de dispositivos de protección.

Se determinaron los valores de corriente y voltaje necesarios para la selección de fusibles y breakers de protección, aplicando factores de seguridad sobre la corriente de cortocircuito del sistema fotovoltaico. Estos dispositivos permiten proteger el sistema frente a condiciones de sobrecorriente y garantizar la operación segura del sistema.

6.2.9 Estimación del tiempo de carga del vehículo eléctrico.

Finalmente, se estimó el tiempo necesario para recargar la energía consumida por el vehículo eléctrico, considerando la potencia del sistema fotovoltaico y la energía requerida para recorrer la distancia diaria promedio del usuario.

6.2.10 Estimación de la generación anual del sistema.

Mediante el software PVGIS se estimó la generación mensual y anual del sistema fotovoltaico, considerando una potencia pico instalada de 5 kW. Los resultados obtenidos permitieron comparar la energía generada con el consumo energético del sistema, verificando que la generación anual es suficiente para cubrir la demanda energética total del usuario.

7. Procedimiento

7.1 Sistema solar fotovoltaico para auto abastecimiento de vehículos.

7.1.1 Vehículos Eléctricos.

Como sitio de estudio para el presente proyecto se ha seleccionado la isla Santa Cruz. Con el fin de estimar el consumo eléctrico habitual de los habitantes, se realizó una encuesta a usuarios del sector, a partir de la cual se obtuvieron los siguientes datos.

Tabla 1 Datos eléctricos vehículo marca Skywell.

Datos	Cantidades
Autonomía Batería (km)	520
Recorrido Vehículo Eléctrico (km)	50
Pago Mensual Promedio (\$)	25

Carga semanal (Unidad)	1
Mantenimiento (Tiempo)	Semestral
Potencia Cargador (kW)	7
Capacidad de la batería (kWh)	72

De estos datos obtenidos dentro de la encuesta se obtienen 3 valores el cual será la Autonomía Batería (Km), el Recorrido Vehículo Eléctrico (Km) y la capacidad de la batería (kWh).

7.1.2 Consumo eléctrico anual.

De forma complementaria, el análisis incorporará los consumos eléctricos propios de una vivienda detallados en la Tabla 2, con el objetivo de dimensionar un sistema fotovoltaico que permita abastecer tanto la energía requerida para la recarga del vehículo eléctrico como el consumo diario del hogar, maximizando el aprovechamiento de la generación fotovoltaica.

Tabla 2 Casa de estudio.

Cuenta Contrato	Número Medidor	Año	Meses	Consumos mensuales (kWh)
200029439094	1802104835	2025	Febrero	646
		2025	Marzo	553
		2025	Abril	450
		2025	Mayo	473
		2025	Junio	396
		2025	Julio	280
		2025	Agosto	269
		2025	Septiembre	242
		2025	Octubre	260
		2025	Noviembre	269
		2026	Diciembre	292
		2026	Enero	374
		Total		

7.1.3 Consumos del Vehículo Eléctrico.

Para determinar el consumo diario, se utilizarán los datos obtenidos a través de la encuesta, los cuales se presentan en la Tabla 1 y el proceso descrito a continuación.

$$\eta_{ve} = \frac{C_b}{A_{ve}} \cdot 100$$

Donde:

η_{ve} : Rendimiento del vehiculo electrico ($\frac{kWh}{100 km}$)

C_b : Capacidad de la bateria del vehiculo (kWh)

A_{ve} : Autonomia del vehiculo electrico (km)

$$\eta = \frac{72}{520}$$

$$\eta = 13,84 \frac{kWh}{100 km}$$

$$Q_{dv} = \eta \cdot d_c$$

Donde:

Q_{dve} : Consumo diario por recorrido realizado (kWh)

d_c : Distancia recorrida (km)

$$Q_{dv} = \eta \cdot d_c$$

$$Q_{dv} = \left(13,84 \frac{kWh}{100 km} \right) \cdot (50)$$

$$Q_{dv} = 6,92 kWh$$

Este valor representará la autonomía energética en kWh diarios promedio que el usuario requiere para movilizarse la cantidad de kilómetros diarios obtenidos en la encuesta.

Para determinar el consumo mensual promedio requerido por el automóvil, este valor se multiplicará por 30 días.

Obteniendo así un consumo mensual promedio del vehículo (Q_{mvp}) de 207,6 kWh.

De la Tabla 3 y obtenemos un promedio de los consumos mensuales (Q_{mp}) de 375,33 kWh.

Tabla 3 Resumen de consumos (kWh).

Consumo Mensual Promedio del Vehículo. (kWh)	Consumo Promedio Mensual. (kWh).	Consumo Mensual Total (kWh)	Consumo Diario Total (kWh)	Consumo Anual. (kWh)
207,6	375,33	582,93	19,43	6995,16

7.1.4 Capacidad nominal.

Con el valor de energía consumida anualmente se procede a determinar la capacidad nominal del sistema fotovoltaico. Para este cálculo se toma como referencia el criterio de desempeño establecido en la norma IEC 61724-1, utilizada para el monitoreo y evaluación del rendimiento de sistemas fotovoltaicos. Se considera para diseño un factor de planta (Fp) de 0,15 siendo este un valor adimensional y el valor de 8760 que es el total de horas en un año y se representa como h/año (365 días * 24 horas).

$$\text{Capacidad nominal: } \frac{\text{Energía anual consumida}}{\text{Factor de planta} \cdot \text{Total horas al año}}$$

$$\text{Capacidad nominal: } \frac{6995,16 \text{ kWh/año}}{0,15 \cdot 8760 \text{ h/año}}$$

$$\text{Capacidad nominal: } 5,32 \text{ kW}$$

7.1.5 Determinación de las Horas Sol Pico (HSP) mediante PVGIS

Para estimar el recurso solar disponible en el sitio de estudio se empleó el software PVGIS, herramienta desarrollada por el European Commission Joint Research Centre, la cual permite obtener datos de irradiación solar a partir de bases de datos satelitales y modelos climáticos.

El procedimiento inicia ingresando al portal web del software y seleccionando la ubicación geográfica del sitio-Isla de San Cristobal mediante las coordenadas geográficas (latitud: -0.8204569, longitud: -89.5994695). Una vez definida la localización, se selecciona la opción de irradiación solar para obtener los valores mensuales de irradiación global sobre plano horizontal, los cuales se expresan generalmente en kWh/m² por mes y su temperatura promedio.

Posteriormente, los valores mensuales de irradiación obtenidos son convertidos a irradiación promedio diaria, dividiendo la irradiación mensual para el número de días correspondiente a cada mes. Este procedimiento permite expresar el recurso solar en kWh/m²·día, unidad que representa la energía solar promedio recibida diariamente en el sitio de estudio.

Finalmente, para determinar las Horas Sol Pico (HSP), se establece la equivalencia energética considerando una irradiancia de referencia de 1000 W/m², que corresponde a las condiciones estándar de prueba de los módulos fotovoltaicos. Bajo esta equivalencia, el valor de irradiación diaria en kWh/m²·día es numéricamente equivalente al número de HSP, lo que permite obtener directamente

el potencial solar diario del sitio y utilizarlo como parámetro de diseño en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Tabla 4 Recurso solar disponible.

Meses	Irradiación (global horizontal) kWh/m²/mes (mensual)	Temperatura (°C)	HSP Diaria (H)
Enero	192,94	25,3	6,43
Febrero	184,94	24,9	6,16
Marzo	206,77	25	6,89
Abril	193,28	24,2	6,44
Mayo	186,13	24,2	6,20
Junio	161,77	23,2	5,39
Julio	141,89	21,9	4,73
Agosto	161,85	21,1	5,40
Septiembre	160,73	20	5,36
Octubre	182,12	20,1	6,07
Noviembre	173,35	21,3	5,78
Diciembre	192,94	25,3	6,43

7.1.6 Módulos fotovoltaicos.

Como criterio de diseño, y con el fin de garantizar la producción de energía del sistema incluso bajo las condiciones de menor disponibilidad del recurso solar, se adopta la HSP mínima obtenida de la Tabla 4, correspondiente a 4,73 h/día. Este valor representa el escenario más desfavorable de irradiación durante el año y se utiliza como parámetro de dimensionamiento para asegurar que el sistema fotovoltaico pueda satisfacer la demanda energética incluso en el mes de menor generación.

El modelo módulo fotovoltaico seleccionado será el YLM-J 3.0 PRO 2 625WP, en la Figura 4 se detallan sus características siendo las más relevantes para el diseño las siguientes: $P_{m\acute{a}x} = 625 W$, $U_{oc} = 49,26 V$, $I_{sc} = 16,11 A$, $U_{mpp} = 41,31 V$, $I_{mpp} = 15,13 A$, $\alpha = 0,042 \% / C^{\circ}$, $\beta = -0,24 \% / C^{\circ}$.

Electrical Parameters at Standard Test Conditions (STC)						
Module type	YLxxxCF66 I/2 (xxx=Pmax)					
Power output*-Pmax (W)	605	610	615	620	625	630
Power output tolerances-ΔPmax (W)	0 / + 5					
Module efficiency-ηm (%)	22.4	22.6	22.8	23.0	23.1	23.3
Voltage at Pmax - Vmpp (V)	40.63	40.80	40.97	41.14	41.31	41.47
Current at Pmax-Impp (A)	14.89	14.95	15.01	15.07	15.13	15.19
Open-circuit voltage*-Voc (V)	48.54	48.72	48.90	49.08	49.26	49.44
Short-circuit current*-Isc (A)	15.83	15.90	15.97	16.04	16.11	16.18
STC: 1000 W·m ⁻² irradiance, 25°C cell temperature, AM 1.5. *Measuring tolerance: ±3%.						
Electrical Parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)						
Power output-Pmax (W)	460	464	468	472	475	479
Voltage at Pmax - Vmpp (V)	38.76	38.92	39.09	39.25	39.41	39.56
Current at Pmax-Impp (A)	11.87	11.92	11.97	12.02	12.06	12.11
Open-circuit voltage-Voc (V)	46.09	46.26	46.44	46.61	46.78	46.95
Short-circuit current-Isc (A)	12.75	12.81	12.87	12.92	12.98	13.04
NOCT: open-circuit module operation temperature at 800 W·m ⁻² irradiance, 20°C ambient temperature, 1 m·s ⁻¹ wind speed.						
Bifacial Electrical Parameters at Standard Test Conditions(BNPI)						
Power output-Pmax (W)	670	676	681	687	693	698
Voltage at Pmax - Vmpp (V)	40.63	40.80	40.97	41.14	41.31	41.47
Current at Pmax-Impp (A)	16.50	16.56	16.63	16.70	16.76	16.83
Open-circuit voltage-Voc (V)	48.54	48.72	48.90	49.08	49.26	49.44
Short-circuit current-Isc (A)	17.54	17.62	17.69	17.77	17.85	17.93
BNPI: 1000W·m ⁻² on the front side and 135 W·m ⁻² on the back side, 25°C cell temperature, AM 1.5. Bifaciality coefficient is 80% ± 5%.						
Thermal Characteristics			Operating Conditions			
Nominal operating cell temperature-NOCT(°C)	42±2		Max. system voltage	1500 Vdc		
Temperature coefficient of Pmax-γ (% / °C)	- 0.29		Max. series fuse rating*	30 A		
Temperature coefficient of Voc-β (% / °C)	- 0.24		Operating temperature range	- 40°C- 85°C		
Temperature coefficient of Isc-α (% / °C)	0.042		Max. static load, front (e.g., snow)	5400 Pa		
Packaging Specifications			Max. static load, back (e.g., wind)	2400 Pa		
Number of modules per pallet	36		Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25 mm / 23 m·s ⁻¹		
Number of pallets per 40' container	20		*Do not connect fuse in combiner box with two or more strings in parallel connection.			
Packaging box dimensions (L / W / H)	2400 mm / 1110 mm / 1245 mm		General Characteristics			
Box weight	1240 kg		Dimensions (L / W / H)	2382 mm / 1134 mm / 30 mm		
			Weight	32.5 kg		

Figura 4. Ficha técnica del módulo DMD-M615-64

En donde:

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia maxima del módulo (W).

U_{oc} : Tensión de circuito abierto del módulo (V).

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

U_{mpp} : Tensión maxima del módulo (V).

I_{mpp} : Intensidad maxima del módulo (A)

α : coeficiente intensidad – temperatura del módulo (%/ C° o mA/ C°).

β : coeficiente tensión – temperatura del módulo (%/ C° o mA/ C°).

El parámetro U_{oc} corresponde a un valor que varía cuando la temperatura de operación difiere de las condiciones estándar de ensayo (STC). Por esta razón, es necesario realizar una corrección de dicho

parámetro considerando la temperatura mínima registrada en el sitio de estudio, ya que en condiciones de menor temperatura el voltaje en circuito abierto del módulo tiende a incrementarse.

Para obtener este dato se sigue el mismo procedimiento empleado previamente para la determinación de las HSP, habilitando la opción indicada en el software para visualizar los valores de temperatura del sitio. En este caso, de acuerdo con la Tabla 4, se considera una temperatura mínima de 20 °C.

$$U_{oc(T)} = U_{oc} + \beta(T - 25)$$

Para el cual:

$U_{oc(T)}$: Tensión de circuito abierto en un módulo a la temperatura mas desfavorable (V).

β : Coeficiente de tensión – temperatura (%/ C°).

T = Temperatura mas desfavorable (C°).

$$U_{oc(T)} = 49,26 + (-0.24\%)(20 - 25)$$

$$U_{oc(T)} = 49,27 V$$

A continuación, se determina la potencia mínima del generador fotovoltaico mediante la aplicación de la siguiente ecuación.

$$P_{Gmin} = \frac{Q_{dT}}{HSP_d}$$

Para el cual:

P_{Gmin} : Potencia mínima del generador fotovoltaico (kW)

Q_{dT} = Consumo diario total (kWh)

HSP_d = Horas solar pico diaria (minima) (h)

Para el cual:

$$P_{Gmin} = \frac{19,43}{4,73}$$

$$P_{Gmin} = 4,11 kW$$

Se recomienda que la potencia máxima del generador fotovoltaico no exceda en más de un 20 % el valor de P_{Gmin} previamente calculado. Este criterio permite mantener el sistema dentro de un rango

adecuado de operación y evitar un sobredimensionamiento del generador. Esta condición se verifica mediante la siguiente ecuación.

$$P_{Gmin} \leq P_{Gmax} \leq 1.2 \cdot P_{Gmin}$$

Para el cual:

$$P_{Gmax} = \text{Potencia maxima del generador fotovoltaico (kW)}$$

$$4,11 \text{ kW} \leq P_{Gmax} \leq 4,9 \text{ kW}$$

El número de módulos totales se determina mediante la ecuación:

$$N_T \geq N_S \cdot N_P \geq \frac{P_{Gmin}}{P_{m\acute{a}x}}$$

Para el cual:

N_S : Número de módulos en serie.

N_P : Número de módulos en paralelo.

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia maxima producida por modulo (kW)

N_T : representan el número total de paneles para el arreglo fotovoltaico.

En donde:

$$N_T \geq \frac{4,9}{0,620}$$

$$N_T \geq 8 \text{ paneles.}$$

7.1.7 Inversor.

En este caso, la selección del inversor se realiza principalmente en función de la potencia nominal del sistema fotovoltaico. Adicionalmente, se considera que el equipo debe entregar una salida bifásica de 220 V, compatible con el sistema eléctrico del lugar de instalación.

El proyecto tiene como objetivo abastecer la energía requerida para la carga del vehículo eléctrico y, de manera complementaria, compensar el consumo eléctrico asociado mediante la generación del

sistema fotovoltaico., el inversor seleccionado debe contar con esta funcionalidad, permitiendo la sincronización e inyección de energía hacia la red eléctrica.

Bajo estas condiciones, el modelo seleccionado es el inversor de red Growatt MIN 5000TL-X2. Este equipo presenta las características que se muestran en la Figura 5.

Hoja de datos	MIN 2500TL-X2	MIN 3000TL-X2	MIN 3600TL-X2	MIN 4200TL-X2	MIN 4600TL-X2	MIN 5000TL-X2	MIN 6000TL-X2
Datos de entrada (CD)							
Máxima potencia PV recomendada	3750W	4500W	5250W	6300W	6900W	7500W	9000W
Máximo voltaje CD	500V	500V	550V	550V	550V	550V	550V
Voltaje de arranque	50V						
Voltaje nominal	360V						
Rango de voltaje de MPPT	40V-500V	40V-500V	40V-550V	40V-550V	40V-550V	40V-550V	40V-550V
Número de MPPTs	2						
Cadenas por MPPT	1						
Máxima corriente de entrada por MPPT	16A						
Corriente máx. de cortocircuito por MPPT	24A						
Datos de salida (CA)							
Potencia nominal de CA	2500W	3000W	3600W	4200W	4600W	5000W	6000W
Potencia aparente máxima	2500VA	3000VA	3600VA	4200VA	4600VA	5000VA	6000VA
Voltaje nominal CA (Rango*)	230V (116-300V)						
Frecuencia de red CA (Rango*)	50/60 Hz (45-55Hz/54-65 Hz)						
Corriente máxima de salida	11.3A	13.6A	16A	19A	20.9A	22.7A	27.2A
Factor de potencia ajustable	0,8 de adelanto...0,8 de atraso						
Distorsión armónica total	<3%						
Tipo de conexión CA	Monofásico						
Eficiencia							
Máxima eficiencia	98,2%	98,2%	98,2%	98,4%	98,4%	98,4%	98,4%
Eficiencia europea	97,1%	97,1%	97,2%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%
Eficiencia de MPPT	99,9%						

Figura 5. Ficha técnica inversor de Red Growatt MIN 5000TL-X2

7.1.8 Distribución de módulos por inversor.

Cada inversor tiene la capacidad de admitir hasta 8 módulos fotovoltaicos del modelo seleccionado. Considerando que el equipo dispone de dos seguidores de punto de máxima potencia (MPPT), para este diseño se configurarán dos cadenas N_{Si} , cada una compuesta por 4 módulos conectados en serie. Cada cadena se conectará de manera independiente a una de las entradas MPPT del inversor, con el fin de optimizar el seguimiento del punto de máxima potencia.

No obstante, es necesario verificar que los parámetros eléctricos de cada cadena se encuentren dentro de los límites operativos admisibles del inversor. Por ello, a continuación, se realiza la correspondiente comprobación.

$$N_{Si} \cdot U_{oc(T)} \leq U_{max-PV}$$

$$N_P \cdot (I_{sc} \cdot 1.25) \leq I_{max-trk}$$

N_{si} : Número de paneles en serie

N_p : Número de paneles en paralelo

$I_{max-trk}$: Corriente máxima de entrada por MPPT del inversor (A)

U_{max-PV} : Voltaje máximo de entrada por MPPT del inversor (V)

Entonces:

$$4 \cdot (49,27 V) \leq 550 V$$

$$197,08 V \leq 550 V \text{ Si cumple.}$$

Para determinar la corriente generada por cada cadena conectada a un MPPT, se aplica la siguiente ecuación.

$$1 \cdot (16,11 A \cdot 1,25) \leq 24 A$$

$$16,11 A \leq 24 A \text{ Si cumple}$$

En resumen, se tiene la siguiente configuración:

$MPPT: 2$

$N_p: \text{No existen paralelos}$

$N_{si}: 4$

7.1.9 Conductores.

Se recomienda que para sistemas solares fotovoltaicos establece ciertos límites de caída de tensión para asegurar una operación eficiente y segura de los sistemas. Generalmente, se recomienda que la caída de tensión máxima en sistemas de energía solar fotovoltaica no exceda el 3% en el tramo de los paneles solares al inversor. Estas recomendaciones pueden variar ligeramente dependiendo de las especificaciones del proyecto y la normativa local vigente.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta U_{\%} \cdot \sigma}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot fp}{\Delta U_{\%} \cdot \sigma}$$

Donde:

S : Sección del conductor (mm^2).

L : Longitud del trayecto (m).

I : Corriente de línea (A).

$\Delta U_{\%}$: Caída de tensión máxima permisible porcentual por tensión (%).

fp : factor de potencia (adimensional).

σ : Conductividad del cable $\left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}\right)$

La determinación de la máxima caída de tensión permisible se realiza considerando la trayectoria de corriente más desfavorable y el $\Delta U_{\%} = 3\%$ de caída de tensión máxima.

Calculamos la caída de voltaje con la ecuación:

$$\Delta U = U_s \cdot \Delta U_{\%}$$

Para el cual:

ΔU : Caída de voltaje máxima (V)

U_s : Voltaje de salida (V)

Para la conductividad en DC $\sigma = 45 \left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}\right)$ y para AC $\sigma = 56 \left(\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}\right)$ las fichas técnicas de los conductores seleccionados se adjuntarán a esta guía.

Tramo 1: Conexión entre módulos e inversor tomamos la $I_{sc} = 16,11$ A con un coeficiente de seguridad de 1.25 entonces se tiene: $I_{T1} = 1.25 \cdot 16,11 = 20,14$ A con una longitud de $L = 20$ m.

$$\Delta U_{\%1} = 197,08 \text{ V} \cdot 3\%$$

$$\Delta U_{\%1} = 5,91 \text{ V}$$

$$S_1 = \frac{2 \cdot 20 \cdot 20,14}{45 \cdot 5,91}$$

$$S_1 = 3,03 \text{ mm}^2$$

Tramo 2: Conexión entre el inversor a las protecciones. En este caso la intensidad máxima que maneja el inversor dada en su ficha técnica $I_{i-ca} = 22,7$ A entonces $I_{T3} = 1.25 \cdot 22,7 = 28,38$ A con una longitud de $L = 10$ m.

Para esto se considera que la caída de tensión máxima permisible será del 4% según la NTE INEN 3098, Voltajes Normalizados.

$$\begin{aligned}\Delta U_{\%3} &= 110 \cdot 4\% \\ \Delta U_{\%3} &= 4,4 \text{ V} \\ S_3 &= \frac{2 \cdot 10 \cdot 28,38 \cdot 0,9}{4,4 \cdot 56} \\ S_3 &= 2,07 \text{ mm}^2\end{aligned}$$

El cálculo por caída de tensión, considerando $\Delta U = 4\%$ y una longitud de conductor $L = 10 \text{ m}$, arroja una sección mínima teórica aproximada de $2,07 \text{ mm}^2$. Sin embargo, este valor no determina el dimensionamiento final del conductor, ya que también deben cumplirse otros criterios técnicos de diseño.

En particular, el conductor debe satisfacer el criterio de capacidad de conducción de corriente (ampacidad) para una corriente de $I = 28,38 \text{ A}$, así como el criterio de coordinación con el dispositivo de protección del circuito.

Por esta razón, se selecciona una sección comercial que garantice el cumplimiento de la ampacidad de acuerdo con la normativa de instalaciones eléctricas aplicable (NEC–SB–IE o criterio equivalente). Bajo estas condiciones, se adopta una sección superior a la obtenida teóricamente, seleccionándose finalmente un conductor calibre N.º 10 AWG, el cual cumple con los requerimientos eléctricos y de seguridad del sistema (Ver Tabla 5).

Tabla 5 Sección calculada y sección comercial seleccionada para los conductores.

Sección	Sección calculada por caída de tensión e intensidad.	Sección comercial e intensidad del conductor
S_1	$3,03 \text{ mm}^2 / 20,14 \text{ A}$	$4,74 \text{ mm}^2 / 29 \text{ A}$
S_2	$2,07 \text{ mm}^2 / 28,38 \text{ A}$	$6 \text{ mm}^2 / 30 \text{ A}$

7.1.10 Protecciones.

7.1.10.1 Protección para los módulos fotovoltaicos.

En este caso, no existen módulos en paralelo, puesto que cada entrada del inversor funciona de manera independiente. Por consiguiente, se utiliza directamente la $I_{sc} = 15.27A$ con la ecuación descrita para calcular la capacidad de la protección.

$$I_{fpv} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

Donde:

I_{fpv}: Corriente del fusible para protección por string/cadena de paneles (A)

$$I_{fpv} = 1,25 \cdot 16,11$$

$$I_{fpv} = 20,13 A$$

Para el voltaje se usa la ecuación:

$$U_{fpv} = 1,2 \cdot N_{si} \cdot U_{oc(T)}$$

Donde:

U_{fpv}: Voltaje del fusible para protección por string/cadena de paneles (V)

$$U_{fpv} = 1,2 \cdot 4 \cdot 49,27$$

$$U_{fpv} = 236,50 V$$

Con base en los resultados obtenidos en el cálculo, se selecciona un breaker solar de 1000 V y 32 A, correspondiente a un valor comercial que garantiza el cumplimiento de los parámetros eléctricos determinados en el diseño. Esta selección permite asegurar una protección adecuada del circuito frente a sobrecorrientes, manteniendo la operación del sistema dentro de los límites admisibles de funcionamiento (Ver Figura 6).



Figura 6. Breaker solar 32 A/1000V

7.1.10.2 Protección para la salida del inversor.

Se obtiene la corriente para la salida máxima para la salida del inversor. Este modelo considera un factor de potencia unitario.

$$I_{max} = \frac{5000}{220 \cdot 1}$$

$$I_{ca} = 22,7 \text{ A.}$$

$$I_n = I_{ca} \cdot 1.25$$

Entonces:

$$I_n = 22,7 \cdot 1.25$$

$$I_n = 28,4 \text{ A}$$

Se seleccionará un interruptor termomagnético bifásico de 32 A (Ver Figura 7).



Figura 7. Breaker Easy9 Riel Din 2 Polos 32A | Schneider Electric.

7.1.11 Tiempo de carga del vehículo eléctrico.

Una vez definido el diseño, se procede a determinar el tiempo de carga del vehículo, considerando que el usuario recorre aproximadamente 50 km y que el valor de la autonomía de la batería corresponde a $Q_{dv} = 6,92$ kWh.

El tiempo de carga se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Tiempo de carga: } \frac{Q_{dv}}{P_{Gmax}} [h]$$

Entonces:

$$\text{Tiempo de carga: } \frac{6,92}{5}$$

$$\text{Tiempo de carga: } \frac{5,88}{5}$$

$$\text{Tiempo de carga: } 1,4 \text{ h}$$

El valor de 0.4 h lo transformamos a minutos.

$$\frac{60 \text{ min}}{1 \text{ h}} * 0.4 \text{ h: } 24 \text{ min}$$

De esta manera, el vehículo eléctrico requiere un tiempo de carga aproximado de 1 h y 24 min para recuperar la energía necesaria que le permita recorrer los 50 km diarios demandados por el usuario.

7.1.12 Generación Anual.

Con ayuda del software PVGIS se determina la generación anual estimada del sistema fotovoltaico, considerando que el generador presenta una potencia pico instalada de 5 kW (Ver Figura 8).

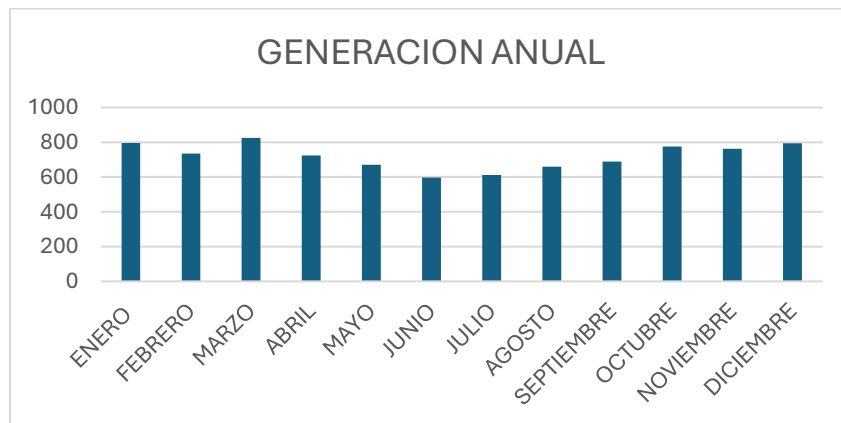


Figura 8. Generación anual del Sistema Fotovoltaico.

Tabla 6 Valores de generación mensual.

Meses	Generación Mensual (kWh)
ENERO	795,36
FEBRERO	735,54
MARZO	825,39
ABRIL	724,74
MAYO	671,27
JUNIO	596,88
JULIO	611,56
AGOSTO	659,56
SEPTIEMBRE	688,53
OCTUBRE	775,77
NOVIEMBRE	763,72
DICIEMBRE	793,7
ANUAL	8642,02

De la Tabla 6 se observa que el consumo promedio mensual es de 582,93 kWh. En función de la generación estimada del sistema fotovoltaico, se determina que este es capaz de cubrir dicho consumo durante todo el año, llegando incluso a generar excedentes de energía.

7.1.13 Listado de precios y materiales

7.1.13.1 Diagrama Unifilar.

Se establece el diseño técnico del Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento - SGDA de 5 kWp, para un usuario del sector residencial con vehículo eléctrico (Ver Figura 9).

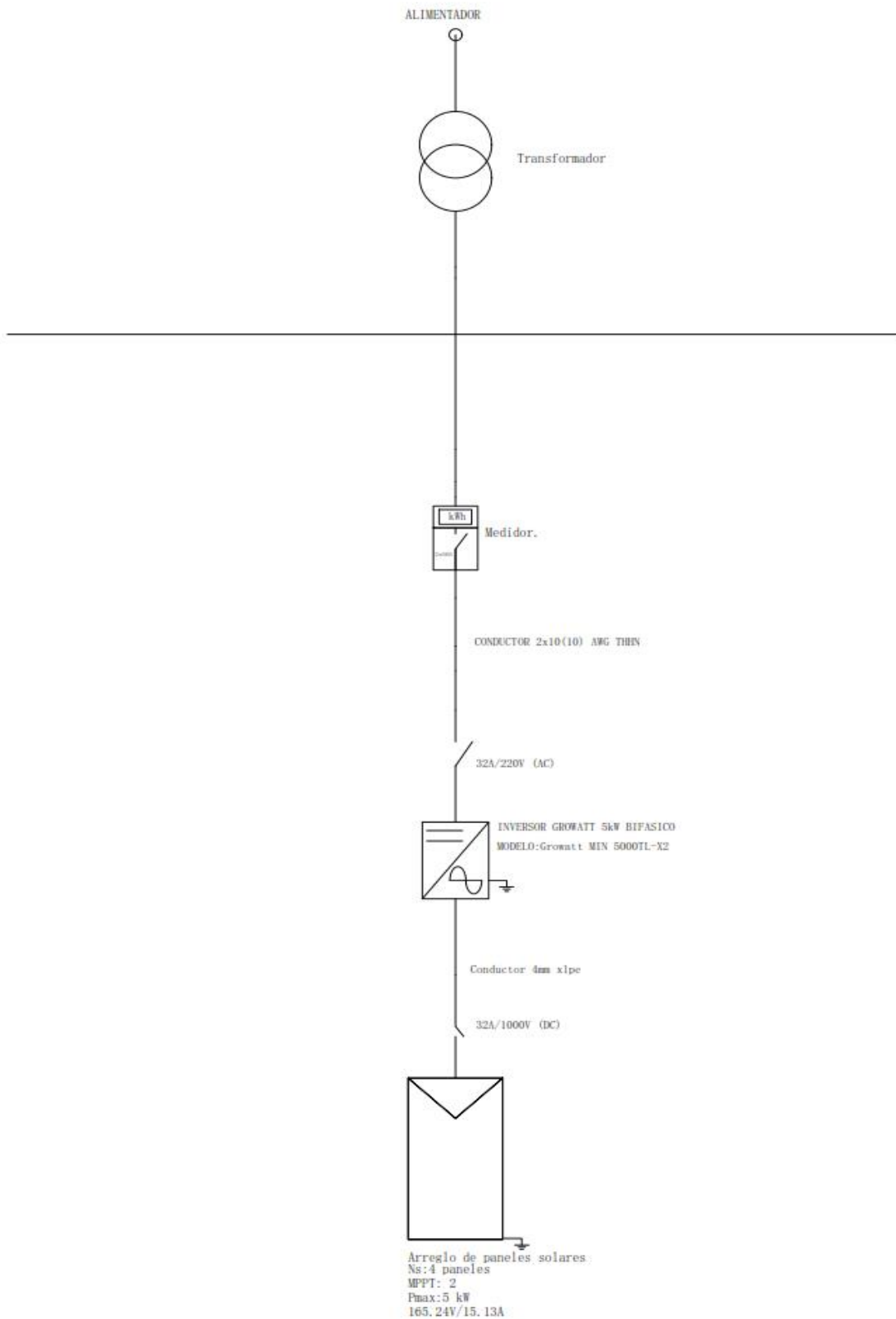


Figura 9. Diagrama Unifilar SGDA ON-GRID

7.1.14 Plano de implantación.

Dentro del emplazamiento se dispone de una superficie total útil de 53,32 m² en la cubierta (Ver Figura 10), del domicilio destinada a la instalación del sistema fotovoltaico.

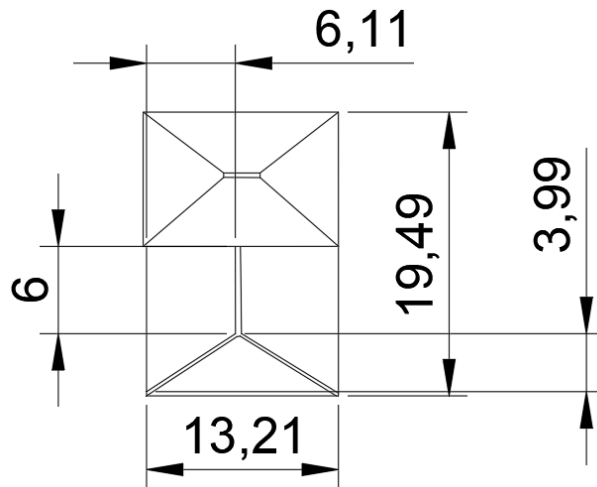


Figura 10. Croquis del emplazamiento disponible en el sitio.

Los módulos seleccionados presentan dimensiones de 1,13 m × 2,38 m. para su fijación estructural se ha considerado el uso de anclajes para cubierta de teja (Ver Figura 11). Cada módulo fotovoltaico se asegura a la estructura mediante abrazaderas intermedias y abrazaderas finales, según la posición que ocupen dentro del arreglo (Ver Figura 12), garantizando así la correcta sujeción mecánica del sistema.

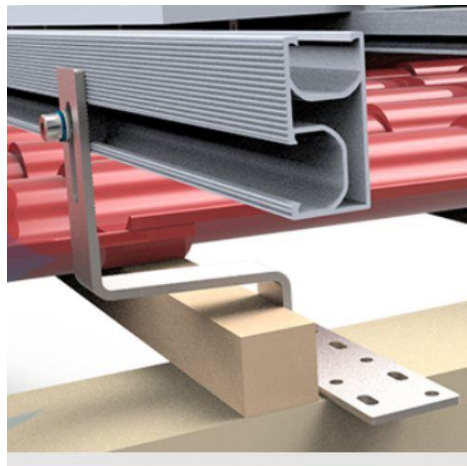


Figura 11. Anclajes para Techo de Tejas.



Figura 12. Abrazadera intermedia y final para panel solar.

El área requerida para la instalación de los módulos fotovoltaicos es de 21,52 m². Al comparar este valor con el área útil disponible en la cubierta del emplazamiento, se verifica que existe superficie suficiente para la instalación del arreglo fotovoltaico.

En función de esta disponibilidad de espacio y de la geometría de la cubierta, se propone la siguiente distribución de los módulos dentro de la vivienda, optimizando el aprovechamiento del área útil destinada a la instalación del sistema fotovoltaico (Ver Figura 13).



Figura 13. Plano de implantación del SGDA.

7.2 Evaluación económica del sistema fotovoltaico.

7.2.1 Costos de instalación y operación del sistema fotovoltaico

Considerando todos los elementos necesarios para la implantación del sistema, se ha realizado la cotización correspondiente únicamente de los equipos y materiales la cual se a realizado a la empresa “ECOTECH”. Para estimar los costos asociados a la instalación, pruebas de ingeniería y proceso de legalización ante la empresa distribuidora, se ha considerado un valor referencial de 0,20 USD por (W) instalado (Ver Tabla 7).

Tabla 7 Descripción económica de la instalación del Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento SGDA.

Ítem	Componente	Descripción técnica	Unidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Subtotal (USD)
1	Módulo fotovoltaico	Panel monocristalino 625 Wp	U	8	146,25	1170
2	Inversor On-Grid	Inversor monofásico 5 kW, 2 MPPT	U	1	982,8	982,8
3	Estructura de soporte	Estructura de aluminio para cubierta	GLP	1	595,2	595,2
4	Cable solar DC	Cable PV 4 mm ² , 1000 V	m	100	1,6	160
5	Conectores MC4	Conectores para sistema FV	U	4	5,04	20,16
6	Breaker DC	Breaker solar 1000 V – 32 A	U	1	25	25
7	Breaker AC	Breaker termomagnético 2P – 40 A	U	2	20	40
8	Cable AC	Cable AWG calibre #10 AWG	m	60	1,25	75,00
9	Material para canalización y sujeción	Elementos de fijación, sujeción y accesorios para la canalización eléctrica.	GLP	1	200	200
10	Instalación	Ingeniería, instalación, pruebas y legalización del sistema fotovoltaico	GLP	1	1000	1000
SUBTOTAL IVA 0%						2.152,80
SUBTOTAL IVA 15%						2.115,36
IVA 15 %						317,30
TOTAL						4.585,46

7.2.2 Costos de mantenimiento del sistema fotovoltaico.

Para estimar el costo de mantenimiento del sistema fotovoltaico se consideran las actividades periódicas necesarias para garantizar su correcto funcionamiento y prolongar la vida útil de los componentes. Estas actividades incluyen la limpieza de los módulos fotovoltaicos para evitar pérdidas por acumulación de polvo o suciedad, la revisión del inversor y sus parámetros de operación, así como la inspección del cableado, conexiones y dispositivos de protección, verificando que no existan deterioros, puntos calientes o fallas en el sistema. Con base en estas actividades se establecen los costos de mantenimiento presentados en la tabla correspondiente. Para este tipo de instalaciones se recomienda realizar mantenimiento preventivo al menos una vez por año, el cual incluye la limpieza de los módulos, revisión del inversor y verificación del estado del cableado y protecciones. Estas actividades permiten mantener el rendimiento del sistema y detectar posibles fallas en los equipos, conforme a las recomendaciones de inspección periódica establecidas en la norma IEC 62446-1 para sistemas fotovoltaicos conectados a red (Ver Tabla 8).

Tabla 8 Costos por mantenimiento del SGDA.

Ítem	Componente	Descripción técnica	Unidad	Cantidad	Precio unitario (USD)	Subtotal (USD)
1	Mantenimiento de paneles solares	Revisión limpieza y mantenimiento de paneles	GLP	8	2,5	20
2	Mantenimiento de inversor	Revisión limpieza y mantenimiento de inversor	GLP	1	30	30
3	Mantenimiento de cableado y protecciones	Revisión-mantenimiento de protecciones y cableado.	GLP	1	9,75	9,75
					Subtotal VA 15%	59,75
					IVA 15 %	8,96
					Total	68,71

7.2.3 Ahorro económico en energía.

Se presentan a continuación los datos de instalación, generación y tarifa eléctrica:

- Inversión inicial del proyecto: USD 4.585,46
- Costo anual de mantenimiento: USD 68,71
- Generación anual del sistema: 8.642,02 kWh
- Consumo promedio mensual: 582,93 kWh

- Consumo anual: 6.995,16 kWh
- Tarifa eléctrica: USD 0,095/kWh

7.2.3.1 Ahorro anual

Como el sistema genera más que el consumo, para un análisis conservador se toma como ahorro solo la energía que realmente desplaza el consumo de la vivienda:

$$\text{Ahorro anual: } 6.995,16 \text{ kWh} * 0,095 \text{ Cts.} : 664,54 \text{ USD}$$

7.2.4 Tiempo de recuperación.

A este valor se debe de considerar que se le resta el valor del mantenimiento anual.

$$\text{Ahorro anual con mantenimiento: } 664,54 \text{ USD} - 68,71 \$: 595,83 \text{ USD/año}$$

El valor total Inversión inicial del proyecto: USD 4.585,46

$$\text{Tiempo de recuperación de la inversión inicial: } \frac{4585,46 \$}{595,83 \$/\text{año}}$$

$$\text{Tiempo de recuperación de la inversión inicial: } 8 \text{ años}$$

8. Resultados

Luego de realizar la etapa de evaluación de datos, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Se establece con base al software PVGIS que el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico para carga de un vehículo eléctrico hasta 7 kW en usuarios zona residencial en la provincia de Galápagos, es de 5 kilovatios pico (kWp), el cual permitirá abastecer la vivienda cuando no se encuentre encarga el vehículo y aportando energía eléctrica limpia y renovable la red del sistema eléctrico.
- El costo de operación de instalación y su operación calculado fue de 4.585,46 USD, este valor representa una inversión que el usuario del vehículo eléctrico asumiría para que su sostenibilidad energética en la movilidad de una familia galapagueña.

- El mantenimiento del sistema de generación distribuida para un usuario residencial corresponde para 1 vez al año, es de 68,71 USD, este mantenimiento permitirá alargar la vida útil del sistema que bordea al menos en 15 años.
- La generación del sistema fotovoltaico produce anualmente 8.642,02 kWh con una inversión de 4.585,46 USD, lo que permite ahorrar 6.995,16 kWh, que representa en 595,83 USD anual, lo que permite tener una tasa de retorno de la inversión en aproximadamente 8 años, tomando en cuenta que el tiempo de vida útil de este sistema es de al menos 15 años.
- Se diseñó el dimensionamiento de un sistema de generación distribuida para autoabastecimiento del usuario residencial con un consumo promedio de 585 kWh. Asimismo, se elaboró el diagrama unifilar, el cual contempla un área de 21,52 m² destinada a la instalación de todos los componentes necesarios para su correcta operación.

9. Conclusiones

Con base a los resultados obtenidos se concluye que:

- El dimensionamiento óptimo del Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA), requerido para cubrir la demanda energética de una vivienda y la carga de un vehículo eléctrico se establece en 5 kW. Esta capacidad técnica garantiza la sostenibilidad energética en el ámbito residencial y representa un aporte significativo a la matriz eléctrica insular. Asimismo, al tratarse de un sistema interconectado (On Grid), se viabiliza la inyección directa de los excedentes de energía producidos durante la jornada diurna hacia la red eléctrica pública.
- El periodo de retorno de la inversión para la implementación del SGDA se estima en 8 años. Considerando que la vida útil proyectada para este sistema de energía renovable es de al menos 15 años, el análisis costo - beneficio demuestra la viabilidad financiera de la inversión inicial, valorada en 4.585,46 USD. En consecuencia, se asegura la recuperación del capital y la generación de un ahorro sostenido tanto energético como económico contribuyendo de manera directa a la sostenibilidad del modelo de generación y a la cobertura de la demanda eléctrica de la provincia de galápagos.
- El diseño unifilar del Sistema de Generación Distribuida para Autoabastecimiento (SGDA), planteado para una vivienda con capacidad de carga de vehículo eléctrico de hasta 7 kW,

queda definido para su implementación de acuerdo con las necesidades del usuario residencial isleño. Este enfoque facilita la masificación del sistema, ya que el presente trabajo establece tanto el diseño como los costos asociados a su instalación y operación. De esta manera, la provincia avanza en la transformación de su matriz energética con miras al año 2050, en concordancia con lo establecido en el Plan de Transición Energética para las islas Galápagos.

10. Referencias

- Asamblea Nacional Constituyente. (2008). *Constitución de la República del Ecuador*. Montecristi: Registro Oficial.
- Asamblea Nacional del Ecuador. (2015). *Ley Orgánica del Regimen Especial de Galápagos*. Quito: Registro Oficial.
- Consejo de Gobierno de Galápagos. (2016). *Ordenanza que reforma a la Ordenanza que contiene el Reglamento de Ingreso de Vehículos y Maquinarias a la provincia de Galápagos*. Quito: Registro Oficial.
- Consejo de Gobierno de Galápagos. (2021). *Plan de Desarrollo Sustentable y Ordenamiento Territorial del Régimen Especial de Galápagos,, Plan Galápagos 2020 - 2030*. Puerto Barquerizo Moreno: CGREG.
- Consejo de Gobierno de Galápagos. (2026). *Resolución Nro. 007-CGREG-27-01-2026*. Puerto Baquerizo Moreno: CGREG.
- Corporación Nacional de Electricidad. (12 de 03 de 2026). <https://www.cnelep.gob.ec>. Obtenido de <https://www.cnelep.gob.ec>: <https://www.cnelep.gob.ec/sistemas-de-generacion-distribuida-para-autoabastecimiento-sgda/>
- D., O., & R., S. (2024). Condiciones y segmentos de la transportación en las Galápagos. *InGenio*, 98-116.
- ELECGALAPAGOS S.A. (2026). *nforme Técnico Movilidad Eléctrica Galápagos 2025 - 2030*. Puerto Baquerizo Moreno: ELECGALAPAGOS S.A.
- Energy DC AC. (5 de Diciembre de 2023). <https://energydcac.com>. Obtenido de <https://energydcac.com/tipo-sistema-energia-solar/>: <https://energydcac.com/tipo-sistema-energia-solar/>
- Escobar A., T. C. (2009). Conexión de un Sistema Fotovoltaico a Red Electrica. *REDALY*, 31-36.
- Galarza C., C. E. (2022). *Estudio Viabilidad Técnico - Económico de los Vehículos Eléctricos Livianos en Ecuador*. Guayaquil: ESPOL.
- Ministerio de Energía y Minas. (2023). *Plan de Transición Energética de las islas Galápagos*. Quito: Ministerio de Energía y Minas.
- Ministerio Energía y Minas. (2023). *Plan Transición Energética de las islas Galápagos Evolución Energética*. Quito: Ministerio de Energía y Minas.
- Perpiñan, O. (2013). *Energía Solar Fotovoltaico*. Creative Commons.

11. Anexos

11.1 Anexo 1 Fichas Técnicas.

Líderes

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

Cables para el aprovechamiento
de la energía solar
CENTELSA FOTOVOLTAICOS

RoHS

www.centelsa.com

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:

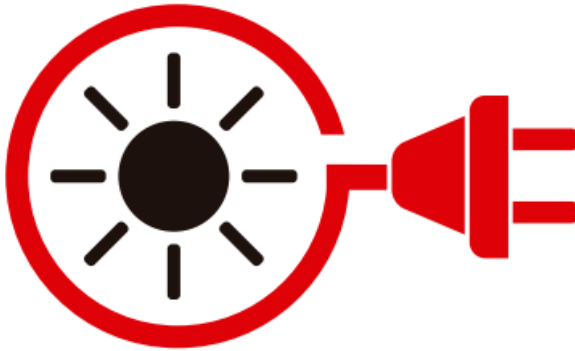


www.centelsa.com





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.

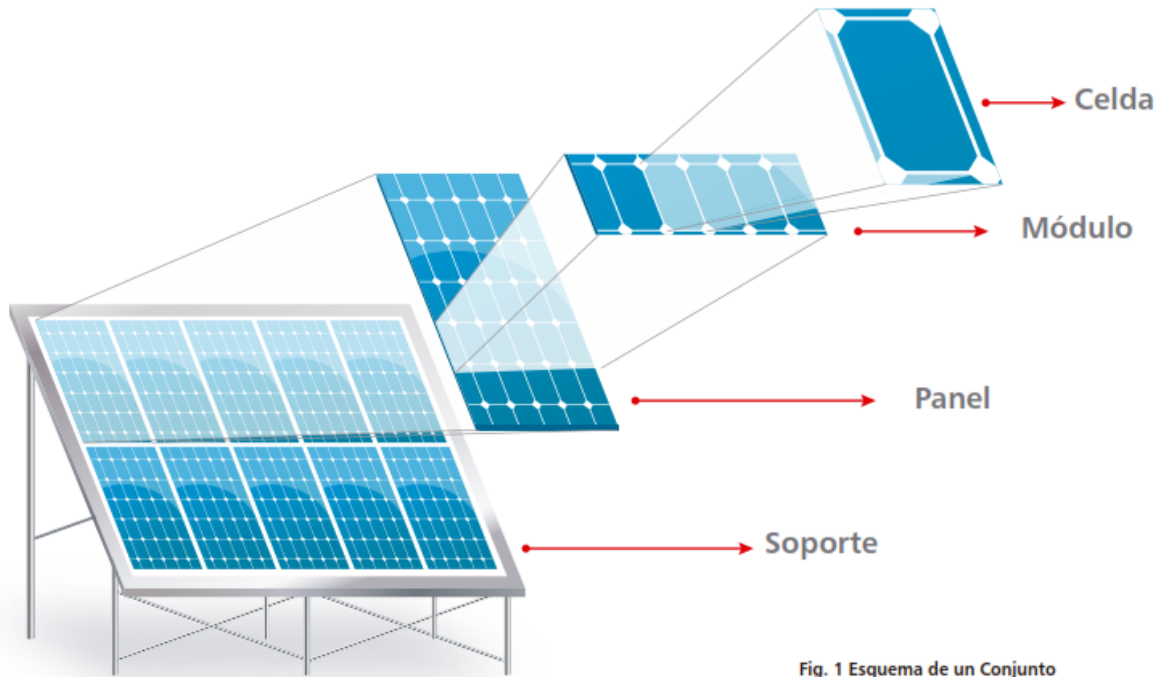


Fig. 1 Esquema de un Conjunto

- **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, alambrados 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.

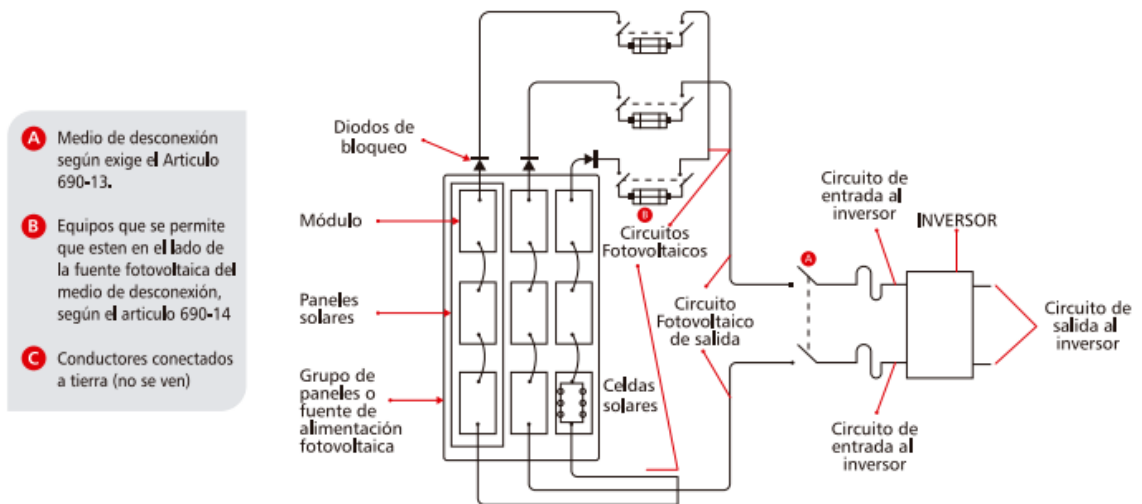


Fig. 2 Sistema Solar Fotovoltaico
(Por simplificación no se ve el sistema de puesta a tierra del circuito)

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.

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

CENELSA 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

CENELSA 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.



CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO H12222-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 certificadoros aquí dispuestos de forma general pertenecen a productos específicos, pueden ser validados en nuestra página web.

Síguenos en nuestras redes sociales:



www.centelsa.com

MIN 2500~6000 TL-X2

- Eficiencia máxima del 98,4
- MPPT duales
- SPD de tipo II en el lado de CD
- Tecla táctil y pantalla OLED
- Corriente de cadena de hasta 16 A



GROWATT

www.ginverter.com

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



Hoja de datos	MÍN 2500TL-X2	MÍN 3000TL-X2	MÍN 3600TL-X2	MÍN 4200TL-X2	MÍN 4600TL-X2	MÍN 5000TL-X2	MÍN 6000TL-X2
Datos de entrada (CD)							
Máxima potencia PV recomendada	3750W	4500W	5250W	6300W	6900W	7500W	9000W
Máximo voltaje CD	500V	500V	550V	550V	550V	550V	550V
Voltaje de arranque	50V						
Voltaje nominal	360V						
Rango de voltaje de MPPT	40V-500V	40V-600V	40V-650V	40V-650V	40V-650V	40V-650V	40V-650V
Número de MPPTs	2						
Cadenas por MPPT	1						
Máxima corriente de entrada por MPPT	16A						
Corriente más de cortocircuito por MPPT	24A						
Datos de salida (CA)							
Potencia nominal de CA	2500W	3000W	3600W	4200W	4600W	5000W	6000W
Potencia aparente máxima	2500VA	3000VA	3600VA	4200VA	4600VA	5000VA	6000VA
Voltaje nominal CA (Rango*)	230V (160-300V)						
Frecuencia de red CA (Rango*)	50/60 Hz (45-65Hz/54-65 Hz)						
Corriente máxima de salida	11,3A	13,6A	16A	19A	20,9A	22,7A	27,2A
Factor de potencia ajustable	0,8 de adelantado...0,8 de atraso						
Distorsión armónica total	<3%						
Tipo de conexión CA	Monofásico						
Eficiencia							
Máxima eficiencia	98,2%	98,2%	98,2%	98,4%	98,4%	98,4%	98,4%
Eficiencia europea	97,1%	97,1%	97,2%	97,5%	97,5%	97,5%	97,5%
Eficiencia de MPPT	99,7%						
Dispositivos de protección							
Protección de polaridad inversa CD	Si						
Interruptor CD	Si						
Protección contra sobretensión CD	Clase II						
Protección de resistencia de aislamiento	Si						
Protección contra sobretensión CA	Clase II						
Protección contra cortocircuitos en CA	Si						
Monitoreo de red	Si						
Protección anti-isla	Si						
Monitoreo de corriente residual	Si						
AFCI	Si						
Datos generales							
Dimensiones	375/350/158mm						
Peso	10,8kg						
Rango de temperatura de operación	-30°C ... +60°C						
Autoconsumo (noche)	<1W						
Topología	Sin transformador						
Enfriamiento	Convección natural						
Grado de protección	IP66						
Humedad relativa	0-100%						
Altitud	4000m						
Conexión CD	H4/MC4(opcional)						
Conexión CA	Connector						
Pantalla	OLED+LED						
Comunicación: RS485 / USB / WiFi / GPRS / RF / LAN	Si/Si/Opc/Opc/Opc/Opc						
Garantía: 5 años / 10 años	Si/Opc						

CE, CEI 0-21, VDE-AR-N 4105, VDE 0126-1-1, VFR 2019, EN 50549-1, IEC 62116, IEC 61727, G99, C10/C11, UNE217001, UNE206007, PO12,2, IEE1547,UL1741

* El rango de voltaje y frecuencia de CA puede variar dependiendo del estándar de la red del país. Todas las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso.

Ficha técnica del producto

Especificaciones



Interruptor termomagnético Riel DIN, Acti9 iK60, 2P, 32 A, Curva C

A9K24232

Principal

Gama	Acti 9
Nombre del Producto	Acti9 iK60
Tipo de Producto o Componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre Corto del Dispositivo	iK60N
Aplicación del Dispositivo	Distribución Eléctrica Residencial y Comercial
Número de Polos	2P
número de polos protegidos	2
corriente nominal (In)	32 A en 30 °C
tipo de red	CA
tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
código de curva	C
apto para seccionamiento	Sí acorde a EN/IEC 60898-1
Normas	EN/IEC 60898-1

Complementario

Frecuencia de Red	50/60 Hz
[Ue] tensión asignada de empleo	400 V CA 50/60 Hz
límite de enlace magnético	5...10 x In
poder de corte	6000 A Icn en 400 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1
[Ics] poder de corte en servicio	6000 A 100 % x Icn at 400 V CA 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60898-1
clase de limitación	3 acorde a EN/IEC 60898-1
[Ui] tensión asignada de aislamiento	440 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1
[Uimp] Tensión asignada de resistencia a los choques	4 kV acorde a EN/IEC 60898-1
indicador de posición del contacto	NA
Tipo de Control	Maneta
Señalización local	Indicación encendido/apagado
tipo de montaje	Ajustable en clip
Tipo de montaje	Carril DIN de 35 mm
paso interpolar	18 mm entre fases
pasos de 9 mm	4
altura	85 mm

Este es un precio de lista. Para conocer el precio de venta consulta con tu distribuidor

11 mar. 2026

Life Is On | Schneider Electric

1

Descargo de responsabilidad: Esta documentación no ha sido diseñada como reemplazo, ni se debe utilizar para determinar la idoneidad de estos productos para aplicaciones específicas de usuarios.

Ancho	36 mm
profundidad	78.5 mm
Peso del producto	200 g
Color	Blanco
Endurancia mecánica	20000 Ciclos
durabilidad eléctrica	10000 Ciclos
descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
conexiones - terminales	Terminal tipo túnel (arriba o abajo) , 1...25 mm², rígido Terminal tipo túnel (arriba o abajo) , 1...16 mm², Flexible
longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm for arriba o abajo connection
par de apriete	2 N.m arriba o abajo
protección contra fugas a tierra	Sin

Entorno

grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	2 acorde a EN/IEC 60898-1
Categoría de sobretensión	II
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Paquete 1 Altura	3.600 cm
Paquete 1 Ancho	7.500 cm
Paquete 1 Longitud	8.500 cm
Peso del empaque (Lbs)	204.000 g
Tipo de unidad de paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	6
Paquete 2 Altura	8.600 cm
Paquete 2 Ancho	9.800 cm
Paquete 2 Longitud	21.800 cm
Paquete 2 Peso	1.269 kg
Tipo de unidad de paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	66
Paquete 3 Altura	30.000 cm
Paquete 3 Ancho	30.000 cm
Paquete 3 Longitud	40.000 cm
Paquete 3 Peso	14.474 kg

Garantía contractual



panda 3.0 Pro 2

630W

MAXIMUM MODULE EFFICIENCY

23.3%

POSITIVE POWER TOLERANCE

0~+5_w



N-type TOPCon Bifacial Module

**IMPROVED POWER
NEVER SETTLE FOR LESS**

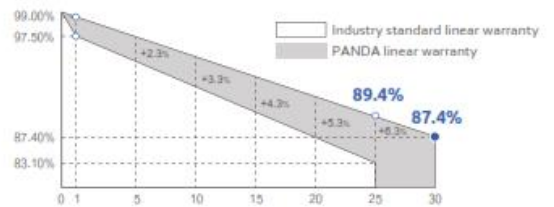
- Backside Yield
- Wide Applications
- Superior Yield
- Outstanding Bifaciality
- Excellent Durability



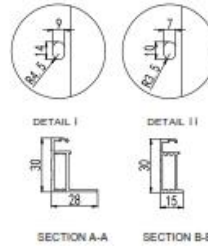
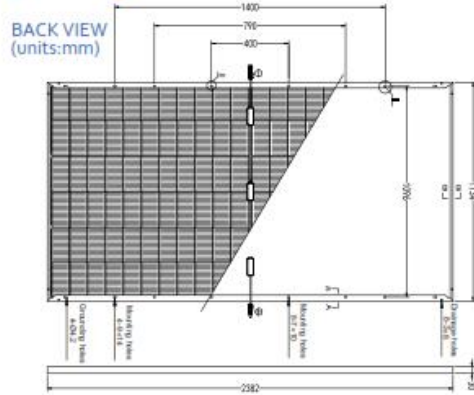
Yngli Solar Website

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

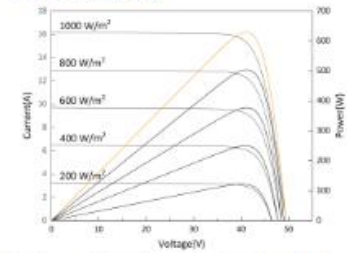
- IEC 61215, IEC 61730, CE
- ISO 9001: Quality management systems
- ISO 14001: Environmental management systems
- IEC 62941: Quality system for PV module manufacturing
- ISO 45001: Occupational health and safety management systems



1.00% the 1st year power degradation
0.40% annual power degradation



I-V / P-V CURVES



Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing and operating Yingli Solar modules.

Electrical Parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type	YLxxxCF66 IZ (xxx=Pmax)					
Power output* - Pmax (W)	605	610	615	620	625	630
Power output tolerances- ΔPmax (W)	0 / + 5					
Module efficiency-ηm (%)	22.4	22.6	22.8	23.0	23.1	23.3
Voltage at Pmax - Vmpp (V)	40.63	40.80	40.97	41.14	41.31	41.47
Current at Pmax-Impp (A)	14.89	14.95	15.01	15.07	15.13	15.19
Open-circuit voltage*-Voc (V)	48.54	48.72	48.90	49.08	49.26	49.44
Short-circuit current*-Isc (A)	15.83	15.90	15.97	16.04	16.11	16.18

STC: 1000 W·m⁻² irradiance, 25°C cell temperature, AM 1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical Parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output-Pmax (W)	460	464	468	472	475	479
Voltage at Pmax - Vmpp (V)	38.76	38.92	39.09	39.25	39.41	39.56
Current at Pmax-Impp (A)	11.87	11.92	11.97	12.02	12.06	12.11
Open-circuit voltage-Voc (V)	46.09	46.26	46.44	46.61	46.78	46.95
Short-circuit current-Isc (A)	12.75	12.81	12.87	12.92	12.98	13.04

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800 W·m⁻² irradiance, 20°C ambient temperature, 1 m·s⁻¹ wind speed.

Bifacial Electrical Parameters at Standard Test Conditions (BNPI)

Power output-Pmax (W)	670	676	681	687	693	698
Voltage at Pmax - Vmpp (V)	40.63	40.80	40.97	41.14	41.31	41.47
Current at Pmax-Impp (A)	16.50	16.56	16.63	16.70	16.76	16.83
Open-circuit voltage-Voc (V)	48.54	48.72	48.90	49.08	49.26	49.44
Short-circuit current-Isc (A)	17.54	17.62	17.69	17.77	17.85	17.93

BNPI: 1000W·m⁻² on the front side and 135 W·m⁻² on the back side, 25°C cell temperature, AM 1.5.
Bifaciality coefficient is 80% ± 5%.

Thermal Characteristics

Nominal operating cell temperature-NOCT(°C)	42 ± 2
Temperature coefficient of Pmax- γ (% / °C)	- 0.29
Temperature coefficient of Voc- β (% / °C)	- 0.24
Temperature coefficient of Isc- α (% / °C)	0.042

Packaging Specifications

Number of modules per pallet	36
Number of pallets per 40' container	20
Packaging box dimensions (L / W / H)	2400 mm / 1110 mm / 1245 mm
Box weight	1240 kg

Construction Materials

Cell (material / quantity)	n-type monocrystalline silicon / 6 x 22
Glass (thickness)	2.0 mm / 2.0 mm
Frame (material)	anodized aluminum alloy
Junction box (type / protection degree)	3 bypass diodes / ≥ IP68
Cable (length / cross-sectional area)	± 300 mm or customized length / 4 mm ²

*Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice.
The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
*The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

Operating Conditions

Max. system voltage	1500 Vdc
Max. series fuse rating*	30 A
Operating temperature range	- 40°C - 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400 Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400 Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25 mm / 23 m·s ⁻¹

*Do not connect fuse in combiner box with two or more strings in parallel connection.

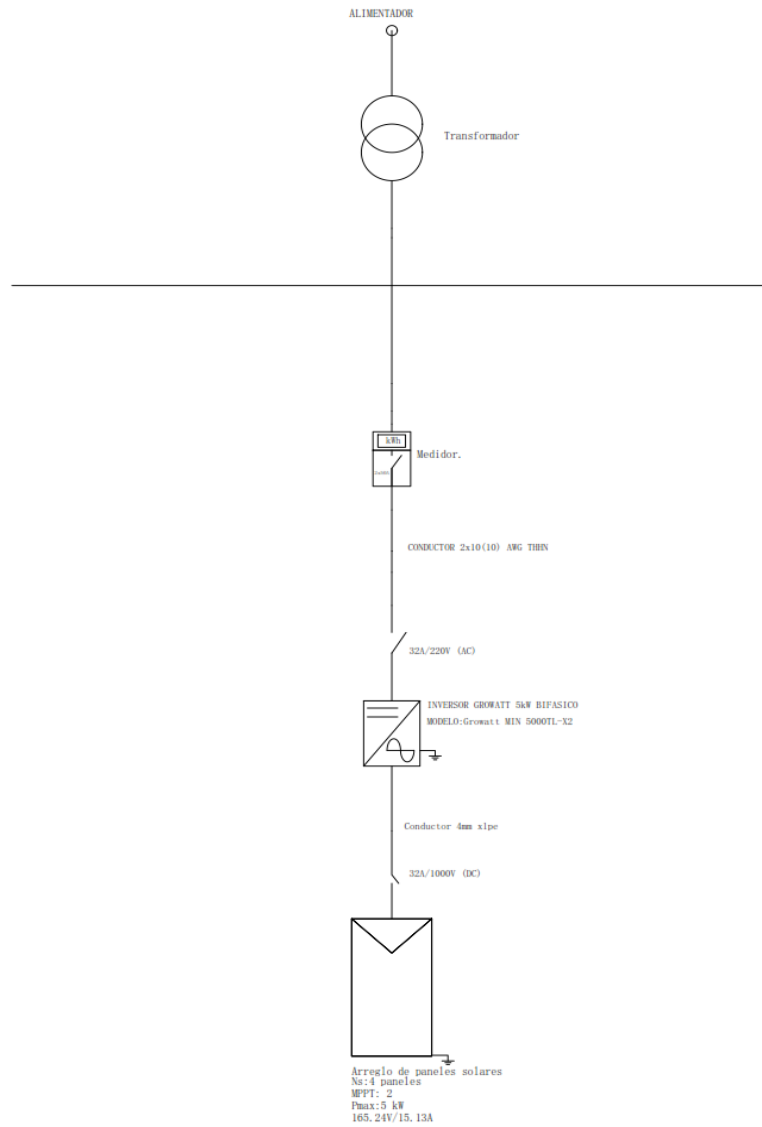
General Characteristics

Dimensions (L / W / H)	2382 mm / 1134 mm / 30 mm
Weight	32.5 kg



Yingli Solar Website

11.2 Anexo 2 Diagrama Unifilar.



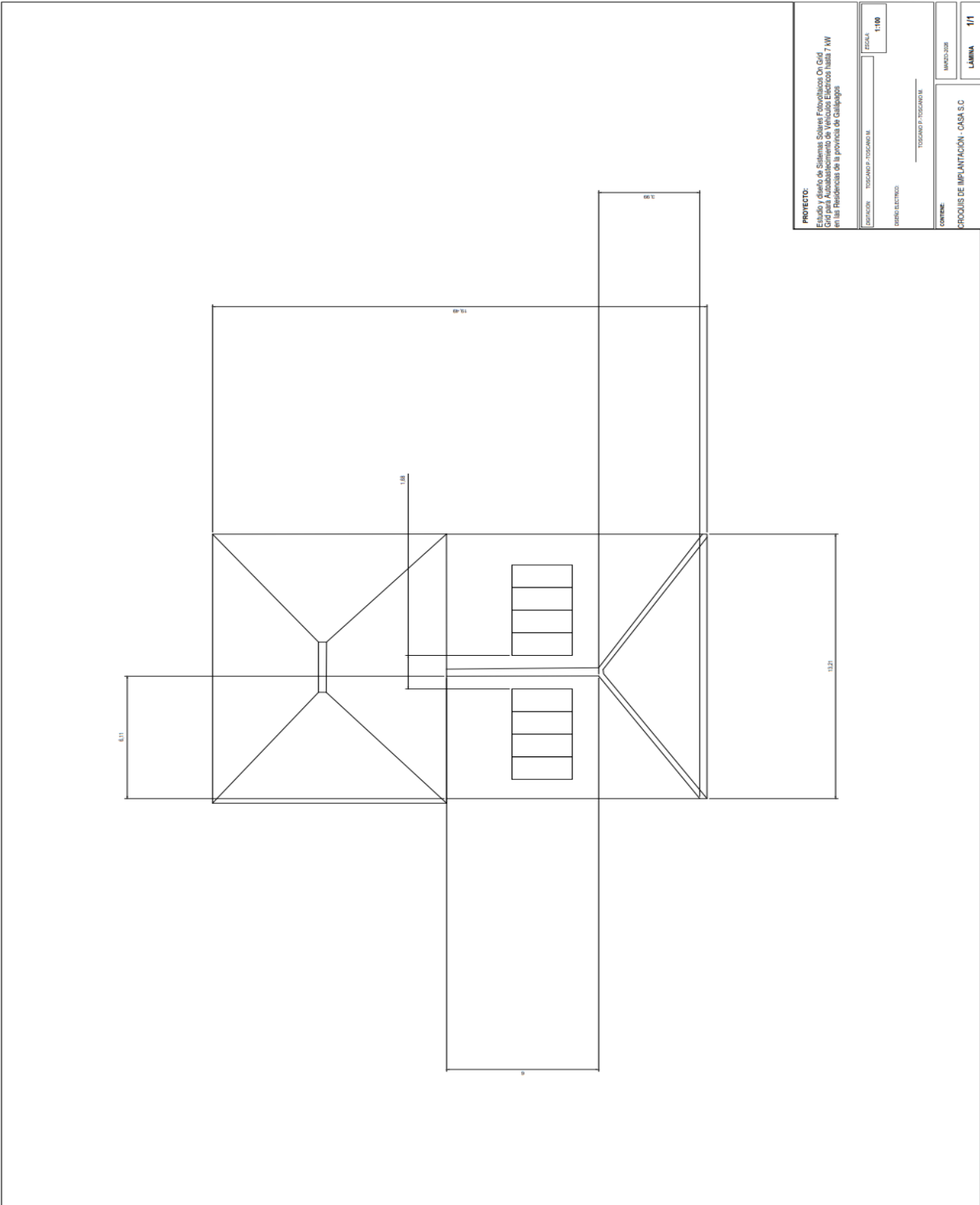
PROYECTO: SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO HIBRIDO ON-GRID. POTENCIA INSTALADA 5 kW	
UBICACIÓN: TOISCANO P.-TOISCANO M.	ESCALA: 1:100
DISEÑO ELECTRICO: TOISCANO P.-TOISCANO M.	
CONTIENE: PLANO DE IMPLANTACIÓN-CASA S.C	MARZO -2026 LÁMINA 1/1

11.3 Anexo 3 Plano de Implantación



PROYECTO:		Estudio y diseño de Sistema Solar Fotovoltaico On Grid para Autoconsumo de Vehículos Especiales hasta 7 kW en las Residencias de la provincia de Guayas	
IDENTIFICACION:		PROYECTO N°	ESPECIAL
SECTOR ELECTIVO:		1180	
CONTENIDO:		DISEÑO E IMPLANTACION	
PLANO DE IMPLANTACION - CADA 5 C		MANEJO 2024	LAMINA 1/1

11.4 Anexo 4 Croquis de Emplazamiento.



PROYECTO:
 Estudio y diseño de Sistema Solar Fotovoltaico On Grid
 en un Área Agrícola en el Municipio de San Juan
 del Estado de Chiapas

DISEÑO: TOSCANO P. TOSCANO M.
ESCALA: 1:100

DISEÑO ELECTRICO:
 TOSCANO P. TOSCANO M.

CONTIENE:
 PROYECTO DE IMPLANTACION - CASA S.C

MANEJO:
 LÁMINA 1/1